

Научно-технический центр Единой энергетической системы

ИЗВЕСТИЯ  
НТЦ  
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ  
СИСТЕМЫ

№ (1) 74

Издаётся с февраля 1957 г.

Санкт-Петербург  
2016

УДК 621.311; 621.313; 621.314; 621.316

## **РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ**

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

## **РЕДАКЦИЯ**

Леонтьева М. В. – выпускающий редактор;  
Виленкина И. И. – секретарь редакции.

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

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

Наименование и содержание рубрик журнала соответствует группе специальностей 05.14.00 «Энергетика».

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

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

Адрес редакции:

194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, ОАО «НТЦ ЕЭС».  
Тел. (812) 292-94-05, (812) 292-94-20. E-mail: [nto@ntcees.ru](mailto:nto@ntcees.ru).

## **СОДЕРЖАНИЕ**

ПРЕДИСЛОВИЕ .....	5
-------------------	---

### **МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ИССЛЕДОВАНИЯ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ**

*Акимов Д. А., Коровкин Н. В., Одинцов М. В., Фролов О. В.*

Методика выбора мест установки и параметров фазоповоротных трансформаторов в электрических сетях .....	6
--	---

*Суслова О. В., Чекан Г. В.*

Использование модифицированного топологического метода оценки надежности технических систем на примере электропередачи Россия – Финляндия, включающей вставку постоянного тока .....	20
--	----

### **МОДЕЛИРОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМ**

*Бердин А. С., Близнюк Д. И., Романов И. Б.*

Определение результирующих характеристик нагрузки энергорайонов для выполнения расчетов электромеханических переходных процессов.....	35
---	----

*Закарюкин В. П., Крюков А. В.*

Моделирование режимов электрических сетей с высоковольтными коаксиальными кабелями.....	42
---	----

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

Определение эквивалентной инерционной постоянной по данным измерений электромеханического переходного процесса .....	58
--	----

*Седойкин Д. Н., Юрбанов А. А.*

Новая структура канала стабилизации режима синхронного генератора и общие принципы его настройки на основе нечеткого аппроксиматора .....	67
---	----

*Енальдиев В. Г., Меркушев Д. В.*

Устройство защиты оборудования от кратковременных провалов напряжения .....	75
---	----

### **ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ**

*Кощеев Л. А.*

Об оценке эффективности централизованной системы противоаварийной автоматики .....	80
--	----

<i>Комментарий А.Ф. Бондаренко</i>	
к статье Л. А. Кощеева «Об оценке эффективности централизованной системы противоаварийной автоматики».....	86
<i>Горелик Т. Г., Горчаков А. А., Кириенко О. В.</i>	
Автоматизированная система статистической обработки результатов испытаний устройств векторных измерений.....	88
<i>Волошин М. В., Демидов А. А.</i>	
Разработка алгоритма автоматической коррекции суточной выработки электроэнергии гидравлических электростанций, подключенных под управление от систем автоматического регулирования частоты и активной мощности .....	101
<i>Есипович А. Х., Кабанов Д. А.</i>	
Технология настройки цифровых АРВ сильного действия отечественной структуры.....	113
<i>Высогорец С. П.</i>	
Совершенствование диагностирования заводских дефектов в оборудовании с полимерной изоляцией на примере высоковольтных вводов .....	127

## ИЗ ОПЫТА МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

<i>Ефимова Е. В., Коробков А. В., Смирнов А. Н., Шлайфштейн В. А.</i>	
Актуальные вопросы использования ветроэлектрических и солнечных установок с учетом мирового опыта их применения .....	137

## СТРАНИЦЫ ИСТОРИИ

<i>Владимирский Л. Л., Соломоник Е. А.</i>	
К истории высоковольтного корпуса НИИПТ .....	144

---

Content, Abstracts, Keywords.....	162
Правила представления рукописей авторами.....	165

## **ПРЕДИСЛОВИЕ**

---

### **Уважаемый читатель!**

Основная часть представленных в данном номере статей разделена (в значительной степени условно) на три раздела – методические вопросы, результаты исследований, эксплуатационный опыт управления и развития энергосистем. В отличие от предыдущих номеров в данном выпуске журнала значительная часть статей представлена сторонними авторами из различных организаций, во многих статьях излагаются материалы диссертационных работ.

Статья об оценке эффективности противоаварийной автоматики сопровождается комментариями, подтверждающими основные положения статьи, но содержащими более радикальный подход к экономическому обоснованию противоаварийной автоматики.

Раздел «Из опыта мировой электроэнергетики» посвящен вопросам ветро- и солнечной энергетики, на которые в последнее время обращается все большее внимание.

В традиционной рубрике «Страницы истории» вниманию читателей предлагается история создания и развития одного из высоковольтных испытательных центров в Ленинграде (Санкт-Петербурге).

Приглашаем читателей нашего журнала к обсуждению вопросов, затронутых в статьях данного и предыдущих номеров. Наиболее интересные отклики будут публиковаться в последующих выпусках журнала.

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

# МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ИССЛЕДОВАНИЯ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ

УДК 621.314

Д. А. Акимов, Н. В. Коровкин, М. В. Одинцов, О. В. Фролов

## Методика выбора мест установки и параметров фазоповоротных трансформаторов в электрических сетях

Рассмотрены различные методы выбора оптимальных мест установки фазоповоротных трансформаторов, проведены построение и анализ матрицы угловой сенсорности PSDF для тестовых 14-и 57-узловой схемы IEEE. Для тестовой 57-узловой схемы IEEE с использованием билинейной теоремы получены зависимости напряжения в узлах и потерь активной мощности в схеме от варьируемого угла сдвига фазоповоротного трансформатора (ФПТ), выбраны оптимальные с точки зрения снижения потерь активной мощности места установки ФПТ в схеме, определены их оптимальные углы сдвига.

*Ключевые слова:* объединенная энергосистема, фазоповоротный трансформатор, матрица PSDF, билинейная теорема, оптимальное положение, оптимальный угол сдвига.

Вопрос выбора оптимальных мест установки устройств FACTS является темой многочисленных исследований [1–5], зачастую выполняемых с использованием современных эвристических алгоритмов [6–8]. В общем случае эта проблема является нетривиальной и должна решаться с учетом особенностей сети, планов по ее развитию, нормативно-правовых и экономических аспектов.

В одной из первых работ на эту тему [9] предлагалось выбирать место установки ФПТ, исходя из критерия минимальных потерь активной мощности в энергосистеме. При этом принимались существенные допущения — активные сопротивления ветвей в сети принимались равными нулю, как и сопротивление самого ФПТ, напряжения в узлах считались неизменными. Далее оценивали коэффициент влияния, равный отношению изменения потерь активной мощности от изменения угла ФПТ, ветвь с наибольшим коэффициентом признавалась самой удачной для установки ФПТ. Оптимальный угол ФПТ находился перебором. Также в отечественных статьях [10, 11] поднимался вопрос о расчете и учете коэффициента влияния ФПТ на потоки активной мощности в энергосистеме, однако в них не рассматривалась проблема выбора места установки ФПТ. В [12, 13] оптимальное место установки ФПТ искалось с помощью генетического алгоритма.

Однако некоторым из математических подходов, которые осуществляют одновременную расстановку и настройку ФПТ, исходя из критерия минимальных потерь активной мощности в схеме, свойствен ряд очевидных существенных недостатков:

- 1) получаемые решения настройки и установки ФПТ математически оптимальны лишь для единственной исследуемой схемно-режимной ситуации;
- 2) невозможность оценки эффективности получаемых решений на перспективу;
- 3) подобные подходы не позволяют учсть другие возможные цели и критерии, закладываемые при установке ФПТ, такие как ограничение токовых перегрузок, снижение трансграничных перетоков и пр.

Поэтому в данной статье предложен альтернативный подход к выбору места установки и настройки ФПТ, основанный на разбиении электрической сети на зоны влияния потенциальных ФПТ (клUSTERы) и выборе в каждом из них оптимальной ветви установки и угла ФПТ.

Для выбора оптимального места установки ФПТ необходимо иметь возможность оценить, что может дать установка ФПТ в ту или иную ветвь расчетной схемы, какое изменение в потоках мощности и, соответственно, токах по линии это произведет. Для этого целесообразно построить матрицу чувствительности ветвей размерности  $L \times L$  ( $L$  – количество ветвей в расчетной схеме), которая будет отражать величину изменения потоков мощности по линиям в зависимости от внесенного «возмущения» в виде изменения угла ФПТ, установленного в той или иной ветви. Стоит отметить, что возможность выбора места установки поперечного устройства FACTS исходя из матрицы сенсорности узлов размерности  $N \times N$  ( $N$  – число узлов) была показана в [14].

Получение подобной матрицы влияния изменения угла ветви на потоки активной мощности возможно двумя путями:

- 1) «ручным» внесением изменения угла в каждую ветвь расчетной схемы, расчетом соответствующего установившегося режима, тогда разность полученных и исходных значений потоков мощности даст матрицу «сенсорности» ветвей;
- 2) с помощью подхода, изложенного в [15] и основанного на линеаризации модели сети переменного тока и соответствующих операциях с матрицами инцидентности и проводимости.

В качестве тестовой схемы была выбрана 14-узловая схема IEEE (рис. 1).

Данная схема содержит 20 ветвей. Рассмотрим установку фазоповоротного трансформатора поочередно в каждую ветвь расчетной схемы и установку значения его угла сдвига фаз на 5, 10, 15 и 20°. Получаемые при этом вручную матрицы угловой сенсорности ветвей представлены на рис. 2. Наиболее яркие ячейки соответствуют высоким значениям угловой сенсорности ветвей (в соответствии с приведенной шкалой).

Данные матрицы показывают, насколько изменится поток активной мощности в каждой ветви расчетной схемы при установке ФПТ с углом 5, 10, 15 или 20° в ту или иную ветвь схемы.

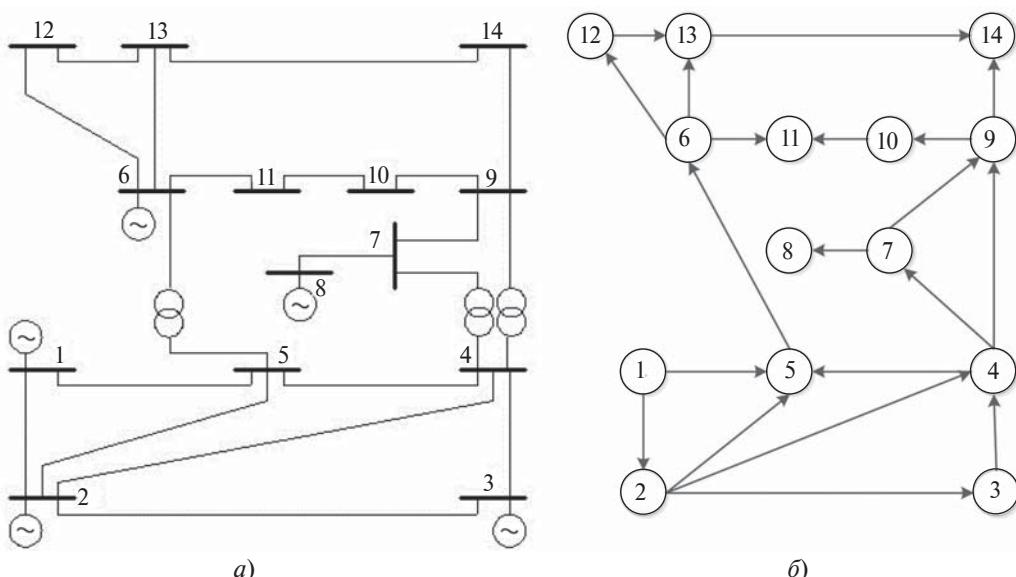
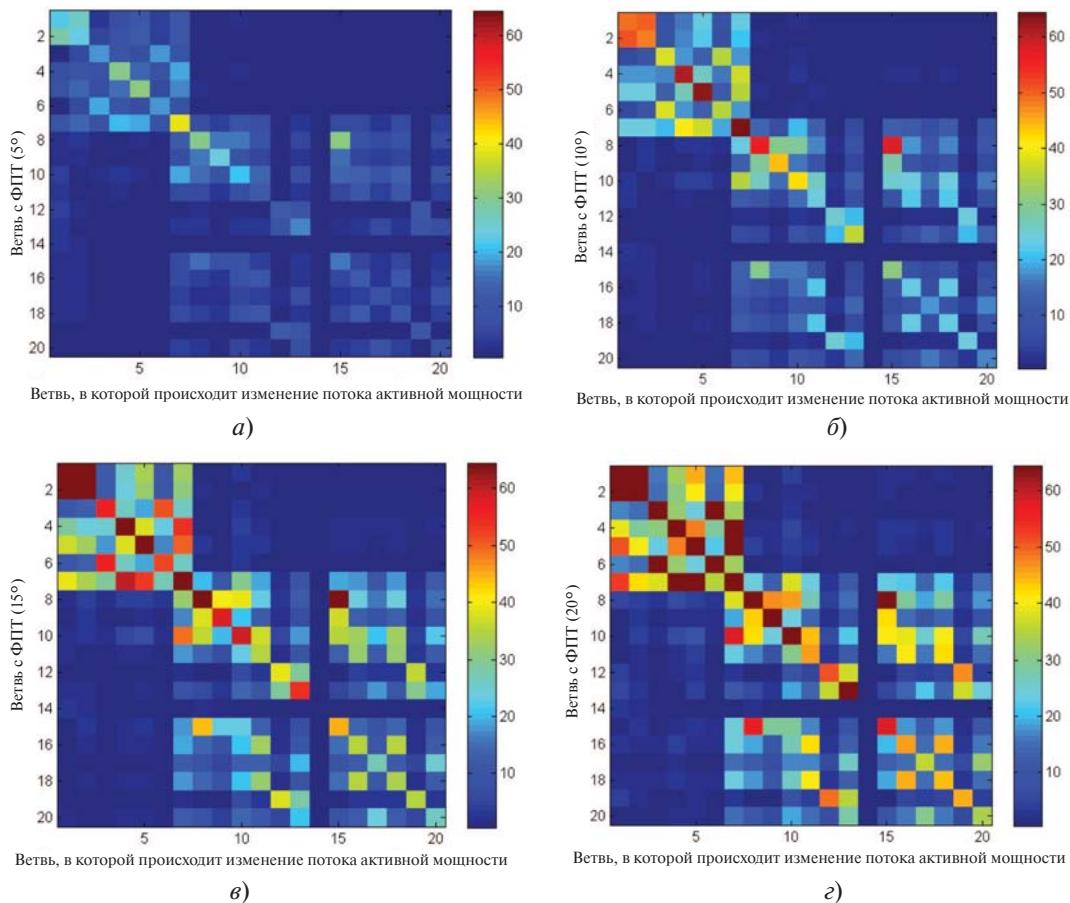


Рис. 1. Тестовая 14-узловая схема IEEE (a) и ее граф (б)



**Рис. 2.** Матрицы угловой сенсорности ветвей при установке ФПТ с углом 5° (а), 10° (б), 15° (в), 20° (г)

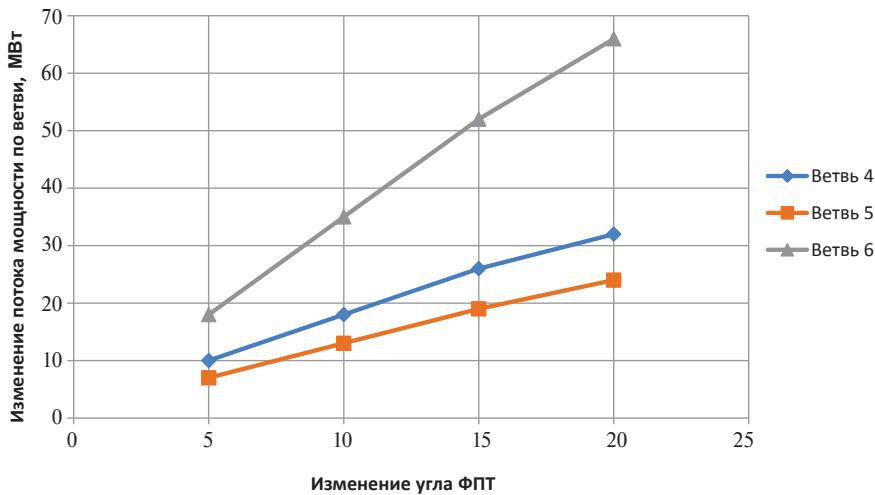
Например, при установке ФПТ с углом 20° в ветвь 6 (узел 3–4), потоки мощности в ветвях 4 (2–4), 5 (2–5), 6 (3–4) изменяются на 32, 24 и 66 МВт соответственно, а поток мощности по ветви 19 (12–13) практически не изменяется (на 1 МВт).

Исходя из полученных результатов, можно сделать следующие выводы:

1. Изменение потоков активной мощности по ветвям схемы происходит пропорционально вносимому углу ФПТ (таблица, рис. 3).

#### Изменение потоков активной мощности в ветвях при установке ФПТ в ветвь 6 (3–4)

Угол ФПТ в ветви 6, град	Изменение потока активной мощности в ветвях, МВт		
	4 (2–4)	5 (2–5)	6 (3–4)
5	10	7	18
10	18	13	35
15	26	19	52
20	32	24	66



**Рис. 3.** Изменение потоков активной мощности в ветвях при установке ФПТ в ветвь 6 (3–4)

2. Матрица угловой сенсорности ветвей близка к симметричной.

Например, установка ФПТ с углом  $20^\circ$  в ветвь 6 (3–4) изменяет поток активной мощности в ветви 4 (2–4) на 32 МВт, аналогично установка ФПТ с углом  $20^\circ$  в ветвь 4 (2–4) изменяет поток активной мощности в ветви 6 (3–4) на 29 МВт.

3. Анализ матриц угловой сенсорности ветвей позволяет выделить границы классов – зон влияния устанавливаемых ФПТ.

Как следует из рис. 2, установка ФПТ в любую из ветвей 1–6 будет оказывать влияние только на ветви 1–6. Подобная кластеризация может быть использована для расстановки оптимального числа ФПТ.

4. Установка ФПТ в ветвь в большей степени изменяет поток по ней самой.

5. Матрица угловой сенсорности ветвей позволяет наглядно оценить последствия установки ФПТ в ту или иную ветвь.

Однако при значительном числе узлов и ветвей расчетной схемы построение матрицы угловой сенсорности ветвей подобным способом может быть трудоемко – ведь наибольшее расчетное время обычно занимает многократный расчет устанавлившихся режимов. Альтернативой является метод, описанный в [15, 16]. В этом методе вычисляется та же угловая сенсорность ветвей – Phase Shifter Distribution Factor (PSDF), равная отношению изменения мощности, текущей по линии, к изменению угла, но в упрощенной схеме. Для этого применяется линеаризация модели сети переменного тока, для которой характерны следующие допущения:

- 1) активными сопротивлениями линий пренебрегают ( $R \ll X$ );
- 2) модули напряжений в узлах постоянны и равны друг другу в относительных единицах ( $|U| = 1$  о.е.);
- 3) разница углов векторов напряжений между соседними узлами мала ( $\sin(\delta_N - \delta_Q) \approx \delta_N - \delta_Q$ ).

Тогда, исходя из этих допущений, выражение для активной мощности по линии:

$$P_L = \frac{|U_N| |U_Q|}{X_L} \sin(\delta_N - \delta_Q)$$

может быть переписано в виде:

$$P_L = B_L(\delta_N - \delta_Q),$$

где  $B_L = \frac{1}{X_L}$  – проводимость. То же в матричном виде для всей схемы:

$$\mathbf{P}_L = \mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A} \cdot \boldsymbol{\delta}_N,$$

где  $\mathbf{B}_d$  – диагональная матрица проводимостей линий;  $\mathbf{A}$  – матрица инцидентности графа схемы (см. рис. 1, б).

Активная мощность в узле может быть записана так:

$$\mathbf{P}_N = \mathbf{A}_T \cdot \mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A} \cdot \boldsymbol{\delta}_N.$$

Тогда

$$\mathbf{P}_L = ((\mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A}) (\mathbf{A}^T \cdot \mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A})^{-1}) \cdot \mathbf{P}_N.$$

Тогда следующая матрица покажет зависимость, как инжектируемая в тот или иной узел  $N$  активная мощность влияет на поток активной мощности в линии  $L$ :

$$\mathbf{PTDF}^{L \times N} = (\mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A}) \cdot (\mathbf{A}^T \cdot \mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A})^{-1}.$$

Данная матрица известна и может успешно применяться для анализа режимов электрической сети [16, 17].

В случае наличия ФПТ в схеме уравнение потока активной мощности может быть переписано в виде:

$$P_L = B_L \cdot (\delta_N - \delta_Q + \alpha_L),$$

где  $\alpha_L$  – угол сдвига фаз, вносимый ФПТ. Следует отметить, что замена выражения  $\sin(\delta_N - \delta_Q + \alpha_L)$  на  $(\delta_N - \delta_Q + \alpha_L)$  не влечет существенной погрешности даже для угла, равного  $30^\circ$  ( $\sim 0,5236$  радиан) –  $\sin(30^\circ) = 0,5$ .

В матричном виде:

$$\mathbf{P}_L = \mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A} \cdot \boldsymbol{\delta}_N + \mathbf{B}_d \cdot \boldsymbol{\alpha}_L.$$

Узловая активная мощность:

$$\mathbf{P}_N = \mathbf{A}^T \cdot \mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A} \cdot \boldsymbol{\delta}_N + (\mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A})^T \cdot \boldsymbol{\alpha}_L.$$

Выражая  $\boldsymbol{\delta}_N$ , получаем:

$$\mathbf{P}_L = ((\mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A}) \cdot (\mathbf{A}^T \cdot \mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A})^{-1}) \cdot \mathbf{P}_N + (\mathbf{B}_d - (\mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A}) \cdot (\mathbf{A}^T \cdot \mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A})^{-1} \cdot (\mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A})^T) \cdot \boldsymbol{\alpha}_L,$$

или

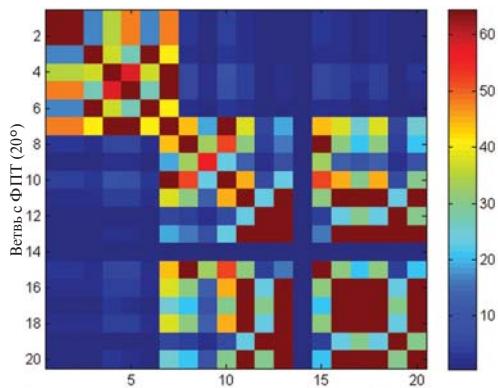
$$\mathbf{P}_L = \mathbf{PTDF}^{L \times N} \cdot \mathbf{P}_N + \mathbf{PSDF}^{L \times L'} \cdot \boldsymbol{\alpha}_L,$$

где  $\mathbf{PSDF}$  – матрица угловой сенсорности ветвей (Phase Shifter Distribution Factor):

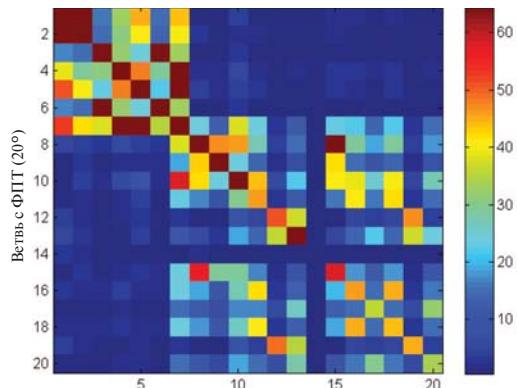
$$\mathbf{PSDF} = \mathbf{B}_d - (\mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A}) \cdot (\mathbf{A}^T \cdot \mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A})^{-1} \cdot (\mathbf{B}_d \cdot \mathbf{A})^T.$$

Данная матрица показывает, насколько изменение угла на один радиан в одной из ветвей повлияет на поток активной мощности в другой  $\left(\frac{dP_L}{d\alpha_L}\right)$ . Получение и краткий анализ матриц **PTDF** и **PSDF** для 5-узловой тестовой схемы приведены в работе [17]. На рис. 4 показана матрица **PSDF**, полученная для рассматриваемой 14-узловой схемы IEEE и переведенная для сравнения с результатами предыдущего расчета из о. е./радиан в МВт/градус.

Матрица, получаемая при внесении аналогичного возмущения вручную, представлена на рис. 5.



**Рис. 4.** Матрица **PSDF** для линеаризованной модели 14-узловой схемы IEEE



Ветвь, в которой происходит изменение потока активной мощности

**Рис. 5.** Матрица угловой сенсорности ветвей при установке ФПТ с углом 20°

Можно отметить, что структура матрицы **PSDF**, полученная с помощью алгоритма для линеаризованной модели, повторяет структуру матрицы **PSDF**, полученной при изменении угла электропередачи вручную, однако содержит погрешности, обусловленные линеаризацией исходной модели. В случае, если расчет установившихся режимов при внесении ФПТ в каждую ветвь расчетной схемы занимает значительное время, для приблизительного анализа угловой сенсорности ветвей схемы можно воспользоваться алгоритмом получения матрицы **PSDF** для линеаризованной модели.

Следует отметить, что для анализа режимов энергорайона с помощью матрицы взаимного влияния следует построить их для случаев различных балансовых ситуаций и с учетом перспективного развития энергосистемы (демонтажа старых линий, строительства новых и т. д.). Совместный анализ полученных матриц покажет, насколько изменится влияние тех или иных ветвей на другие, какие из ветвей останутся «сенсорными», изменятся ли их зоны влияния (кластеры) с развитием сети.

Основными целями установки ФПТ обычно являются снижение токовых перегрузок линий (или уменьшение трансграничных перетоков) и снижение потерь активной мощности в энергосистеме за счет удачного перераспределения потоков. Для выбора места установки ФПТ, которое позволит снизить значение тока в перегружаемом элементе сети, исходя из полученных матриц, следует оценить,

какие линии оказывают и продолжат оказывать с развитием сети достаточное влияние на перегруженый элемент. Степень достаточности оказываемого влияния можно оценить с помощью значения соответствующего элемента матрицы сенсорности ветвей. Исходя из расчета матрицы угловой сенсорности ветвей для линеаризованной модели лишь с помощью матриц инцидентности  $\mathbf{A}$  и проводимостей  $\mathbf{B}$ , можно заключить, что она является практически инвариантной относительно различных балансовых ситуаций. Поэтому ветви, являющиеся сенсорными для одного режима, с большой вероятностью останутся сенсорными и для других, которые на момент расчета невозможno предусмотреть. Это является существенным преимуществом анализа режима с помощью матриц сенсорности ветвей.

В случае если задачу снятия токовых перегрузок или уменьшения трансграничных перетоков планируется решать другими способами, то возможно применение ФПТ для уменьшения активных потерь в схеме за счет улучшения распределения потоков мощности. В этом случае также следует проанализировать матрицы угловой сенсорности ветвей – упорядочить полученные матрицы с помощью соответствующих алгоритмов (например, с помощью алгоритма минимизации ширины ленты или алгоритма минимальной степени) [18] и выделить зоны влияния ветвей в схеме.

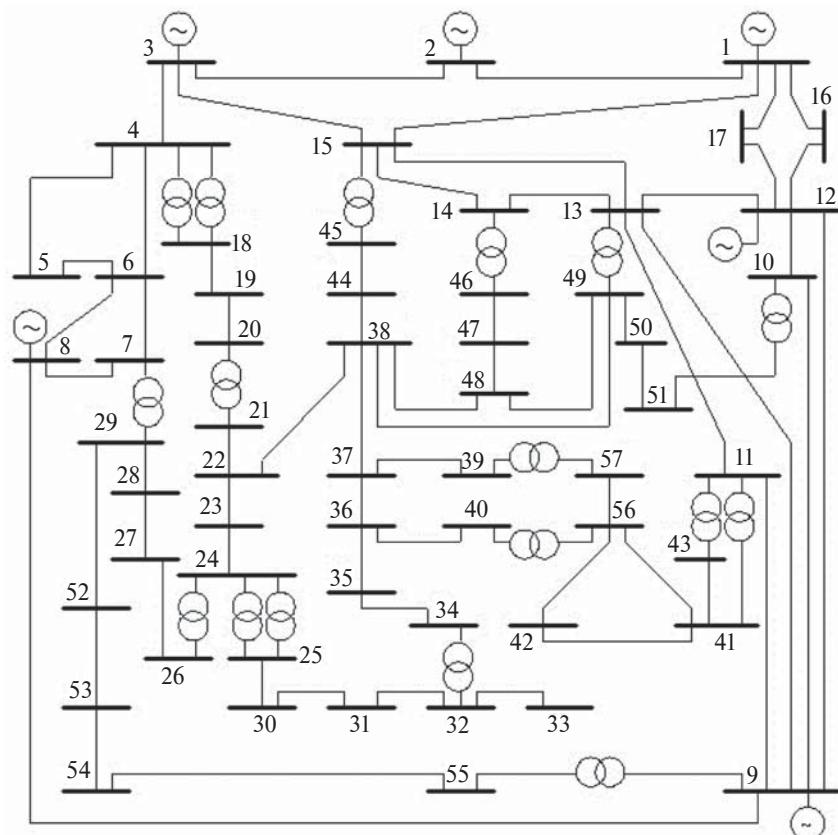
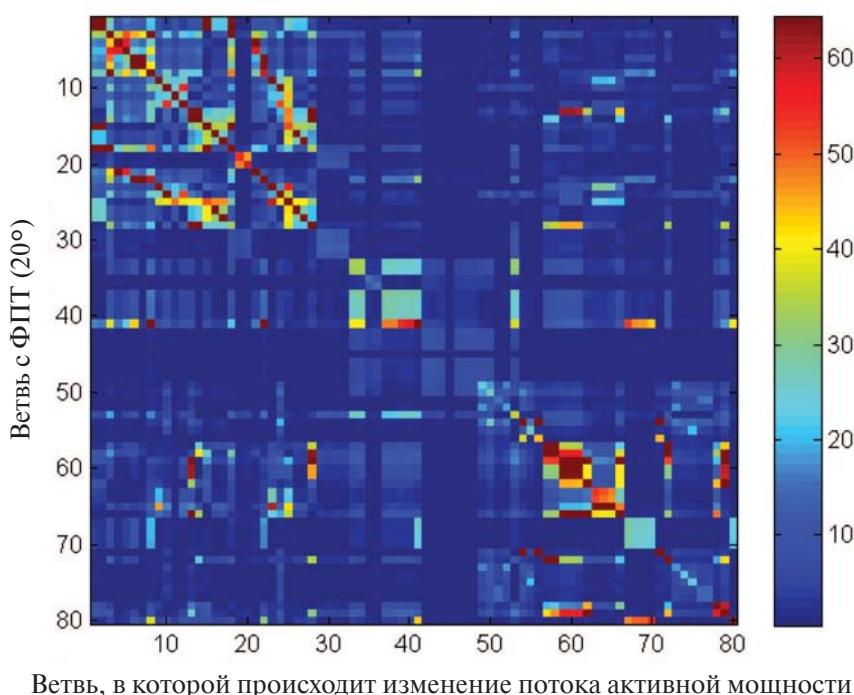


Рис. 6. Тестовая 57-узловая схема IEEE

Далее, используя дробно-полиномиальные соотношения для электрической схемы, применение которых рассмотрено в [19], можно получить аналитическое выражение зависимости потерь активной мощности в кластере от угла, установленного в каждой ветви ФПТ (будет показано ниже). В случае каких-либо изменений в схеме можно пересчитать соответствующие зависимости и определить новые оптимальные значения углов ФПТ. Дальнейшая экономическая оценка полученных решений может определить, насколько то или иное решение удачно и может ли оно быть рекомендовано к реализации в реальной энергосистеме.

Интерес представляет более сложная задача – расстановка и настройка углов ФПТ в схеме с большим числом узлов и ветвей. Ниже показана реализация подобного алгоритма на примере тестовой 57-узловой схемы IEEE (рис. 6). Схемы IEEE широко используются в зарубежных работах для апробации, тестирования, сопоставления и демонстрации различных методов решения задач анализа и моделирования установившихся режимов энергосистем. В частности, 57-узловая схема представляет собой модель установившегося режима среднезападной части американской энергосистемы АЕР периода 1960–1962 гг. [20].

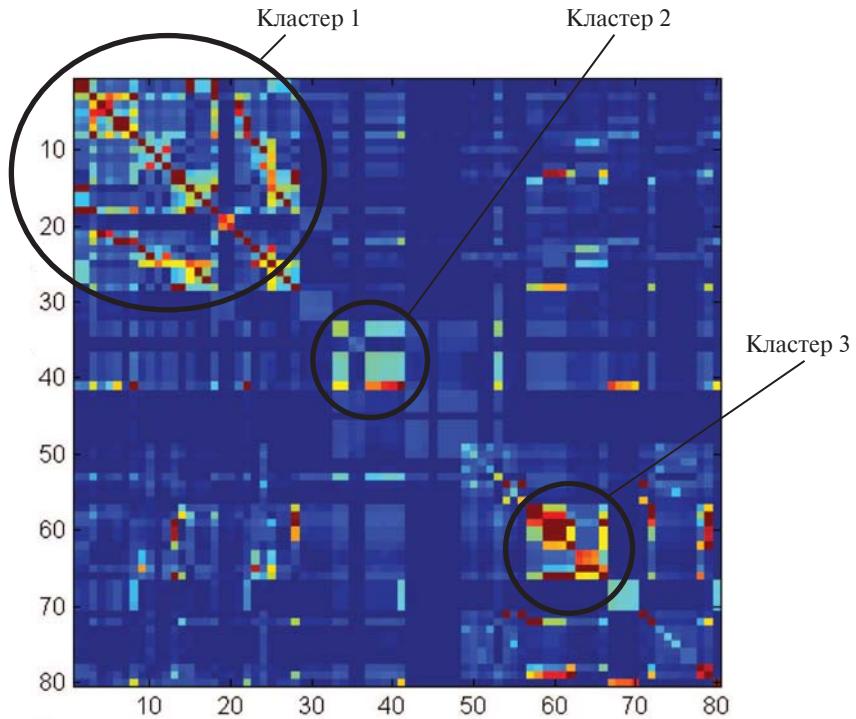
Получим матрицу угловой сенсорности ветвей для данной схемы с помощью «ручного» изменения угла каждой ветви и расчета соответствующего режима. Структура данной матрицы для угла  $20^\circ$  представлена на рис. 7.



Ветвь, в которой происходит изменение потока активной мощности

**Рис. 7.** Матрица угловой сенсорности ветвей при установке ФПТ с углом  $20^\circ$

В данной матрице можно выделить определенные кластеры (рис. 8). Изменение углов в остальных ветвях оказывает незначительное влияние на потоки мощности в схеме.



**Рис. 8.** Выделенные кластеры в матрице угловой сенсорности ветвей для тестовой 57-узловой схемы IEEE

Для наглядности выделим полученные зоны влияния (рис. 9).

Как уже указывалось выше, фазоповоротный трансформатор в электрических сетях применяется для перераспределения потоков мощности в энергосистеме. При этом цели перераспределения могут быть различными — снижение токовой загрузки перегруженых элементов, уменьшение потерь активной мощности, снижение трансграничных перетоков. Зачастую эти цели противоречивы — в [21] показано решение задачи выбора оптимальной настройки ФПТ с помощью методов многокритериальной оптимизации. В данной задаче будем рассматривать только один критерий — снижение потерь активной мощности в электрической сети, которые в текущей тестовой 57-узловой схеме IEEE составляют 28,33 МВт. Для России этот вопрос является актуальным из-за высокого уровня потерь в сети [22, 23], а наличие единой компании, управляющей режимами электропередачи, позволяет избежать типичных для Европы проблем по регулированию перетоков мощности по сетям, принадлежащим разным организациям [24]. Снижение же токовой перегрузки может рассматриваться как ограничение для минимизации потерь активной мощности, а не как дополнительный критерий.

Воспользуемся дробно-полиномиальными соотношениями [19], устанавливающими связь между регулируемым параметром и параметрами режима работы электрической сети (в частности, потерями активной мощности). Как указано в [19], напряжение в  $i$ -м узле электрической сети может быть выражено через коэффициент трансформации ФПТ (если регулируемой является только мнимая часть):

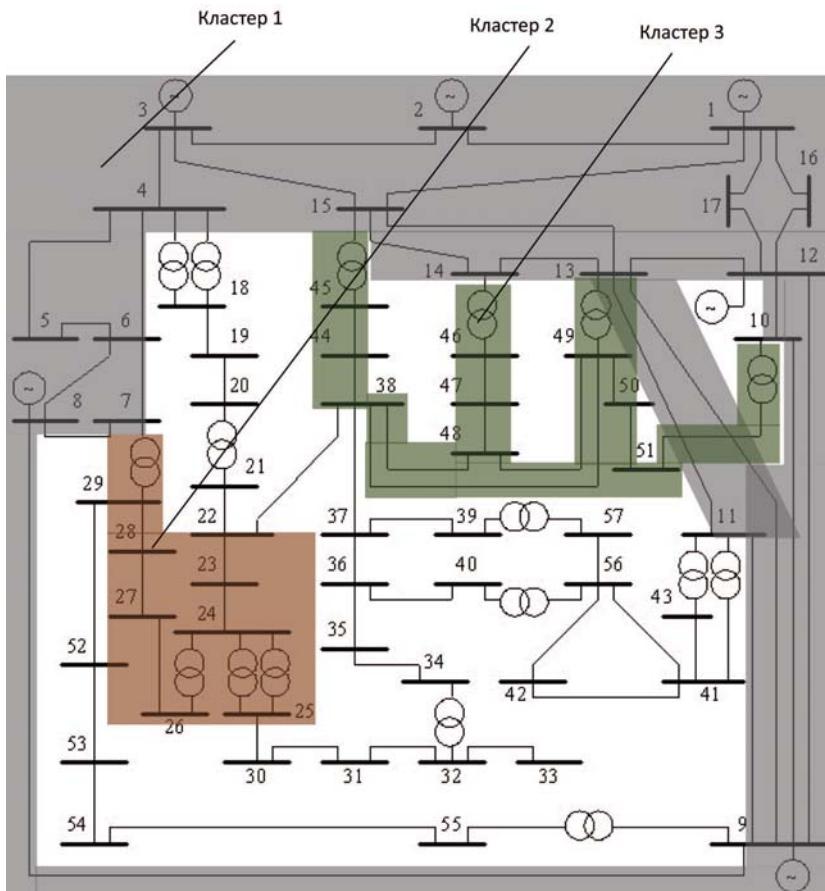


Рис. 9. Выделенные кластеры в тестовой 57-узловой схеме IEEE

$$\dot{U}_i = \frac{B_{0,i} + B_{1,i}^p \kappa_p^{\text{Im}} + B_{2,i}^p (\kappa_p^{\text{Im}})^2}{1 + C^p (\kappa_p^{\text{Im}})^2},$$

где  $p$  – ветвь, в которую включен ФПТ;  $B_{0,i}$ ,  $B_{1,i}$ ,  $B_{2,i}$ ,  $C_1$  – постоянные коэффициенты, определяемые в результате расчета трех режимов с различными значениями  $\kappa_p^{\text{Im}}$ ;  $\kappa_p^{\text{Im}}$  – мнимый коэффициент трансформации ФПТ, установленный в ветви с номером  $p$ . Данная зависимость получена при допущении, что исследуемая модель ЭЭС является линейной (задание нагрузки постоянной проводимостью и задание генерации постоянным источником тока). В [19] показано, что подобные допущения порождают погрешность не более 1,5 %.

Зная значения напряжения в узлах сети, ток в ветви можно получить так:

$$\dot{I}_p = \frac{\dot{U}_m - \dot{U}_n}{\sqrt{3} \dot{Z}_p},$$

где  $p$  – номер ветви между узлами  $m$  и  $n$ .

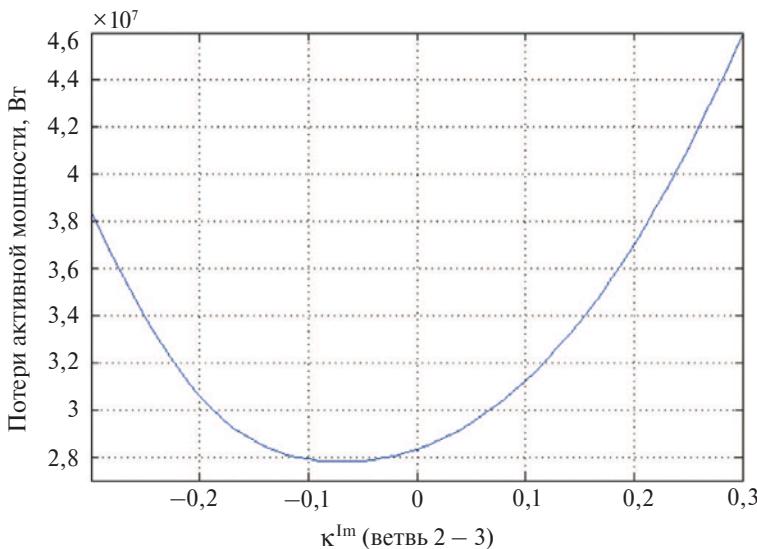
Выражение для потерь активной мощности в линии:

$$\begin{aligned}\Delta P &= I_p^2 R_p = \left( \frac{\dot{U}_m - \dot{U}_n}{\sqrt{3} \dot{Z}_p} \right)^2 \cdot R_p = \\ &= \frac{\left( B_{0,m} + B_{1,m}^p \kappa_p^{\text{Im}} + B_{2,m}^p (\kappa_p^{\text{Im}})^2 \right)^2 - \left( B_{0,n} + B_{1,n}^p \kappa_p^{\text{Im}} + B_{2,n}^p (\kappa_p^{\text{Im}})^2 \right)^2}{1 + C^p (\kappa_p^{\text{Im}})^2} \cdot R_p = \\ &= \frac{\left( (B_{0,m} - B_{0,n}) + (B_{1,m}^p - B_{1,n}^p) \kappa_p^{\text{Im}} + (B_{2,m}^p - B_{2,n}^p) (\kappa_p^{\text{Im}})^2 \right)^2}{3 \dot{Z}_p^2 (1 + C^p (\kappa_p^{\text{Im}})^2)^2} R_p.\end{aligned}$$

Независимость кластеров друг от друга позволяет поочередно анализировать зависимости между регулируемым углом каждого ФПТ и параметрами сети в каждом кластере.

Выражение для потерь активной мощности в кластере может быть записано так:

$$\Delta P = \sum_{p=1}^{p=w} I_p^2 R_p = \sum_{p=1}^{p=w} \frac{\left( (B_{0,m} - B_{0,n}) + (B_{1,m}^p - B_{1,n}^p) \cdot \kappa_p^{\text{Im}} + (B_{2,m}^p - B_{2,n}^p) \cdot (\kappa_p^{\text{Im}})^2 \right)^2}{3 \dot{Z}_p^2 \left( 1 + C^p (\kappa_p^{\text{Im}})^2 \right)^2} R_p.$$



**Рис. 10.** Зависимость потерь активной мощности в тестовой 57-узловой схеме IEEE от мнимого коэффициента трансформации в ветви 2–3

Как показали результаты расчетов, наибольшее снижение потерь активной мощности в схеме достигается при установке ФПТ в кластере 1 в ветвь 2–3 ( $\kappa^{Im} = -0,069$ ,  $\Delta P = 27,78$  МВт), в кластере 2 в ветвь 23–24 ( $\kappa^{Im} = 0,024$ ,  $\Delta P = 28,30$  МВт), в кластере 3 в ветвь 13–49 ( $\kappa^{Im} = 0,036$ ,  $\Delta P = 28,02$  МВт). При этом установка ФПТ в вышеуказанные три места одновременно дает снижение потерь активной мощности до значения  $\Delta P = 27,60$  МВт, т. е. снижение потерь активной мощности в кластерах происходит практически независимо друг от друга.

Полученные аналитические зависимости потерь активной мощности от мнимого коэффициента трансформации являются громоздкими и приведены поэтому в виде графиков (рис. 10–12).

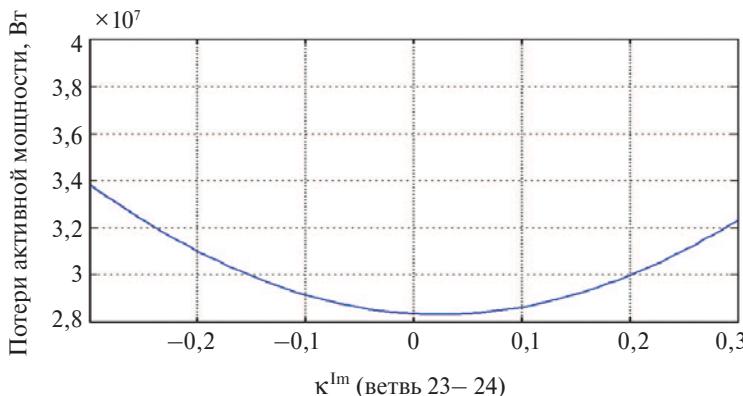


Рис. 11. Зависимость потерь активной мощности в тестовой 57-узловой схеме IEEE от мнимого коэффициента трансформации в ветви 23–24

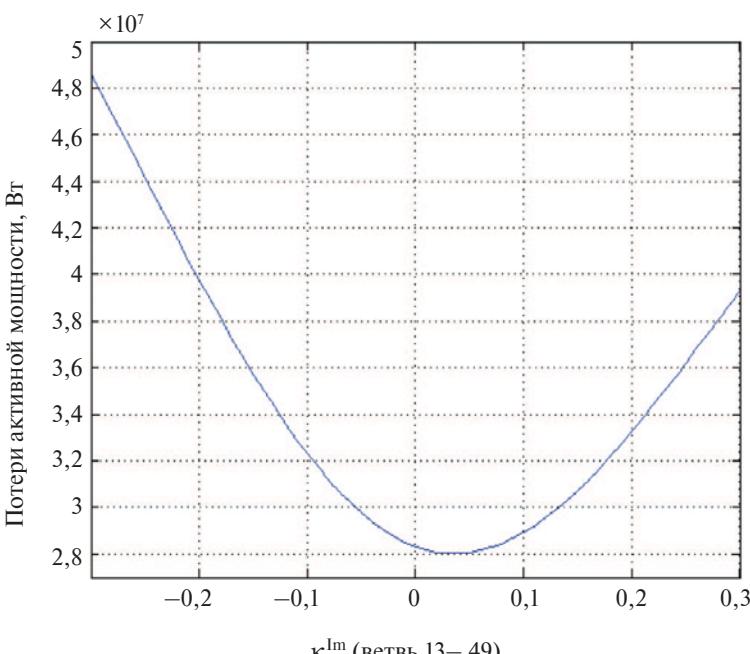


Рис. 12. Зависимость потерь активной мощности в тестовой 57-узловой схеме IEEE от мнимого коэффициента трансформации в ветви 13–49

## Заключение

1. Вопрос выбора оптимальных мест установки ФПТ (и устройств продольной компенсации вообще) является актуальным, общепризнанного подхода к решению данной проблемы в настоящее время не существует.
2. Возможным подходом к выбору оптимального места ФПТ являются построение и анализ матрицы угловой сенсорности ветвей (изменения потоков активной мощности в ветвях расчетной схемы в зависимости от установки ФПТ в ту или иную ветвь расчетной схемы).
3. Использование матрицы угловой сенсорности ветвей позволяет учесть различные возможные критерии при расстановке ФПТ, а также развитие сети и изменение балансовых ситуаций энергосистемы.
4. Существенными преимуществами анализа матрицы угловой сенсорности ветвей является ее наглядность, а также практическая инвариантность относительно различных балансовых ситуаций – как показывает алгоритм расчета матрицы **PSDF**, матрица угловой сенсорности ветвей в линеаризованной модели может быть построена, исходя лишь из топологии и значений сопротивлений схемы (матрицы инцидентности **A** и матрицы проводимостей **B**).
5. Использование билинейной теоремы позволяет получить аналитическую зависимость напряжений узлов схемы, а следовательно, и токов, и потерь активной мощности от мнимого коэффициента трансформации ФПТ, установленного в любой из ветвей электрической схемы, что позволяет выбрать оптимальные ветви установки ФПТ и углы.

## Список литературы

1. Aygen Z. E., Abur A. Optimal placement of phase shifters considering contingencies // Power Engineering Society General Meeting, IEEE, 2004.
2. Lima F. G. M., Galiana F. D., Kockar I., Munoz J. Phase shifter placement in large-scale systems via mixed integer linear programming // Power Systems, IEEE Transactions, 2003.
3. Vetrivel K., Mohan G., Rao K. U., Bhat S. H. Optimal placement and control of TCSC for transmission congestion management // Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCPEIC), 2014.
4. Rao V. S., Rao R. S. Comparison of various methods for optimal placement of FACTS devices // Smart Electric Grid (ISEG), 2014.
5. Duan C., Fang W., Jiang L., Niu S. FACTS devices allocation via sparse optimization // Power Systems, IEEE Transactions on, 2015.
6. Sonwane P. M., Kushare B. E. Optimal capacitor placement and sizing for enhancement of distribution system reliability and power quality using PSO // Convergence of Technology (I2CT), 2014.
7. El-Fergany A. A., Abdelaziz A. Y. Efficient heuristic-based approach for multi-objective capacitor allocation in radial distribution networks // Generation, Transmission & Distribution, IET, 2014.
8. Bhandari M., Gurav S. S. Genetic algorithm based optimal allocation of SVC for reactive power minimization in power systems // Industrial Instrumentation and Control (ICIC), 2015.
9. Xihg K., Kusig G.: Application of thyristor-controlled phase-shifters to minimize real power losses and augment stability of power systems // IEEE I 3, № 4, 1988, с. 792–798.
10. Самородов Г. И. Фазовое управление и его использование для расчета потокораспределений в электрических системах // Электричество. 1985. № 9. С. 10–13.
11. Самородов Г. И., Галданов С. Н. Использование фазового уравнения для анализа потокораспределений в схемах с фазоповоротными устройствами // Труды института энергетики АН Молд. СССР. – Кишинев: Штиинца. 1987. 115 с.

12. Paterni P., Vitet S., Bena M., Yokoyama A. Optimal location of phase shifters in the French network by genetic algorithm // Power Systems, IEEE Transactions on, 1999.
13. Ippolito L., Siano P.: Selection of optimal number and location of thyristor-controlled phase shifters using genetic based algorithms // Generation, Transmission and Distribution, In IEEE Proceedings, 2004.
14. Савина Н. В., Минжулин А. С., Шеленок С. С. Применение сенсорного анализа в задачах компенсации реактивной мощности // Вестник Амурского государственного университета. – 2008.
15. Guha Thakurta P., Van Hertem D., Belmans R. An approach for managing switchings of controllable devices in the Benelux to integrate more renewable sources // PowerTech, IEEE Trondheim 2011.
16. Purchala K., Meeus L., Van Dommelen D., Belmans R. Usefulness of DC power flow for active power flow analysis // Power Engineering Society General Meeting, 2005.
17. Van den Bergh K., Delarue E., D'haeseleer W. DC power flow in unit commitment models. TME Working Paper – Energy and Environment, 2014.
18. Тьюарсон Р. Разреженные матрицы. – М.: Мир, 1977. 172 с.
19. Беляев Н. А., Коровкин Н. В., Чудный В. С. Математическое описание управляемых сетевых устройств на режим электроэнергетических систем // Электричество. 2014. № 24. С. 18–24.
20. Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера: [официальный сайт]. – Режим доступа: [http://www.energy.komisc.ru/dev/test\\_cases](http://www.energy.komisc.ru/dev/test_cases) (дата обращения: 25.09.2015).
21. Одинцов М. В., Акимов Д. А., Коровкин Н. В., Фролов О. В. Оптимизация режимов работы энергосистемы с помощью фазоповоротного трансформатора на подстанции 500 кВ // Научно-технические ведомости СПБГПУ. 2014. № 3. С. 139–145.
22. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. –М.: ЭНАС. 2007.
23. Остапенко Е. И., Ольшванг М. В., Кузнецова Г. А. Определение реально достижимого уровня снижения потерь в сетях высокого напряжения вытеснением транзитных потоков мощности в сети СВН посредством поперечных трансформаторов. Отчет по НИОКР. – М.: ВЭИ. 1996.
24. Marinakis A., Glavic M., Van Cutsem T. Control of phase shifting transformers by multiple transmission system operators // Power Tech, IEEE Lausanne 2007.

Акимов Дмитрий Андреевич, инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: akimov\_d@ntcees.ru

Коровкин Николай Владимирович, д-р техн. наук, заведующий кафедрой «Теоретические основы электротехники» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: nikolay.korovkin@gmail.com

Одинцов Михаил Вячеславович, заведующий лабораторией, заместитель заведующего отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: mixaodintsov@rambler.ru

Фролов Олег Валерьевич, канд. техн. наук, генеральный директор Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: ntc@ntcees.ru

УДК 621.316.14

О. В. Суслова, Г. В. Чекан

## Использование модифицированного топологического метода оценки надежности технических систем на примере электропередачи Россия–Финляндия, включающей вставку постоянного тока

Проведены расчеты комплексных показателей структурной надежности на примере электропередачи Россия–Финляндия, которая включает в себя вставку постоянного тока (Выборгскую преобразовательную подстанцию) с использованием модифицированного топологического метода. Для создания математической модели был использован специализированный программный комплекс «DoRI\_CL», в котором реализован данный метод. В ходе вычислительного эксперимента проведено сравнение результатов, полученных с использованием существующего и вновь разработанного алгоритмов расчета показателей надежности, реализованных в авторском программном продукте. Полученные комплексные показатели надежности подтверждены данными из статистики эксплуатации.

*Ключевые слова:* комплексные показатели надежности, модифицированный топологический метод, программный комплекс, вставка постоянного тока, электропередача Россия–Финляндия.

### Введение

Неотъемлемой частью электропередачи Россия–Финляндия является введенная в строй в 1980 г. Выборгская выпрямительно-инверторная подстанция (ВИП), крупнейшая в мире вставка постоянного тока (ВПТ), которая содержит четыре комплектных высоковольтных преобразовательных устройства (КВПУ) мощностью 350 МВт каждое, а ее суммарная мощность составляет свыше 1400 МВт [1, 2].

Электропередача 330/400 кВ Россия–Финляндия непрерывно развивается: производится модернизация оборудования, увеличивается ее мощность, растут объемы переданной электроэнергии. В 2000 г. на ВПТ для увеличения поставок электроэнергии был введен в эксплуатацию четвертый преобразовательный блок мощностью 350 МВт. В связи с этим установленная мощность преобразователей подстанции достигла 1400 МВт. Однако принимать такую мощность от общих шин 400 кВ ПС «Выборгская» финская энергосистема, входящая в объединение «NORDDEL», не может, так как согласно правилам объединения аварийный резерв предусматривается на случай потери мощности не более 1000 МВт.

После ввода в эксплуатацию парогазового энергоблока 1 Северо-Западной ТЭЦ, а также сооружения двухцепной воздушной линии (ВЛ), связавшей Северо-Западную ТЭЦ с ПС «Выборгская», и одноцепной ВЛ 400 кВ, связавшей ПС «Выборгская» с ПС «Кюми» (Финляндия) через группу автотрансформаторов 330/400 кВ, установленных на преобразовательной ПС, была создана дополнительная электропередача.

Общая схема электропередачи для основного режима ее работы показана на рис. 1. В этом режиме мощность не более 1000 МВт передается от преобразователей в финскую энергосистему по ВЛ 400 кВ (Л1 и Л2), кроме этого от энергоблока Северо-Западной ТЭЦ мощностью 400–420 МВт по выделенной ВЛ 330 и 400 кВ (Л3) и автотрансформатору АТ-3 осуществляется передача мощности на шины ПС «Юлликяя». Распределение мощности по ВЛ 400 кВ Л1 и Л2 регулируется со стороны финской энергосистемы [2].

В данный момент часть основного оборудования преобразовательной подстанции исчерпала свой ресурс и требует замены. Возможна установка КВПУ большей

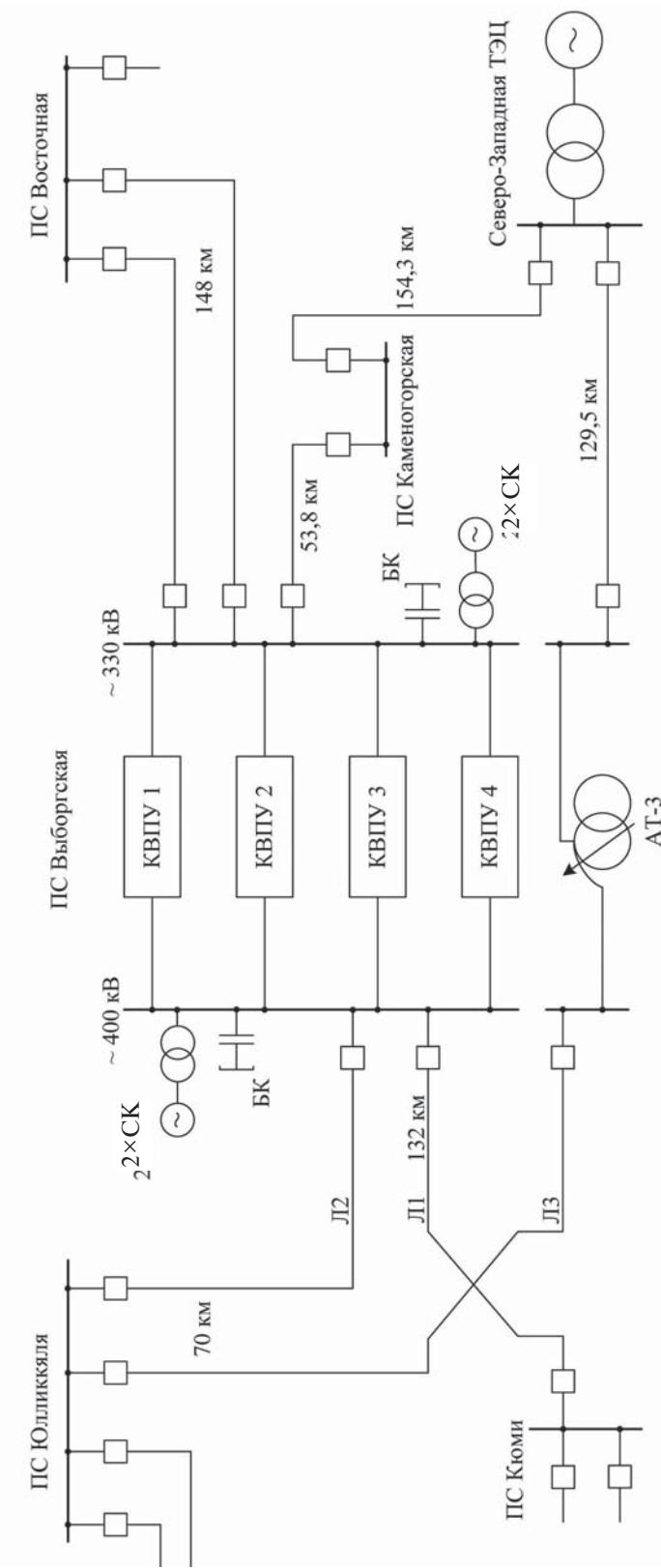


Рис. 1. Упрощенная схема для нормального режима эксплуатации электропередачи Россия–Финляндия

мощности с использованием современного оборудования и материалов. В связи с этим становится актуальной проблема оценки структурной надежности как существующей схемы Выборгской ВИП, так и электропередачи Россия–Финляндия в целом.

## 1. Разработка математической модели для оценки надежности электропередачи Россия–Финляндия

Оценивая надежность электропередачи Россия–Финляндия, стоит отметить, что объем экспортруемой электроэнергии за последние 15 лет существенно изменился. Плановое значение передаваемой мощности, исходя из технической возможности, составляет 1400 МВт, однако эта величина не всегда постоянна. В зависимости от времени года наблюдается снижение пропускной способности электропередачи в связи с проведением планового технического обслуживания, как правило, в летний период при снижении загрузки. Кроме этого, начиная с конца 2011 г. фактический объем передаваемой электроэнергии стал существенно меньше фактической пропускной способности электропередачи (рис. 2) [3].

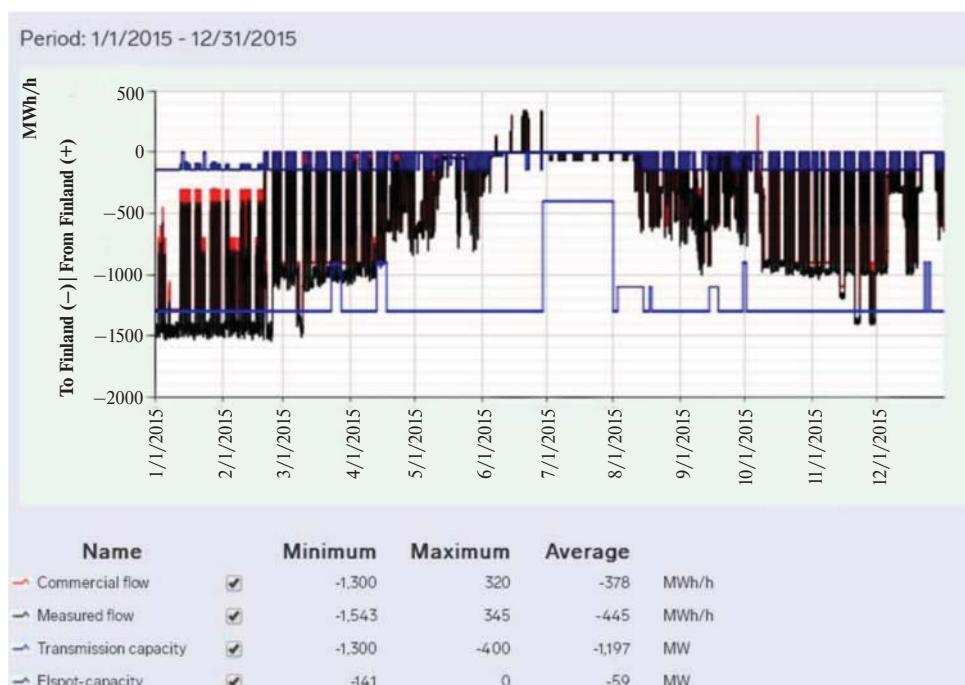


Рис. 2. График загрузки электропередачи Россия–Финляндия за 2015 г.

При снижении загрузки оборудования Выборгской ВИП также снижается и вероятность нарушения функционирования электропередачи Россия–Финляндия благодаря наличию незагруженного оборудования, которое в случае необходимости может быть использовано как резервное.

Как уже отмечалось ранее, в 2000 г. на Выборгской ВИП был введен в эксплуатацию четвертый блок КВПУ. В связи с функционированием этого оборудования в периоде «приработки» параметры потоков отказов несколько увеличились и стабилизировались лишь спустя несколько лет.

При рассмотрении работы Выборгской ВИП было принято, что в нормальном режиме подстанция остается работоспособной, т. е. может осуществлять заявленный объем электропередачи в случае функционирования трех из четырех блоков КВПУ,

для случая, когда автотрансформатор (АТ-3) находится в работе, и для работы всех четырех блоков КВПУ – когда произошел отказ автотрансформатора либо он выведен в плановый ремонт.

Кроме непосредственно Выборгской ВИП на уровень надежности электропередачи Россия–Финляндия оказывает существенное влияние надежность ВЛ, с помощью которых и осуществляется транзит электроэнергии. Все участки ВЛ, непосредственно связанные с Выборгской ВИП, представлены в табл. 1.

Таблица 1

#### ВЛ, соединенные с Выборгской ВИП

$U_n$ , кВ	Наименование ВЛ	Длина ВЛ, км
330	ПС «Восточная» – ПС «Выборгская» (двухцепная)	147,8
330	ПС «Каменногорская» – ПС «Выборгская»	53,8
330	Северо-Западная ТЭЦ – ПС «Выборгская»	129,5
330	Северо-Западная ТЭЦ – ПС «Каменногорская»	154,3
400	ПС «Выборгская» – ПС «Юлликяля» (двухцепная)	70
400	ПС «Выборгская» – ПС «Кюми»	132

Каждая ВЛ с позиции надежности может быть рассмотрена как последовательное соединение следующих элементов: ячейка с элегазовым выключателем – участок ВЛ известной длины – ячейка с элегазовым выключателем.

При расчете потоков отказов для эквивалентного блока ВЛ учитывается, что воздушные линии подключаются к каждой из двух секций шин подстанции через два элегазовых выключателя. Итоговые потоки отказов и восстановлений для всех участков ВЛ сведены в табл. 2.

Таблица 2

#### Показатели надежности элементов электропередачи Россия–Финляндия

Наименование оборудования	Частота отказов $\lambda$ , год $^{-1}$	Время восстановления		Частота плановых отключений $\lambda_n$ , год $^{-1}$	Среднее время обслуживания	
		$T_b$ , ч	$\mu$ , год $^{-1}$		$T_n$ , ч	$\mu_n$ , год $^{-1}$
<i>Участки ВЛ</i>						
ВЛ 330 кВ (147,8 км)	0,739	17,74	493,8	10,35	17,74	493,8
ВЛ 330 кВ (53,8 км)	0,269	6,456	1356,877	3,766	6,456	1356,877
ВЛ 330 кВ (129,5 км)	0,6475	15,54	563,707	9,065	15,54	563,707
ВЛ 330 кВ (154,3 км)	0,772	18,52	473	10,8	18,52	473
ВЛ 400 кВ (70 км)	0,35	8,4	1042,857	4,9	8,4	1042,857
ВЛ 400 кВ (132 км)	0,66	15,84	553,03	9,24	15,84	553,03
<i>Оборудование подстанции</i>						
Ячейка с элегазовым выключателем (330/400 кВ)	0,13	67,7	129,394	0,51	50,3	174,155

Для оборудования одного блока КВПУ эквивалентная интенсивность отказов взята из статистических данных, собранных более чем за 15 лет эксплуатации, и составила  $2,571 \text{ год}^{-1}$ . Наиболее частой причиной отказа оборудования КВПУ является течь в системе охлаждения вентиляй, поэтому среднее время восстановления принято для случая ликвидации этого повреждения. По эксплуатационным данным оно составило 3 часа. Для ячейки с элегазовым выключателем актуальные параметры надежности взяты из [4].

Также при оценке уровня надежности следует учесть синхронные компенсаторы (СК) и высоковольтные батареи конденсаторов (БК), подключенные к шинам 330 и 400 кВ, которые являются неотъемлемой частью преобразовательной подстанции. Для СК и БК параметры потоков отказов и восстановлений также взяты из статистических данных, предоставленных специалистами ОАО «НИИПТ», и приведены в табл. 3.

При составлении математической модели были приняты следующие допущения:

- время безотказной работы и время восстановления каждого элемента системы имеют экспоненциальное распределение вероятностей;
- состояние элементов системы контролируется непрерывно, т. е. момент отказа оборудования устанавливается сразу после его возникновения;
- блоки КВПУ считаются абсолютно аналогичными друг другу.

Исходя из этого, можно провести расчеты параметров потоков отказов  $\lambda$ , восстановлений  $\mu$  и среднего времени восстановления  $T_b$  для эквивалентных блоков, соответствующих каждому из участков ВЛ, по формулам [5]

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i; \quad (1)$$

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i}{\sum_{i=1}^n \mu_i}; \quad (2)$$

$$T_b = \frac{1}{\lambda} \sum_{i=1}^n T_{Bi} \lambda_i, \quad (3)$$

где  $n$  – число элементов, соединенных последовательно с позиции надежности.

Результаты расчетов сведены в табл. 3.

Таблица 3

**Показатели надежности эквивалентных блоков и отдельного оборудования для электропередачи  
Россия – Финляндия**

Наименование оборудования (потоки отказов, восстановлений)	Частота отказов $\lambda, \text{год}^{-1}$	Время восстанов- ления		Частота плановых отключений $\lambda_n, \text{год}^{-1}$	Среднее время обслуживания	
		$T_b, \text{ч}$	$\mu, \text{год}^{-1}$		$T_n, \text{ч}$	$\mu_n, \text{год}^{-1}$
Эквивалентный блок КВПУ* ( $\lambda, \mu$ )	2,571	3	2920	–	–	–
Синхронный компенсатор* ( $\lambda_{CK}, \mu_{CK}$ )	0,9465	10	876	–	–	–

Окончание табл. 3

Наименование оборудования (потоки отказов, восстановлений)	Частота отказов $\lambda$ , год <sup>-1</sup>	Время восстановления		Частота плановых отключений $\lambda_n$ , год <sup>-1</sup>	Среднее время обслуживания	
		$T_b$ , ч	$\mu$ , год <sup>-1</sup>		$T_n$ , ч	$\mu_n$ , год <sup>-1</sup>
Конденсаторные установки* ( $\lambda_{BK}$ , $\mu_{BK}$ )	0,357	36	243,333	—	—	—
Автотрансформатор (АТ-3) ( $\lambda_{AT}$ , $\mu_{AT}$ , $\lambda_{ATP}$ , $\mu_{ATP}$ )	0,041	74	118,4	1	30	292
<i>Эквивалентные блоки для участков ВЛ</i>						
ПС «Восточная» – ПС «Выборгская» (148 км) двухцепная ( $\lambda_{B1}$ , $\mu_{B1}$ , $\lambda_{BPI}$ , $\mu_{BPI}$ )**	0,869	25,214	347,427	11,37	20,677	423,669
ПС «Выборгская» – ПС «Юлликяля» (70 км) двухцепная ( $\lambda_{B2}$ , $\mu_{B2}$ , $\lambda_{BPI2}$ , $\mu_{BPI2}$ )	0,48	24,461	358,128	5,92	15,619	560,846
Северо-Западная ТЭЦ – ПС «Выборгская» (129,5 км) ( $\lambda_{B3}$ , $\mu_{B3}$ , $\lambda_{BPI3}$ , $\mu_{BPI3}$ )	0,777	24,261	361,069	10,085	19,056	459,707
Северо-Западная ТЭЦ – ПС «Каменногорская» – ПС «Выборгская» (154,3 + 53,8 км) ( $\lambda_{B4}$ , $\mu_{B4}$ , $\lambda_{BPI4}$ , $\mu_{BPI4}$ )	1,301	25,854	338,824	16,606	19,688	444,937
ПС «Выборгская – ПС «Кюми» (132 км) ( $\lambda_{B5}$ , $\mu_{B5}$ , $\lambda_{BPI5}$ , $\mu_{BPI5}$ )	0,79	24,374	359,4	10,26	19,266	454,69

\* – для СК и БК, а также для элементов блока КВПУ плановые ремонты не учитывались по причине малого количества статистических данных.

\*\* –  $\lambda_b$  ( $\lambda_{BPI}$ ) – интенсивность аварийных (плановых) отключений для ВЛ;  
 $\mu_b$  ( $\mu_{BPI}$ ) – интенсивность аварийных (плановых) восстановлений для ВЛ.

Для электропередачи Россия–Финляндия разработана математическая модель, представляющая собой граф переходов и состояний, который учитывает особенности функционирования различных элементов. Представленная на рис. 3 математическая модель реализована в программном комплексе «DoRI\_CL» и включает в себя следующие состояния:

- 0 – все блоки КВПУ и автотрансформатор АТ-3 в работоспособном состоянии;
- 1 – отказ любого блока КВПУ, АТ-3 в работоспособном состоянии;
- 2 – одновременный отказ двух блоков КВПУ, АТ-3 в работоспособном состоянии;
- 3 – одновременный отказ трех блоков КВПУ, АТ-3 в работоспособном состоянии;
- 4 – одновременный отказ четырех блоков КВПУ, АТ-3 в работоспособном состоянии;
- 5 – наложение отказа блока КВПУ на плановый ремонт АТ-3;

- 6 – одновременный отказ блока КВПУ и АТ-3;  
 7 – отказ одной цепи ВЛ ПС «Восточная» – ПС «Выборгская»;  
 8 – плановый ремонт одной цепи ВЛ ПС «Восточная» – ПС «Выборгская»;  
 9 – отказ второй цепи ВЛ ПС «Восточная» – ПС «Выборгская» во время планового ремонта первой;  
 10 – полный отказ ВЛ ПС «Восточная» – ПС «Выборгская»;  
 11 – отказ одной цепи ВЛ ПС «Выборгская» – ПС «Юлликкяля»;  
 12 – плановый ремонт одной цепи ВЛ ПС «Выборгская» – ПС «Юлликкяля»;  
 13 – отказ второй цепи ВЛ ПС «Выборгская» – ПС «Юлликкяля» во время планового ремонта первой;  
 14 – полный отказ ВЛ ПС «Выборгская» – ПС «Юлликкяля»;  
 15 – отказ ВЛ Северо-Западная ТЭЦ – ПС «Выборгская»;  
 16 – плановый ремонт ВЛ Северо-Западная ТЭЦ – ПС «Выборгская»;  
 17 – отказ ВЛ Северо-Западная ТЭЦ – ПС «Каменногорская» – ПС «Выборгская»;  
 18 – плановый ремонт ВЛ Северо-Западная ТЭЦ – ПС «Каменногорская» – ПС «Выборгская»;  
 19 – отказ ВЛ ПС «Выборгская» – ПС «Кюми»;  
 20 – плановый ремонт ВЛ ПС «Выборгская» – ПС «Кюми»;  
 21 – отказ одного СК на шинах 400 кВ;  
 22 – отказ двух СК на шинах 400 кВ;  
 23 – отказ одного СК на шинах 330 кВ;  
 24 – отказ двух СК на шинах 330 кВ;  
 25 – отказы высоковольтных БК.

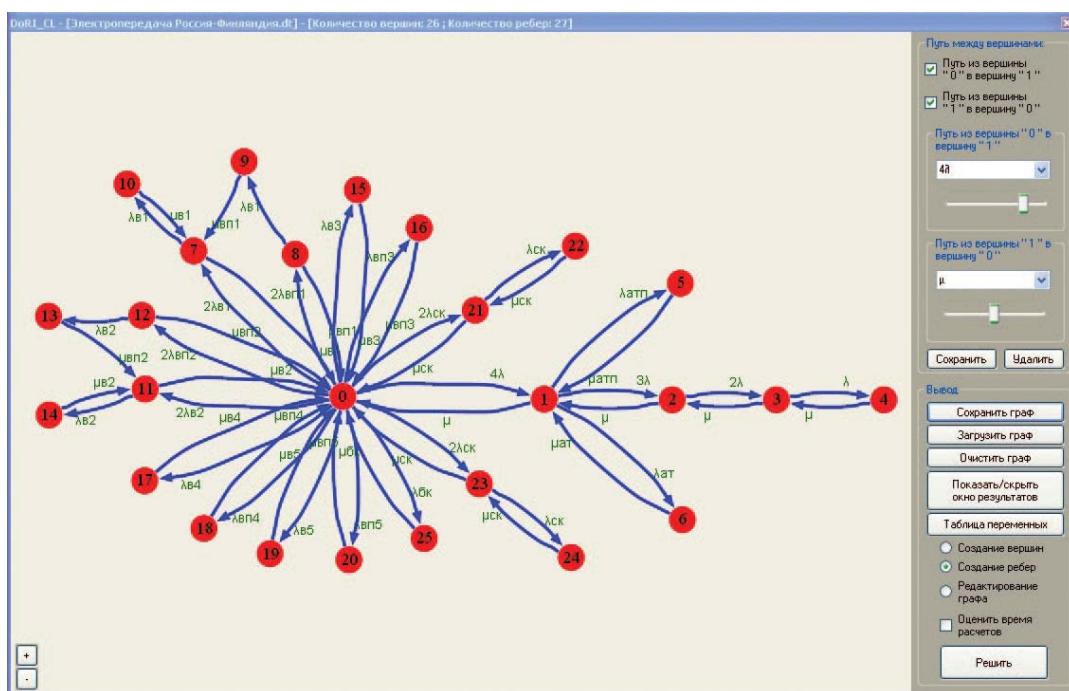


Рис. 3. Математическая модель для оценки надежности электропередачи Россия–Финляндия, реализованная в программном комплексе «DoRI\_CL»

В математической модели, учитывающей особенности функционирования электропередачи Россия–Финляндия, рабочими являются:

- состояние, в котором все оборудование исправно (0);
- состояния, в которых происходит отказ «дублирующего» оборудования, в частности одного блока КВПУ (1), одного СК на шинах 330 (400) кВ (21, 23) и одной из цепей двухцепных ВЛ (7, 11);
- состояния, в которых происходит плановый ремонт одной из цепей двухцепных ВЛ (8, 12), поскольку данные мероприятия планируются заранее и согласуются с энергосистемой;
- состояния, в которых происходит плановый ремонт одноцепных ВЛ (16, 18, 20) по той же причине.

Остальные состояния наступают внезапно, при этом в большей или меньшей степени ограничивают пропускную способность электропередачи [1]. Это отказы одноцепных ВЛ (15, 17, 19), наложение отказа одной цепи на плановый ремонт другой для двухцепных ВЛ (9, 13), отказ двух цепей для двухцепных ВЛ (10, 14), одновременный отказ более чем одного из блоков КВПУ (2, 3, 4), наложение отказа блока КВПУ на плановый ремонт АТ-3 (5), одновременный отказ блока КВПУ и АТ-3 (6), а также отказы двух СК на шинах 330 (400) кВ (22, 24) и высоковольтных БК (25). Данные состояния считаются «аварийными».

## **2. Использование модифицированного топологического метода в рамках программного комплекса «DoRI\_CL»**

Топологический метод [5] очень удобен для определения показателей надежности технических систем, описанных графами типа «дерево», так как не требуется составлять и решать сложные системы уравнений, а все показатели надежности можно определить непосредственно из самого графа.

Финальная вероятность для  $i$ -го состояния определяется так [5]:

$$P^{(i)} = \frac{B_{mi}}{\sum_{i=1}^n B_{mi}}, \quad (4)$$

где  $n$  – число узлов графа;  $B_{mi}$  – произведение интенсивностей переходов из всех крайних свободных узлов в узел, соответствующий  $i$ -му состоянию системы при перемещении в направлении стрелок.

Однако большинство восстанавливаемых технических систем с неравнодежными элементами, избыточные системы и системы с приоритетным обслуживанием описываются многосвязными графами. В этих случаях в графе может быть несколько путей в  $i$ -е состояние из начального и конечных отказных состояний.

Существующий алгоритм определения показателей надежности технических систем, описанных такими графами, с использованием топологического метода подразумевает преобразование сложного многосвязного графа в совокупность простых графов типа «дерево» [5], что весьма трудоемко даже для графов малой размерности. Для графов относительно большой размерности (десятка состояний) этот подход использовать не целесообразно, поэтому было проведено развитие топологического метода. Модифицированный топологический метод, дополненный алгоритмом выбора пути, при наличии нескольких альтернатив представлен в [8]. Данный

алгоритм предлагает при наличии альтернативы выбирать путь, имеющий больший удельный вес для формирования расчетных выражений, что особенно эффективно в его программной реализации.

Для удобства и автоматизации оценки надежности был создан программный комплекс «DoRI\_CL», который представляет собой авторский [6, 7], проблемно ориентированный инструментарий для расчета показателей надежности любых технических систем, функционирование которых может быть описано с помощью графа переходов и состояний. В его основе лежит программная реализация двух численных методов: марковского моделирования [5] и модифицированного топологического метода [8]. В ходе расчетов присутствует возможность соотнести результаты, полученные путем реализации двух различных методов, которые используют в качестве расчетной математической модели один и тот же граф переходов и состояний. Математическая модель (граф) создается по средствам графического интерфейса программного комплекса, в котором также присутствует широкий набор инструментов для редактирования уже существующих моделей.

Общий интерфейс программного комплекса, а также созданная на его базе математическая модель для оценки надежности электропередачи Россия–Финляндия представлены на рис. 3.

Кроме непосредственно расчетного модуля [6] программный комплекс включает в себя интерактивную справочную систему [7], которая позволяет быстрее освоить и без того интуитивно понятный интерфейс. Общий вид справочной системы представлен на рис. 4.

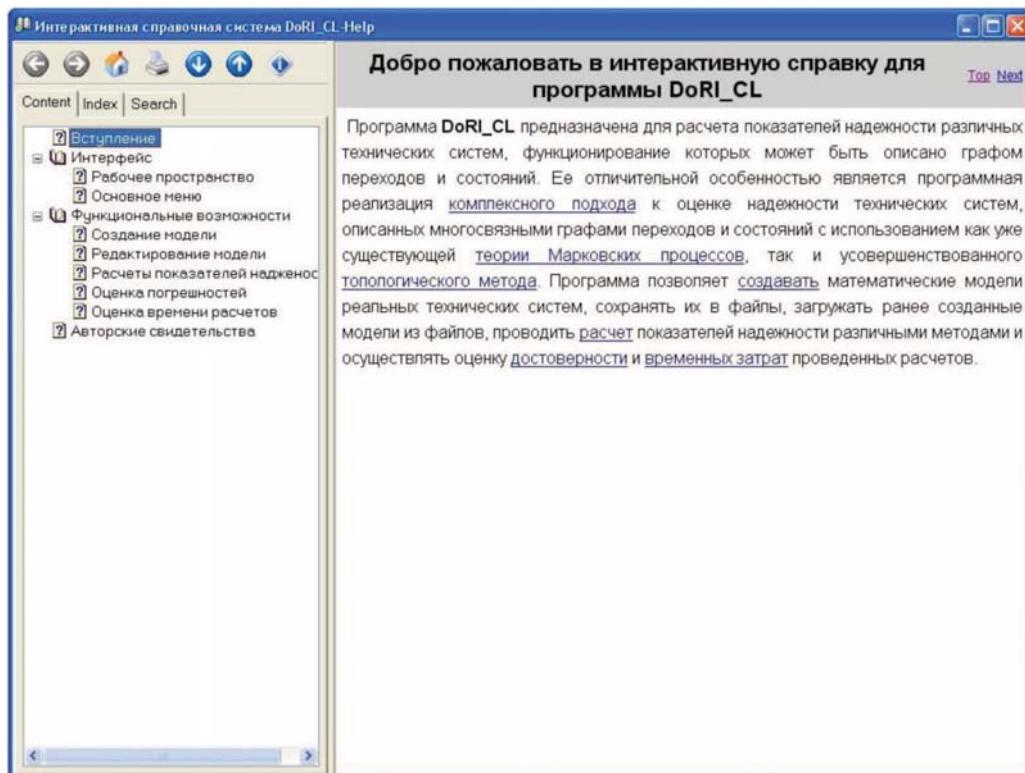


Рис. 4. Интерактивная справка «DoRI\_CL-Help»

### 3. Оценка уровня надежности электропередачи Россия – Финляндия с использованием программного комплекса «DoRI\_CL»

В разделе 1 настоящей статьи была представлена разработанная и реализованная в программном комплексе «DoRI\_CL» математическая модель для оценки надежности электропередачи Россия–Финляндия.

Метод, использующий марковское моделирование, подразумевает составление системы уравнений, для программной реализации решения которой был использован метод Гаусса. Исходная система уравнений получена с помощью программного комплекса:

$$\left. \begin{aligned}
 \frac{dP^{(0)}(t)}{dt} &= \mu P^{(1)}(t) + \mu_{B1} P^{(7)}(t) + \mu_{B\Pi1} P^{(8)}(t) + \mu_{B2} P^{(11)}(t) + \mu_{B\Pi2} P^{(12)}(t) + \\
 &+ \mu_{B3} P^{(15)}(t) + \mu_{B\Pi3} P^{(16)}(t) + \mu_{B4} P^{(17)}(t) + \mu_{B\Pi4} P^{(18)}(t) + \mu_{B5} P^{(19)}(t) + \\
 &+ \mu_{B\Pi5} P^{(20)}(t) + \mu_{CK} P^{(21)}(t) + \mu_{BK} P^{(22)}(t) - (\mu + 2\lambda_{B1} + 2\lambda_{B\Pi1} + 2\lambda_{B2} + \\
 &+ 2\lambda_{B\Pi2} + \lambda_{B3} + \lambda_{B\Pi3} + \lambda_{B4} + \lambda_{B\Pi4} + \lambda_{B5} + \lambda_{B\Pi5} + \lambda_{CK} + \lambda_{BK}) P^{(0)}(t); \\
 \frac{dP^{(1)}(t)}{dt} &= 4\lambda P^{(0)}(t) + \mu P^{(2)}(t) + \mu_{AT\Pi} P^{(5)}(t) + \mu_{AT} P^{(6)}(t) - \\
 &- (\mu + 3\lambda + \lambda_{AT\Pi} + \lambda_{AT}) P^{(1)}(t); \\
 \frac{dP^{(2)}(t)}{dt} &= 3\lambda P^{(1)}(t) + \mu P^{(3)}(t) - (\mu + 2\lambda) P^{(2)}(t); \\
 \frac{dP^{(3)}(t)}{dt} &= 2\lambda P^{(2)}(t) + \mu P^{(4)}(t) - (\mu + \lambda) P^{(3)}(t); \\
 \frac{dP^{(4)}(t)}{dt} &= \lambda P^{(3)}(t) - \mu P^{(4)}(t); \\
 \frac{dP^{(5)}(t)}{dt} &= \lambda_{AT\Pi} P^{(1)}(t) - \mu_{AT\Pi} P^{(5)}(t); \\
 \frac{dP^{(6)}(t)}{dt} &= \lambda_{AT} P^{(1)}(t) - \mu_{AT} P^{(6)}(t); \\
 \frac{dP^{(7)}(t)}{dt} &= 2\lambda_{B1} P^{(0)}(t) + \mu_{B\Pi1} P^{(9)}(t) + \mu_{B1} P^{(10)}(t) - (\mu_{B1} + \lambda_{B1}) P^{(7)}(t); \\
 \frac{dP^{(8)}(t)}{dt} &= 2\lambda_{B\Pi1} P^{(0)}(t) - (\mu_{B1} + \lambda_{B1}) P^{(8)}(t); \\
 \frac{dP^{(9)}(t)}{dt} &= \lambda_{B1} P^{(8)}(t) - \mu_{B\Pi1} P^{(9)}(t); \\
 \frac{dP^{(10)}(t)}{dt} &= \lambda_{B1} P^{(7)}(t) - \mu_{B1} P^{(10)}(t); \\
 \frac{dP^{(11)}(t)}{dt} &= 2\lambda_{B2} P^{(0)}(t) + \mu_{B\Pi2} P^{(13)}(t) + \mu_{B2} P^{(14)}(t) - (\mu_{B2} + \lambda_{B2}) P^{(11)}(t);
 \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

$$\left. \begin{aligned}
 \frac{dP^{(12)}(t)}{dt} &= 2\lambda_{B\Pi_2} P^{(0)}(t) - (\mu_{B\Pi_2} + \lambda_{B_2}) P^{(12)}(t); \\
 \frac{dP^{(13)}(t)}{dt} &= \lambda_{B_2} P^{(12)}(t) - \mu_{B\Pi_2} P^{(13)}(t); \\
 \frac{dP^{(14)}(t)}{dt} &= \lambda_{B_2} P^{(11)}(t) - \mu_{B_2} P^{(14)}(t); \\
 \frac{dP^{(15)}(t)}{dt} &= \lambda_{B_3} P^{(0)}(t) - \mu_{B_3} P^{(15)}(t); \\
 \frac{dP^{(16)}(t)}{dt} &= \lambda_{B\Pi_3} P^{(0)}(t) - \mu_{B\Pi_3} P^{(16)}(t); \\
 \frac{dP^{(17)}(t)}{dt} &= \lambda_{B_4} P^{(0)}(t) - \mu_{B_4} P^{(17)}(t); \\
 \frac{dP^{(18)}(t)}{dt} &= \lambda_{B\Pi_4} P^{(0)}(t) - \mu_{B\Pi_4} P^{(18)}(t); \\
 \frac{dP^{(19)}(t)}{dt} &= \lambda_{B_5} P^{(0)}(t) - \mu_{B_5} P^{(19)}(t); \\
 \frac{dP^{(20)}(t)}{dt} &= \lambda_{B\Pi_5} P^{(0)}(t) - \mu_{B\Pi_5} P^{(20)}(t); \\
 \frac{dP^{(21)}(t)}{dt} &= 2\lambda_{CK} P^{(0)}(t) + \mu_{CK} P^{(22)}(t) - (\mu_{CK} + \lambda_{CK}) P^{(21)}(t); \\
 \frac{dP^{(22)}(t)}{dt} &= \lambda_{CK} P^{(21)}(t) - \mu_{CK} P^{(22)}(t); \\
 \frac{dP^{(23)}(t)}{dt} &= 2\lambda_{CK} P^{(0)}(t) + \mu_{CK} P^{(24)}(t) - (\mu_{CK} + \lambda_{CK}) P^{(23)}(t); \\
 \frac{dP^{(24)}(t)}{dt} &= \lambda_{CK} P^{(23)}(t) - \mu_{CK} P^{(24)}(t); \\
 \frac{dP^{(25)}(t)}{dt} &= \lambda_{BK} P^{(0)}(t) - \mu_{BK} P^{(25)}(t),
 \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

где  $\lambda_i$ ,  $\mu_i$  – эквивалентные интенсивности потоков отказов и восстановлений для различных компонентов электропередачи (см. табл. 3).

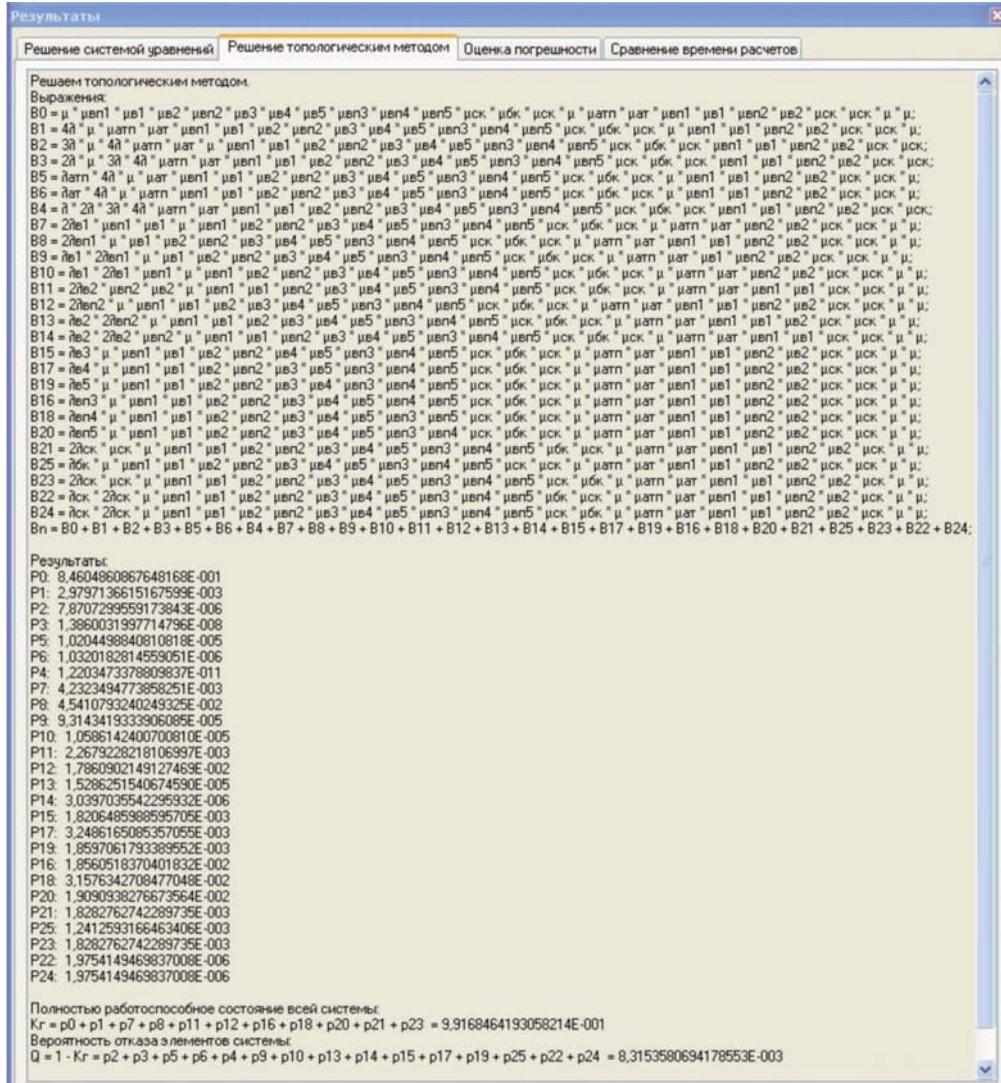
В ходе решения системы уравнений (5) для стационарного режима при использовании условия полноты состояний системы  $\sum_{i=1}^{25} P_{\infty}^{(i)} = 1$  в программном комплексе

«DoRI\_CL» получено следующее значение для коэффициента готовности  $K_r$ :

$$K_{r, \text{марк}} = P^{(0)} + P^{(1)} + P^{(7)} + P^{(8)} + P^{(11)} + P^{(12)} + P^{(16)} + P^{(18)} + P^{(20)} + P^{(21)} + P^{(23)} = 0,991685,$$

где  $K_{r, \text{марк}}$  – коэффициент готовности, рассчитанный с использованием марковского метода моделирования.

Решение задачи с использованием модифицированного топологического метода подразумевает составление выражений для определения финальных вероятностей каждого состояния. Соответственно финальная вероятность для  $i$ -го состояния определяется по (4), а результаты расчета представлены на рис. 5.



**Рис. 5.** Результаты расчета показателей надежности модифицированным топологическим методом

Погрешность при расчетах коэффициента готовности составила:

$$\Delta K_{\text{г. марк}} = \frac{K_{\text{г. марк}} - K_{\text{г. топол}}}{K_{\text{г. марк}}} \cdot 100 \% = \frac{0,991685 - 0,991685}{0,991685} \cdot 100 \% \approx 0 \%, \quad (6)$$

где  $K_{\text{г. топол}}$  – коэффициент готовности, рассчитанный по модифицированному топологическому методу.

Как можно заметить, результаты расчетов с использованием различных методов полностью совпадают до шестой значащей цифры после запятой, а итоговая погрешность стремится к нулю. Это подтверждает достоверность как разработанных алгоритмов, так и результатов расчета.

Несмотря на то что коэффициент готовности является комплексным показателем надежности, рекомендованным для объектов электроэнергетики [9], его использование ограничивается наглядностью восприятия результатов. Поэтому в дополнение к нему было рассчитано время наработки оборудования электропередачи Россия–Финляндия до первого отказа ( $T_o$ ).

Этот показатель надежности является информативным и наглядным для более широкого круга специалистов и может быть рассчитан с использованием коэффициента готовности, полученного ранее, по следующей формуле [5]:

$$T_o = \frac{K_r}{1 - K_r} \cdot T_b, \quad (7)$$

где  $T_b$  – среднее время восстановления компонентов электропередачи Россия – Финляндия, которое было рассчитано по (3) и составило 17,026 часа.

Время наработки до первого отказа было рассчитано по (7) с использованием известного коэффициента готовности:

$$T_o = \frac{0,991685}{1 - 0,991685} \cdot 17,026 = 2030,6 \text{ ч} = 84,6 \text{ дня.}$$

Эти результаты соответствуют 4,31 отказа в год.

Подводя промежуточный итог, можно сделать вывод о том, что электропередача Россия–Финляндия обладает достаточно высоким уровнем надежности, а ее время безотказной работы составляет почти три месяца. Этот результат подтверждается эксплуатационными сведениями (табл. 4), согласно которым в среднем происходило 5,533 нарушения функционирования электропередачи в год. Анализируя данные из табл. 4, можно сделать вывод о том, что начиная с 2012 г. уровень надежности электропередачи существенно повысился. Это объясняется значительным сокращением объема передаваемой электроэнергии, за счет чего незагруженное оборудование может быть использовано в качестве резервного.

Таблица 4

Количество нарушений функционирования передачи Россия–Финляндия (бросок мощности)

Год	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Количество	8	7	12	12	3	5	4	6	13	4	3	2	0	4	0

## Выводы

В рамках данной публикации была рассмотрена электропередача Россия–Финляндия, которая включает в себя вставку постоянного тока (Выборгскую преобразовательную подстанцию). Для определения актуальных показателей надежности электрооборудования, входящего в состав электропередачи, был произведен анализ данных об аварийных отключениях электрооборудования за последние 15 лет. Для электропередачи разработана математическая модель, представляющая собой граф переходов и состояний, который учитывает особенности функционирования электроэнергетического оборудования в ее составе с позиции надежности.

На примере электропередачи Россия–Финляндия были проведены расчеты показателей надежности с использованием как существующего, так и разработанного алгоритмов, которые реализованы в специализированном программном комплексе «DoRI\_CL». Расчеты показателей надежности, проведенные с использованием этих алгоритмов, подтвердили практически полное отсутствие погрешности, что свидетельствует о достоверности алгоритмов разработанного модифицированного топологического метода, реализованного в программном продукте. Анализируя время наработки до первого отказа, можно сделать вывод о достаточно высоком уровне надежности электропередачи Россия–Финляндия. Кроме того, полученные результаты подтверждаются эксплуатационной статистикой нарушения функционирования электропередачи.

## Список литературы

1. Балыбердин Л. Л., Гусаковский К. Б., Змазнов Е. Ю., Лозинова Н. Г. Электропередача Россия – Финляндия с ВПТ – этап в развитии техники постоянного тока // Известия НИИ постоянного тока. № 64. 2010. С. 166–178.
2. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России. Теоретические и практические основы. Т. 3 // под ред. А. Ф. Дьякова. – М.: НТФ Энергопрогресс, 2012. 367 с.
3. Информация о пропускной способности электропередачи Россия – Финляндия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.fingrid.fi/en/electricity-market/cross-border-transmission/Pages/russia-400-kv.aspx>.
4. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России. Теоретические и практические основы. Т. 2 // под ред. А. Ф. Дьякова. – М.: НТФ Энергопрогресс, 2012. 668 с.
5. Половко А. М., Гуров С. В. Основы теории надежности. 2-е изд., перераб. и доп.– СПб.: БХВ-Петербург, 2006. 704 с.
6. Чекан Г. В., Лобанов М. А. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ: «Расчет показателей надежности технических систем» (DoRI\_CL) № 2015611559. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 30 января 2015 г.
7. Чекан Г. В., Лобанов М. А. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ: «Интерактивная справочная система для программы расчета показателей надежности технических систем» (DoRI\_CL – Help) № 2015613942. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 31 марта 2015 г.

8. Чекан Г. В. Развитие топологического метода для комплексного подхода к определению показателей надежности технических систем // Вестник ИГЭУ / Ивановский государственный энергетический университет. – Иваново. 2014. Вып. 5. С. 51–57.
9. Дьяков А. Ф., Молодюк В. В. Проблемы и пути повышения надежности ЕЭС России//Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 62. Проблемы надежности существующих и перспективных систем энергетики и методы их решения / отв. ред. В. А. Савельев. – Иваново: ИГЭУ, 2012. С. 3–11.

*Суслова Ольга Владимировна*, канд. техн. наук, доцент, ведущий научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: suslova@ntcees.ru

*Чекан Георгий Васильевич*, старший преподаватель кафедры «Теоретические основы электротехники и электротехнологии» Ивановского государственного энергетического университета имени В. И. Ленина (ИГЭУ).

E-mail: w-308@yandex.ru

# МОДЕЛИРОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМ

УДК 621.314

А. С. Бердин, Д. И. Близнюк, И. Б. Романов

## Определение результирующих характеристик нагрузки энергорайонов для выполнения расчетов электромеханических переходных процессов

Предложен подход к определению результирующих характеристик нагрузки групп электроприемников по данным натурных измерений параметров электрического режима, зарегистрированных при технологических нарушениях в энергосистеме.

*Ключевые слова:* нагрузка, характеристика нагрузки, система мониторинга переходных процессов, переходные процессы.

При создании и верификации цифровых динамических моделей энергосистем, предназначенных для проведения расчетов электромеханических переходных процессов, объекты моделирования, параметры которых неизвестны, зачастую задаются типовыми обобщенными характеристиками [1]. Например, в случае, когда в расчетной схеме динамической модели энергосистемы не представлена распределительная сеть, многообразие нагрузок энергорайона задается единственной суммарной нагрузкой, подключенной к одному узлу питающей сети. При этом для нагрузки этого узла, ввиду отсутствия достоверной информации о реальном составе нагрузки энергорайона, задается типовая характеристика.

В качестве примера на рис. 1 данные натурных измерений, полученные с помощью векторных регистраторов СМПР при технологическом нарушении в энергосистеме, сопоставлены с результатами моделирования аварии с помощью цифро-

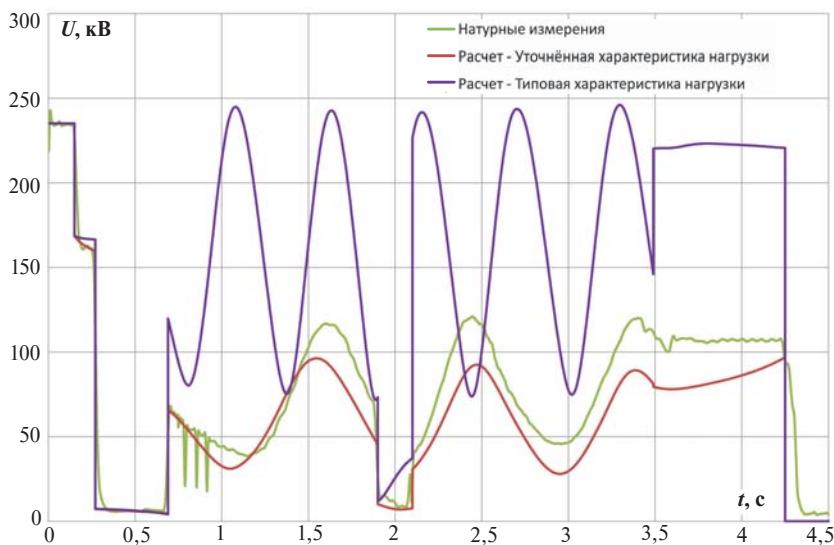


Рис. 1. Сопоставление результатов расчета переходного процесса для случаев задания типовой и уточненной характеристик нагрузки

вой модели. Расчет переходных процессов выполнен для случаев задания типовой и уточненной характеристик нагружки.

Из рис. 1 видно, что в рассмотренном случае задание типовой характеристики нагрузки оказывает серьезное влияние на корректность результатов расчета. Учет корректных характеристик нагрузки позволяет повысить качество цифровых динамических моделей энергосистем.

На сегодняшний день для определения характеристик нагрузки по частоте или напряжению применяется метод активного эксперимента, заключающийся в проведении системных испытаний, в ходе которых производятся натурные измерения в узлах нагрузки при принудительном изменении режима работы электрической сети. Натурные эксперименты в энергосистеме сопряжены с существенными трудозатратами по подготовке и с рисками при проведении. Метод активного эксперимента предполагает изоляцию друг от друга нестационарно и нелинейно взаимосвязанных параметров электроэнергетического режима. В соответствии с существующей практикой при определении статических характеристик нагрузки по напряжению считается, что изменением частоты в системе в ходе эксперимента можно пренебречь и считать ее постоянной. Аналогичное допущение сделано по отношению к изменениям напряжения в узлах, при определении статических характеристик нагрузки по частоте. Представляется, что в условиях реальной энергосистемы в ходе проведения эксперимента условие постоянства напряжения (или частоты) в течение интервала наблюдения во всех узлах ЭЭС не выполняется. Ситуации, сопровождающиеся возникновением существенного небаланса мощности, могут возникать в любой момент времени, условие постоянства состава нагрузки на интервале изменения частоты практически невыполнимо. Состав генерирующих мощностей также формируется в значительной степени случайным образом.

Характеристику нагрузки отдельного электроприемника возможно определить лишь в лабораторных условиях, при которых известен тип нагрузки, выполняются требования к постоянству мощности нагрузки и частоты или напряжения, а также отсутствует влияние систем автоматического управления. Воспроизведение лабораторных условий в реальной энергосистеме с учетом указанных допущений возможно и позволяет проводить эксперименты по определению характеристик нагрузки. Однако полученные в результате зависимости параметров режима воспроизводимы лишь в тех условиях, в которых определялись. Распространение полученных характеристик нагрузки на все многообразие схемно-режимных условий представляется некорректным.

Анализ указанных фактов позволяет предположить, что принятые понятия статических и динамических характеристик нагрузки состоятельны только на уровне конкретных объектов электрооборудования и воспроизводимы в лабораторных условиях. В контексте решения прикладной задачи определения зависимости мощности суммарной нагрузки энергорайона, получающей питание через распределительную сеть с шин подстанции от напряжения или частоты, требуется переосмысление существующих понятий характеристик нагрузки с учетом условий эксплуатации реальной энергосистемы. Зависимости активной или реактивной мощности суммарной нагрузки энергорайона от частоты и напряжения, для получения которых не требуется выполнение условий постоянства взаимозависимых параметров электрического режима, назовем результатирующими характеристиками энергорайона.

Результирующие характеристики могут быть определены без проведения системных испытаний по данным измерений параметров электроэнергетического режима, зафиксированных при технологических нарушениях в энергосистеме, т. е. как реакция нагрузки на изменение режима. Необходимые измерения содержатся в архивах систем сбора и передачи информации, которые применяются в ЕЭС России (СМПР, ОИК, РАС).

Суть метода определения результирующих характеристик заключается в аппроксимации измерений активной и реактивной мощности, зарегистрированных во время технологического нарушения в энергосистеме функцией от напряжения и частоты в исследуемом узле. Теоретической основой решения задачи аппроксимации является теорема Колмогорова о том, что всякая непрерывная функция многих переменных может быть представлена в виде суперпозиции непрерывных функций одного переменного [2]. Уравнение, описывающее функциональные связи зависимого параметра от остальных параметров, назовем многопараметрической моделью (МПМ) [3].

Многопараметрическая модель является описанием случайного нестационарного процесса и в общем виде может быть представлена как результат воздействия некоторой совокупности влияющих параметров:

$$F(x_1(t_i), x_2(t_i), \dots, x_n(t_i)) = \sum_j^n F_j(x_j(t_i)). \quad (1)$$

В свою очередь, каждая функция может быть представлена суммой элементарных (опорных) функций соответствующего параметра, коэффициентами связи  $a_{jl}$  и параметрами этих опорных функций  $H$ :

$$F_j(x_j) = \sum_{l=1}^k a_{jl} f_l^{\Theta}(x_j, H_{jl}). \quad (2)$$

Таким образом, каждая функциональная связь зависимого и независимых параметров задается списком элементарных функций и их параметрами  $H$ . Решение задачи сводится к определению коэффициентов  $a_{jl}$  по имеющимся измерениям. Обычная трудность при решении переопределенных систем уравнений состоит в обнулении определителя матрицы, что затрудняет применение стандартных методов [4]. Поэтому данная задача решается с помощью модифицированного метода Гаусса.

При решении задачи определения результирующих характеристик в качестве зависимого параметра принимается измеренная активная или реактивная мощность, а в качестве независимых – напряжение и частота в узле присоединения нагрузки. Выбор опорных функций определяется наилучшим качеством аппроксимации данных измерений. Например, полагая, что тренд естественного изменения мощности может быть представлен многочленом второй степени, а зависимости мощность – частота и мощность – напряжение параболические, МПМ можно представить в виде:

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

где:  $t_i \in T_m = \{t_1, t_2, \dots, t_m\}$  – значения относительного времени интервала  $T_m$ ;  
 $f(t_i) \in F_m = \{f_1, f_2, \dots, f_m\}$  – значения частоты, зарегистрированные на интервале  $T_m$ ;  
 $U_i \in U_m = \{U_1, U_2, \dots, U_m\}$  – значения напряжения, зарегистрированные на интервале  $T_m$ ;  
 $P(t_i) = P(t_i, f_i, U_i) \in P_m = \{P_1, P_2, \dots, P_m\}$  – значения мощности, зарегистрированные на интервале  $T_m$  при соответствующих значениях частоты  $f(t_i)$  и напряжения  $U(t_i)$ .

Определение характеристик сводится к вычислению по имеющимся измерениям коэффициентов  $\bar{a} = \{a_0, a_1, a_2, a_3, a_4\}$ .

Для решения расчетных задач необходимо, чтобы вид многопараметрической модели соответствовал виду функций, применяющихся для задания характеристик нагрузки в программных комплексах для расчетов установившихся электрических режимов и электромеханических переходных процессов. В программно-вычислительном комплексе «EUROSTAG» при расчете электромеханических переходных процессов нагрузка узла может быть задана комбинацией так называемых поднагрузок, каждая из которых определяется полиномами следующего вида:

$$P_i(t) = (P_0 C) \left( \frac{|U|}{|U_0|} \right)^\alpha \left( \frac{\omega}{\omega_0} \right)^\gamma; \quad (4)$$

$$Q_i(t) = (Q_0 C) \left( \frac{|U|}{|U_0|} \right)^\beta \left( \frac{\omega}{\omega_0} \right)^\delta, \quad (5)$$

где  $C$  – доля нагрузки с соответствующей характеристикой в узле.

Определение результирующей характеристики в виде, пригодном для задания в цифровой динамической модели, реализованной в ПВК «EUROSTAG», сводится к вычислению коэффициентов  $\alpha, \gamma, \beta, \delta$  с помощью приведения указанных выражений к аддитивному виду путем логарифмирования.

Алгоритм определения коэффициентов многопараметрической модели реализован в ПВК «MATLAB». В качестве исходных данных для работы алгоритма используются величины изменения во времени активной и реактивной мощности, а также частоты и напряжения в узле присоединения исследуемой нагрузки, зафиксированные при технологических нарушениях в энергосистеме, связанных с существенным изменением параметров электрического режима. В условиях реальной энергосистемы к таким нарушениям относится возникновение небалансов активной мощности, вызванных отключением блоков крупных электростанций или системообразующих связей.

Таким образом, технически задача сбора исходной информации в исследуемом узле нагрузки сводится к регистрации электромеханических переходных процессов, возникающих при технологических нарушениях в энергосистеме. Это позволяет сформулировать базовые требования к исходным данным: измерения  $P(t), Q(t), U(t), f(t)$  должны иметь шаг дискретизации по времени, достаточный для отображения электромеханических переходных процессов (20 мс) и быть синхронизированы во времени. То есть измерения параметров электроэнергетического режима, получаемые из архива СМПР, пригодны для определения результирующих характеристик без дополнительной обработки, тогда как данные из архивов ТИ и РАС пригодны

для использования в случае, если по доступным измерениям возможно «восстановление» параметров электроэнергетического режима в течение переходного процесса с достаточной дискретностью [5].

На начальном этапе проверка предложенного подхода к определению результирующих характеристик и разработанного алгоритма их вычисления выполнена по исходным данным, полученным в результате цифрового моделирования. Помимо обобщенной характеристики нагрузки (вид полиномов приведен выше), в ПВК «EUROSTAG» реализована возможность задания составной характеристики, включающей в себя модель асинхронного двигателя и полиномиальную модель.

В целях проверки предложенного подхода в исследуемом узле расчетной схемы была задана составная характеристика нагрузки: 60 % нагрузки задано моделью эквивалентного асинхронного двигателя со своими индивидуальными параметрами, а оставшиеся 40 % имеют квадратичную зависимость от напряжения.

В цифровой модели ОЭС была воспроизведена авария, связанная с возникновением небаланса активной мощности, и получены и приняты в качестве эталона осциллограммы изменения активной и реактивной мощности, а также частоты и напряжения в узле присоединения исследуемой нагрузки.

С помощью предложенного алгоритма была определена (восстановлена с использованием МПМ) характеристика нагрузки обобщенного типа, т. е. вычислены коэффициенты  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ,  $\delta$ .

Вычисленная характеристика нагрузки считается корректной, если при ее задании в цифровой модели при воспроизведении технологического нарушения изменение мощности нагрузки совпадает с натурными измерениями (эталоном), т. е. при принятом подходе к проверке в случае задания в узле составного типа нагрузки.

В цифровой модели ОЭС для исследуемого узла нагрузки составная характеристика была заменена на вычисленную (обобщенную). Повторно было воспроизведено технологическое нарушение и выполнено сопоставление полученного изменения активной и реактивной мощности исследуемой нагрузки с эталоном (рис. 2, 3).

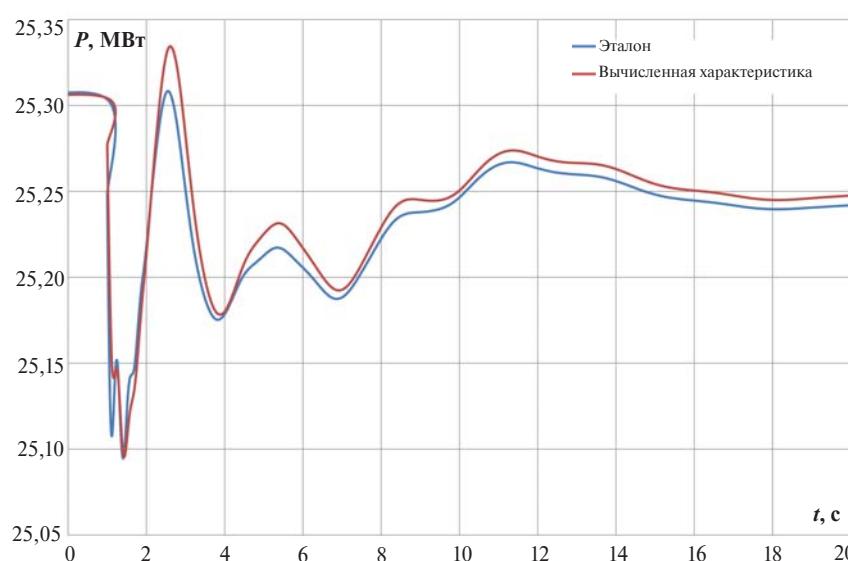


Рис. 2. Активная мощность нагрузки

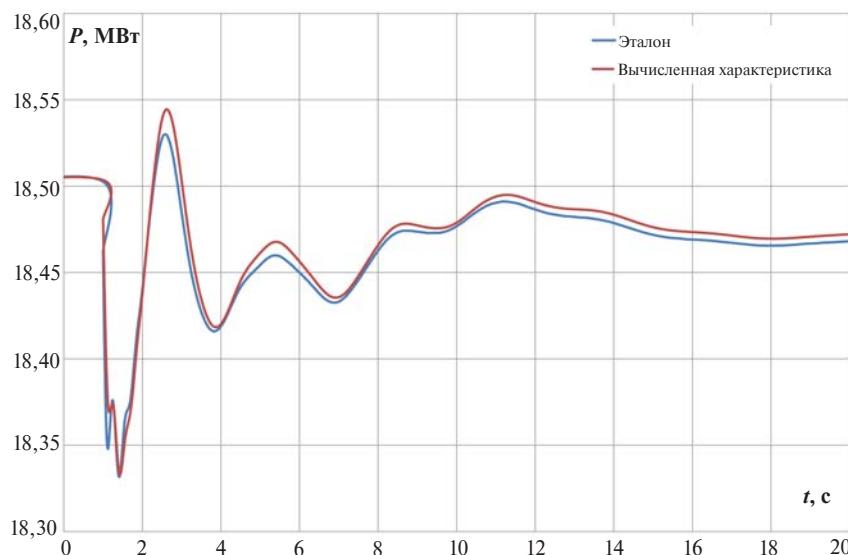


Рис. 3. Реактивная мощность нагрузки

Сравнение полученных кривых показывает, что предложенный подход позволяет получить характеристику, которая обеспечивает корректное воспроизведение изменения мощности исследуемой нагрузки, а следовательно, предложенный алгоритм функционирует корректно.

## Выводы

Предложен подход к определению результирующих характеристик энергорайонов по данным натурных измерений параметров электрического режима, зарегистрированных при технологических нарушениях в энергосистеме. В отличие от метода активного эксперимента для реализации предложенного подхода не требуется выполнение условия поддержания постоянства частоты и напряжения на интервале измерений.

Суть подхода к определению результирующих характеристик заключается в аппроксимации измерений активной и реактивной мощности, зарегистрированных во время технологического нарушения в энергосистеме.

Состоятельность предложенного подхода и разработанного алгоритма определения результирующих характеристик подтверждена исследованиями на цифровой модели, реализованной в ПВК «EUROSTAG». В настоящее время проводится проверка подхода с использованием данных натурных измерений, полученных на ЦАФК НТЦ ЕЭС и из архивов СМПР.

## Список литературы

- Есипович А. Х., Смирнов А. Н. Анализ результатов мониторинга режимных параметров ЕЭС России с помощью СМПР в различных схемно-режимных условиях // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2014. № 1 (70). С. 70–84.
- Колмогоров А. Н., Фомин С. В. Элементы теории функций и функционального анализа. – М.: Наука, 1981. 544 с.

3. Бердин А. С., Крючков П. А. Формирование параметров модели ЭЭС для управления электрическими режимами. – Екатеринбург: УГТУ, 2000. 107 с.
4. Выборных И. Г., Гуриков О. В. Алгоритм аппроксимации частотных характеристик методом наименьших квадратов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2014. № 2 (71). С. 35–43.
5. Бердин А. С., Близнюк Д. И., Коваленко П. Ю., Черепов А. С. Мгновенные значения параметров электрического режима в электромеханических переходных процессах // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2015. № 1 (72). С. 65–78.

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

E-mail: berdin@niipt-ems.ru

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

E-mail: bliznyuk@niipt-ems.ru

*Романов Илья Борисович*, младший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: romanov\_ib@ntcees.ru

УДК 621.311

В. П. Закарюкин, А. В. Крюков

## Моделирование режимов электрических сетей с высоковольтными коаксиальными кабелями

---

Предложена методика моделирования режимов электрических сетей, выполненных с использованием экранированных кабелей, имеющих изоляцию из молекулярно спирального полиэтилена. Методика, реализованная в комплексе программ «Fazonord», основана на использовании фазных координат и позволяет рассчитывать режимы, взаимные электромагнитные влияния и электромагнитные поля в сложных электроэнергетических системах. Компьютерное моделирование режимов электрических сетей, выполненных с использованием экранированных кабелей, показало применимость предложенной методики при решении практических задач, которые возникают при проектировании и эксплуатации электроэнергетических систем.

*Ключевые слова:* электроэнергетические системы, электрические сети, экранированные кабели, моделирование режимов и электромагнитных полей в фазных координатах.

### Введение

Расчеты режимов электроэнергетических систем (ЭЭС), включающих в свой состав однофазные и трехфазные кабельные линии (КЛ), традиционно проводят с использованием собственных и взаимных сопротивлений и проводимостей. Расчетные соотношения для определения этих параметров предложены в [1] и развиты в отечественных работах [2, 3]. Этот подход с некоторыми модификациями используется в известном программном продукте ЕМТР [4]. Недостаток этой программы состоит в жесткой структуре моделей, затрудняющей введение новых разновидностей КЛ, а также в отсутствии учета эффекта близости (ЭБ), влияние которого на режим КЛ показано ниже.

Развернутые соотношения для кабельных линий, реализованных на базе одножильных экранированных кабелей, приведены в работах [5, 6]. Эти соотношения могут применяться в программных комплексах для расчета режимов сложных ЭЭС, в том числе и при наличии продольной и поперечной несимметрии на основе метода симметричных составляющих. Однако при использовании этого метода возникают затруднения при определении взаимных электромагнитных влияний линий электропередачи, а также при расчете режимов с многократными несимметриями, которые имеют место, например, в ЭЭС, питающих тяговые подстанции (ТП) магистральных железных дорог переменного тока [7]. Такая ситуация характерна для энергосистем в регионах Сибири и Дальнего Востока, в которых основная системообразующая сеть непосредственно примыкает к ТП. Кроме того, в перспективных системах электроснабжения высокоскоростных железных дорог планируется применение однофазных экранированных КЛ [8]. Совместное моделирование режимов таких трехфазно-однофазных систем становится крайне затруднительным без использования фазных координат.

Авторами данной статьи предложена методика моделирования многопроводных систем решетчатыми схемами [7], позволяющая рассматривать взаимосвязанные системы кабельных и воздушных линий, а также учитывать эффекты близости,

интегрируя модели многопроводных систем в единую модель ЭЭС для расчетов режимов в фазных координатах. В данной статье рассмотрена методология моделирования КЛ, сформированных с помощью одножильных экранированных кабелей, выполненных с использованием изоляционных материалов на основе молекулярно спитого полиэтилена (СПЭ-кабелей).

Для корректного моделирования экранированных КЛ необходимо учитывать следующие обстоятельства:

- взаимные индуктивности и емкости между жилами и экранами;
- емкости между экранами отдельных кабелей и между экранами и землей;
- токораспределение в экранах кабелей, обусловленное эффектом близости и возможной несимметрией, приводящей к существенному перераспределению токов многопроводной системы [9].

Емкости между жилами и экранами разных кабелей малы, и ими можно пренебречь. Взаимная индуктивность между жилой и экраном кабеля определяется по справочным данным или путем расчетов. Собственные индуктивности экранов целесообразно рассчитывать с помощью модели проводника в виде пустотелого цилиндра, осуществляя корректировку его внутренней индуктивности.

## 1. Методика моделирования на основе формирования решетчатой схемы замещения по аналитическим выражениям

Система уравнений, позволяющая моделировать набор одножильных СПЭ-кабелей (рис. 1), может быть записана так:

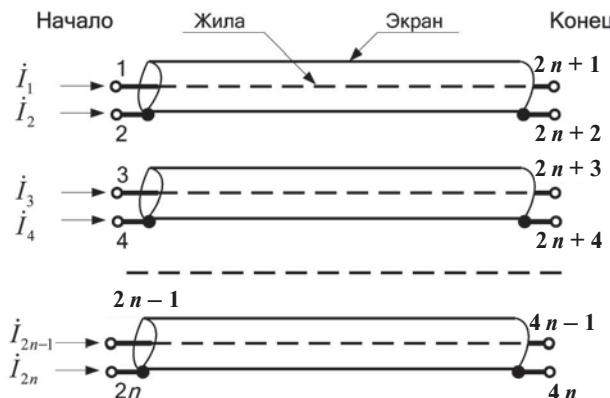


Рис. 1. Кабельная линия из одножильных экранированных кабелей

$$\Delta \dot{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{Z}} \dot{\mathbf{I}} \ell, \quad (1)$$

где  $\Delta \dot{\mathbf{U}} = [\dot{U}_1 - \dot{U}_{2n+1}, \dot{U}_2 - \dot{U}_{2n+2}, \dots, \dot{U}_{2n-1} - \dot{U}_{4n-1}, \dot{U}_{2n} - \dot{U}_{4n}]^T$  – матрица падений

напряжений на жилах и экранах кабелей;  $\underline{\mathbf{Z}} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{12} & \dots & \underline{Z}_{1n} \\ \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{22} & \dots & \underline{Z}_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \underline{Z}_{n1} & \underline{Z}_{n2} & \dots & \underline{Z}_{nn} \end{bmatrix}$  – матрица погонных

сопротивлений жил и экранов кабелей;  $\underline{Z}_{kk} = R_k + j\omega L_k$  – полное сопротивление петли жила–земля или петли экран–земля, Ом/км;  $\underline{Z}_{ij} = \underline{Z}_{ji}$  – взаимные индуктивные сопротивления между жилами кабелей  $i$  и  $j$  или между жилой одного кабеля и экраном другого, или между экранами кабелей  $i$  и  $j$ ;  $n$  – число кабелей; – протяженность кабельной линии.

Сопротивления  $\underline{Z}_{kk} = R_k + jX_k$ ,  $k = 1\dots n$ , можно найти по формуле [7], полученной в результате небольшой модификации выражений, приведенных в работе [2]:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{kk} = & \pi^2 f 10^{-4} + R_0 \left( 1 + 0,0049x^4 - 0,000035x^7 \right) + \\ & + j \left( 28,94 f \lg \frac{0,208 \cdot 10^{-4}}{r_g \sqrt{\gamma 10^{-7}}} + R_0 (0,12x^2 - 0,000613x^5) \right), \end{aligned} \quad (2)$$

где  $f$  – частота, Гц;  $r_g$  – эквивалентный радиус жилы, см;  $\gamma$  – проводимость однородной земли или эквивалентная средневзвешенная проводимость, См/м;  $x = 0,01 r_g \sqrt{\frac{7896 f}{R_0 S}}$ ;  $S$  – площадь сечения жилы, мм<sup>2</sup>;  $R_0$  – омическое сопротивление, Ом/км.

Сопротивления  $\underline{Z}_{ij}$  между жилами кабелей  $i$  и  $j$  или между жилой кабеля  $i$  и экраном кабеля  $j$  можно определить по формуле [7]:

$$\underline{Z}_{ij} = 0,001 f + j f \left[ 0,005693 - 0,001256 \ln(d \sqrt{0,02 f}) \right], \text{ Ом/км},$$

где  $d$  – расстояние между токоведущими частями, м.

При определении сопротивления петли экран–земля необходимо использовать модель полого цилиндра, расположенного над поверхностью земли. При толщине экрана, не превышающей 1 мм, его активное сопротивление можно считать мало зависящим от частоты вплоть до 2 кГц и принимать равным омическому. Внутреннее индуктивное сопротивление проводника в виде полого проводящего цилиндра можно определить по выражению [10]

$$X_{in} = \omega L_{in} = 2\pi f 10^{-4} \frac{t}{r_e}, \text{ Гн/км},$$

где  $t$  – толщина экрана, определяемая диаметром его проволок, мм (рис. 2);  $r_e$  – внешний радиус, мм.

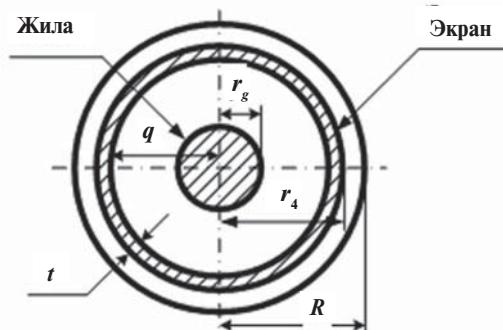


Рис. 2. Сечение экранированного кабеля

Сопротивление взаимной индукции жила—экран  $\underline{Z}_{12}$  можно найти из системы уравнений (1), которая записывается для одного кабеля длиной 1 км, при этом предполагается, что жила на конце замкнута на экран, т. е.  $\dot{U}_3 = \dot{U}_4$ ;  $\underline{Z}_{12} = \underline{Z}_{21}$ . Тогда

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_1 - \dot{U}_3 &= \dot{I}_1 \underline{Z}_{11} - \dot{I}_1 \underline{Z}_{12}; \\ \dot{U}_2 - \dot{U}_4 &= \dot{I}_1 \underline{Z}_{21} - \dot{I}_1 \underline{Z}_{22}, \end{aligned} \right\}$$

где  $\underline{Z}_{11}$  – собственное сопротивление жилы, которое рассчитывается по выражению (2);  $\underline{Z}_{22}$  – полное сопротивление петли экран–земля, методика расчета которого описана выше.

После несложных преобразований можно записать:

$$\underline{Z}_{KZ} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{\dot{I}_1} = \underline{Z}_{11} + \underline{Z}_{22} - 2\underline{Z}_{12}. \quad (3)$$

Если справочная информация по  $\underline{Z}_{KZ}$  отсутствует, то его величину можно найти на основе несложных измерений. Искомая величина  $\underline{Z}_{12}$  может быть найдена из (3):

$$\underline{Z}_{12} = \frac{1}{2}(\underline{Z}_{11} + \underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{KZ}).$$

Если проведение измерений невозможно, а также отсутствует справочный материал, то величину  $\underline{Z}_{12}$  можно найти по выражению [10]:

$$\underline{Z}_{12} = \omega M_{12} = j\pi 4f \cdot 10^{-4} \left[ \ln \frac{q}{r_g} + \frac{1}{3} \left( 1 + \frac{4}{3} \frac{t}{q} \right) \right], \text{ Ом/км},$$

где  $q$  – внутренний радиус экрана (см. рис. 2).

Информация о емкостях жила–экран имеется в справочниках, а емкость между экраном и землей для кабеля, который расположен над поверхностью земли, можно найти по известной формуле:

$$C_{ob} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{2h}{r_e}}, \quad (4)$$

где  $h$  – высота прокладки кабеля;  $\epsilon_0$  – электрическая постоянная.

Если кабель смонтирован в траншее, то емкость между экраном и землей может быть найдена так:

$$C_{ob} = \frac{2\pi\epsilon_a}{\ln \frac{R}{r_e}}, \quad (5)$$

где  $\epsilon_a$  – диэлектрическая проницаемость защитных покровов;  $R$  – внешний радиус покровов кабеля.

На основе матрицы  $\underline{Z}$  формируется матрица проводимостей решетчатой схемы замещения [7]:

$$\underline{Y}_C = \underline{Y}_{PC} + j\omega \mathbf{C}_Y, \quad (6)$$

$$\underline{Y}_{PC} = -\mathbf{M}_0 \underline{Z}^{-1} \mathbf{M}_0^T = \begin{bmatrix} -\underline{\mathbf{D}} & \underline{\mathbf{D}} \\ \underline{\mathbf{D}} & -\underline{\mathbf{D}} \end{bmatrix},$$

где  $\underline{Y}_{PC}$  – матрица размерностью  $4n \times 4n$ ;  $\underline{\mathbf{D}} = \underline{Z}^{-1}$ ;  $\mathbf{M}_0 = \begin{bmatrix} \mathbf{E} \\ -\mathbf{E} \end{bmatrix}$ ,  $\mathbf{E}$  – единичная матрица размерностью  $2n \times 2n$ ;  $\mathbf{E}_y$  – матрица собственных и взаимных емкостей, формируемая на основе вычисленных по формулам (4), (5) параметров и емкостей жила–экран;  $\omega = 314$  рад/с.

Описанная методика реализована в комплексе программ «Fazonord [11]», который предназначен для моделирования режимов ЭЭС и систем электроснабжения железных дорог переменного тока. В качестве иллюстрации выполнен расчет режима для КЛ 6 кВ протяженностью 1 км, выполненной тремя СПЭ-кабелями с сечением 120 мм<sup>2</sup>, которые располагались по вершинам равностороннего треугольника (на рис. 3 обозначены координатные оси с размерами в метрах). Схема расчетной модели, сформированная средствами ПК «Fazonord», показана на рис. 4. Результаты расчета приведены в табл. 1; на рис. 4 при указанных параметрах потенциалы узлов 7, 9, 11 в киловольтах равны сопротивлениям 1 км кабеля с учетом влияния соседних фаз.

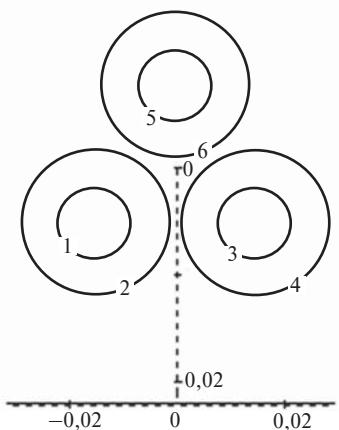


Рис. 3. Сечение кабельной линии

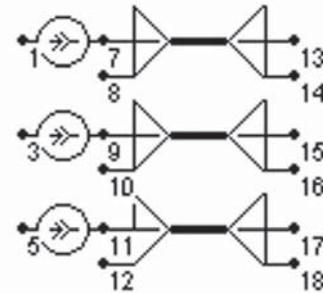


Рис. 4. Схема расчетной модели

Таблица 1

**Результаты расчета режима**

Узел	Фаза напряжения, град	Модуль напряжения, кВ	Активная проводимость шунта, см	Модуль тока, А	Фаза тока, град
7	25,7	0,276	0	1000	0
8	-47,6	0	1000	23,71	132,4
9	-98,0	0,273	0	1000	-120
10	-176,5	0	1000	31,7	3,5

Окончание табл. 1

Узел	Фаза напряжения, град	Модуль напряжения, кВ	Активная проводимость шунта, см	Модуль тока, А	Фаза тока, град
11	143,1	0,289	0	1000	120
12	59,5	0	1000	9,92	-120,5
13	0,0	0,001	1000	1000	180
14	132,3	0	1000	23,72	-47,7
15	-120,0	0,001	1000	1000	60
16	3,5	0	1000	31,71	-176,5
17	120,0	0,001	1000	1000	-60
18	-120,5	0	1000	9,94	59,5

Кабели 6 кВ сечением 120 мм<sup>2</sup> имеют собственную емкость 0,31 мкФ/км [12], при этом реактивная мощность, которая генерируется линией протяженностью 1 км:

$$Q = \omega C U^2 l = 314 \cdot 0,31 \cdot 10^{-6} \cdot 6^2 \cdot 1 = 3,504 \text{ квар/км.}$$

В результате моделирования получено значения 3,506 квар/км.

По данным справочника [12] сопротивление прямой последовательности кабельной линии, состоящей из трех кабелей сечением 120 мм<sup>2</sup>, равно 0,253 + j0,108 Ом/км. Это значение отвечает условию заземления экранов с двух сторон. На основе моделирования получены следующие результаты для фаз A, B и C соответственно: 0,249 + j0,120; 0,253 + j0,102; 0,266 + j0,113 Ом/км. Среднее значение равно 0,256 + j0,112 Ом/км и отличается от справочного на 3,5 %.

## 2. Методика моделирования, основанная на замене массивных проводников набором тонких проводов

Ввиду высокой электрической прочности изоляции из молекулярно спитого полиэтилена расстояния между токоведущими частями кабеля становятся небольшими. Этот фактор приводит к заметному проявлению эффекта близости, который изменяет активное сопротивление жил и экранов. Учет ЭБ на основе традиционных методов [13] приводит к необходимости выполнения сложных расчетов, что во многих случаях неприемлемо. Ниже излагается подход к моделированию СПЭ-кабелей, отличающийся сравнительной простотой используемых моделей, автоматическим их формированием и возможностью использования непосредственно в расчетах режимов ЭЭС. Концептуальные положения метода изложены в работах [14–16]. Основная идея метода состоит в замене массивных проводников набором тонких проводов; при этом результирующий ток набора равен току, протекающему в массивном проводнике. При соединении проводов набора друг с другом реализуется модель экранированного кабеля, корректно учитывающая поверхностный эффект и ЭБ. Для уменьшения объема рутинной и трудоемкой работы по вводу координат и параметров набора проводов разработан алгоритм, описанный в работе [16].

Матрица решетчатой схемы замещения  $\underline{\mathbf{Y}}_C$  формируется в этом случае также на основе соотношения (6), за исключением того, что элементы матрицы  $\mathbf{C}_y$  находятся на основе выражения:

$$\mathbf{C}_Y = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} \mathbf{B} & 0 \\ 0 & \mathbf{B} \end{bmatrix},$$

где  $\mathbf{B} = \mathbf{A}^{-1}$ ;  $\mathbf{A}$  – матрица потенциальных коэффициентов размерностью  $m \times m$ ;  $m$  – число проводников многопроводной модели. Поскольку модель многопроводной системы предполагает относительную диэлектрическую проницаемость среды, равную единице, то для получения необходимой эквивалентной генерации необходимо добавлять с каждой стороны элемента между узлами жилы и экрана дополнительные емкостные элементы, сопротивления которых определяются длиной кабеля.

Для реализации возможности определения напряжений, наводимых КЛ на смежные линии электропередачи, в модель могут вводиться провода ЛЭП, подверженной влиянию; при этом собственное внешнее сопротивление прямолинейного провода и взаимное сопротивление двух параллельных проводов, расположенных над поверхностью плоской однородной земли, вычисляются по формулам Карсона [17]:

$$\underline{Z}_{ik} = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \left( \ln \frac{r'_{ik}}{r_{ik}} + \underline{F}_{ik} \right) = j \cdot 1,2566 \cdot 10^{-6} f \left( \ln \frac{r'_{ik}}{r_{ik}} + \underline{F}_{ik} \right), \text{ Ом/м},$$

где  $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$  Гн/м;  $r'_{ik}$  – расстояние между проводом  $i$  и зеркальным изображением провода  $k$ , м;  $r_{ik}$  – расстояние между проводами  $i$  и  $k$ , м. Если пренебречь токами смещения, протекающими в земле, то слагаемое  $\underline{F}_{ik}$ , которое определяет добавку из-за конечной проводимости земли, определяется по выражению [2]:

$$\begin{aligned} \underline{F}_{ik} = & 0,5 - \ln(\lambda r) - j \frac{\pi}{4} - \\ & - \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \frac{(r/2)^{2n} e^{j n \pi / 2}}{n!(n+1)!} \left[ \left( \ln(\lambda r) - m_n + j \frac{\pi}{4} \right) \cos(2n\theta) - \theta \sin(2n\theta) \right] - \\ & - 2 \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \frac{r^{2n-1} e^{j(2n-1)\pi/4} \cos[(2n-1)\theta]}{1^2 \cdot 3^2 \cdot 5^2 \times \dots \times (2n-1)^2 (2n+1)}, \end{aligned} \quad (7)$$

где  $m_n = 1 + \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \dots + \frac{1}{n+1} - \frac{1}{2(n+1)}$ ;  $r = r'_{ik} \sqrt{\frac{\omega \mu_0}{\rho}} = 2,8099 \cdot 10^{-3} \cdot r'_{ik} \sqrt{\frac{f}{\rho}}$ ;

$$r'_{ik} = \sqrt{(x_i - x_k)^2 + (y_i + y_k)^2}; \rho – \text{удельное сопротивление земли, Ом·м}; \lambda = 0,890536209;$$

$$\theta = \operatorname{arctg} \frac{|x_i - x_k|}{y_i + y_k}.$$

Для численной реализации формула (7) преобразована:

$$\begin{aligned} \underline{F}_{ik} = & 0,5 - \ln(\lambda, r) - j \frac{\pi}{4} - \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \frac{(r/2)^{2n}}{n!(n+1)!} \left[ \cos\left(\frac{n\pi}{2}\right) + j \sin\left(\frac{n\pi}{2}\right) \right] \times \\ & \times \left[ [\ln(\lambda, r) - m_n] \cos(2n\theta) - \theta \sin(2n\theta) + j \frac{\pi}{4} \cos(2n\theta) \right] - \\ & - 2 \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \frac{r^{2n-1} \cos[(2n-1)\theta]}{1^2 \cdot 3^2 \times \dots \times (2n-1)^2 \cdot (2n+1)} \left\{ \cos\left[\frac{(2n-1)\pi}{4}\right] + j \sin\left[\frac{(2n-1)\pi}{4}\right] \right\}. \end{aligned}$$

В целях сокращения вычислительных затрат применены следующие рекуррентные соотношения:

$$\begin{aligned} \sin(k+1)\theta &= C_1 \sin k\theta + S_1 \cos k\theta; \\ \cos(k+1)\theta &= C_1 \cos k\theta - S_1 \sin k\theta, \quad S_1 = \sin \theta, \quad C_1 = \cos \theta; \\ R_n &= \frac{(r/2)^{2n}}{n!(n+1)!} = R_{n-1} \frac{(r/2)^2}{n(n+1)}; \quad m_n = m_{n-1} + \frac{1}{2(n+1)} + \frac{1}{2n}, \quad m_1 = 1,25; \\ T_n &= \frac{r^{2n-1}}{1^2 \cdot 3^2 \times \dots \times (2n-1)^2 (2n+1)} = T_{n-1} \frac{r^2}{(2n-1)(2n+1)}. \end{aligned}$$

Собственное внешнее сопротивление провода [2]:

$$R_p = 5,61985 \cdot 10^{-3} h_i \sqrt{\frac{\omega \mu_0}{\rho}}, \quad \theta = 0.$$

Для ближней и дальней зон применяются аппроксимирующие формулы, приведенные в работе [2]. Описанная методика определения сопротивлений  $Z_{ik}$  реализована в версии 2.32 ПК «Fazonord» [11] с охватом ближней, промежуточной и дальней зон [17–19].

Для оценки эффективности предложенной методики проведено моделирование кабельной линии 110 кВ длиной 10 км, выполненной СПЭ-кабелем с сечением жил 630 мм<sup>2</sup> и экранов 95 мм<sup>2</sup> (рис. 5, а).

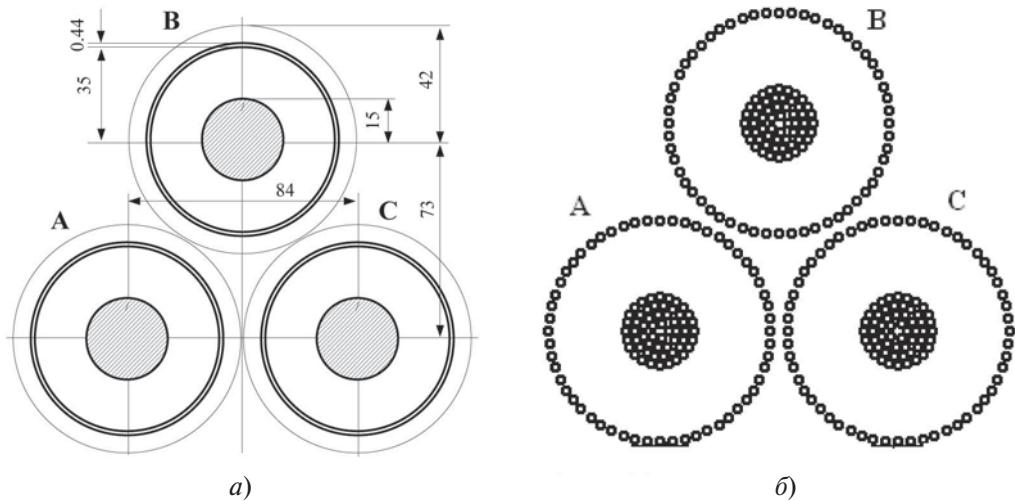


Рис. 5. Пространственное расположение кабелей (а) и модель многопроводной системы (б)

Моделирование осуществлялось в двух вариантах:

- по модели, сформированной с помощью формул (1)–(6) (рис. 6, а);
- на основе многопроводного представления жил и экранов (рис. 5, б и 6, б), каждая жила представлена 58 проводниками, каждый экран – 56 проводниками.

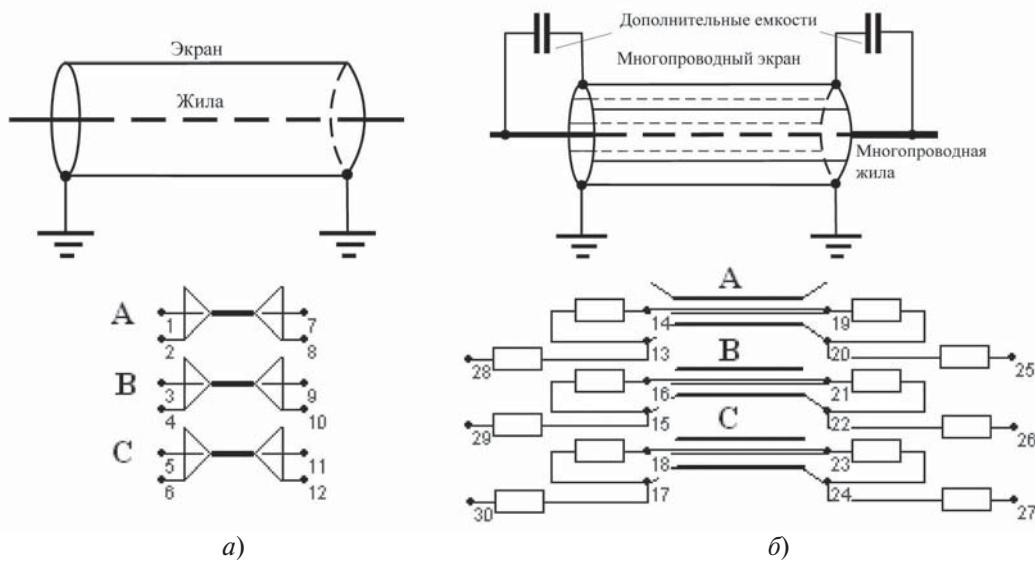


Рис. 6. Исходные и расчетные схемы моделирования

В верхней части рис. 6 показана принципиальная структура моделей, в нижней – расчетные схемы, реализованные средствами комплекса «Fazonord». Нагрузка фаз линии была принята симметричной и равной  $50 + j30 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ . Экраны предполагались заземленными на отправном и приемном концах ЛЭП на заземлители сопротивлением 0,1 Ом. Результаты расчета режимов приведены в табл. 2, 3 и на рис. 7.

Таблица 2

## Результаты расчета токов и напряжений

Параметр	Расчетные условия	Жилы			Экраны		
		A	B	C	A	B	C
Ток, А	Без учета ЭБ	923,8	923,8	923,9	177,3	177,4	178,0
	С учетом ЭБ	918,3	918,3	918,3	190,3	190,9	190,2
	Различие, %	-0,6	-0,6	-0,6	6,8	7,0	6,4
Напряжения, кВ	Без учета ЭБ	63,11	63,11	63,11	0,0187	0,0177	0,0178
	С учетом ЭБ	63,08	63,08	63,08	0,0184	0,0185	0,0184
	Различие, %	-0,05	-0,05	-0,05	-1,6	4,3	3,3

Таблица 3

## Результаты расчета потерь активной мощности, кВт

№ п/п	Расчетное условие	Потери, кВт
1	Без учета ЭБ	992
2	С учетом ЭБ	1078
3	Различие, %	7,9

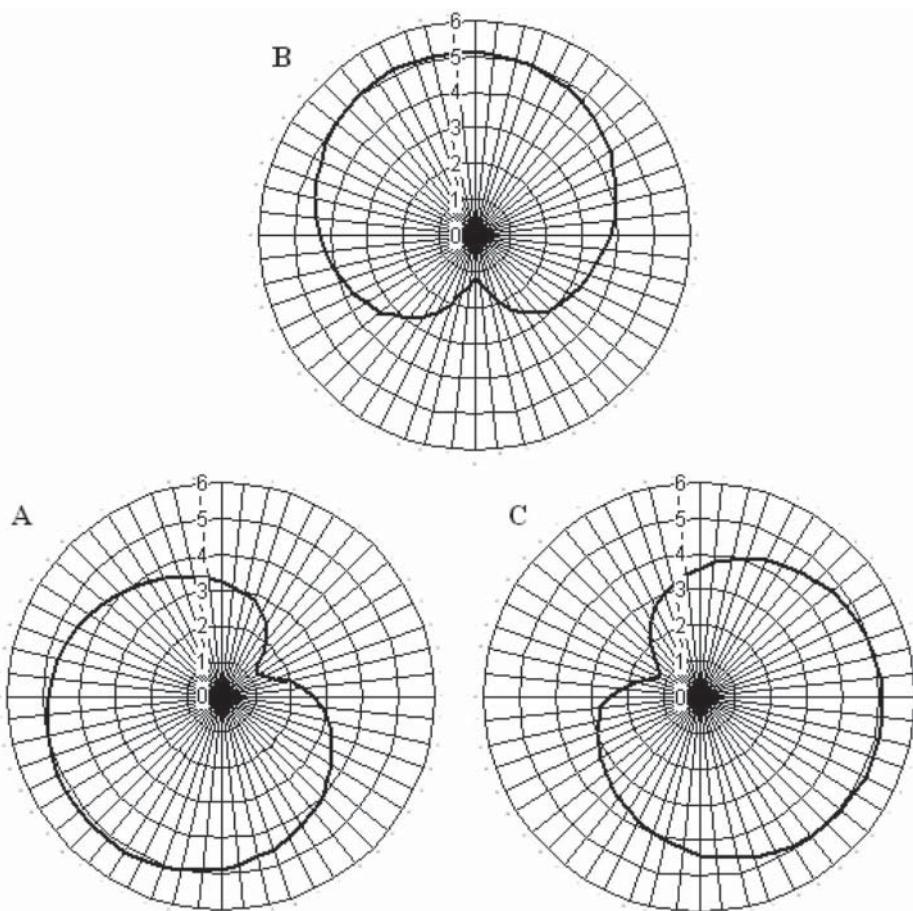


Рис. 7. Токораспределение в экранах

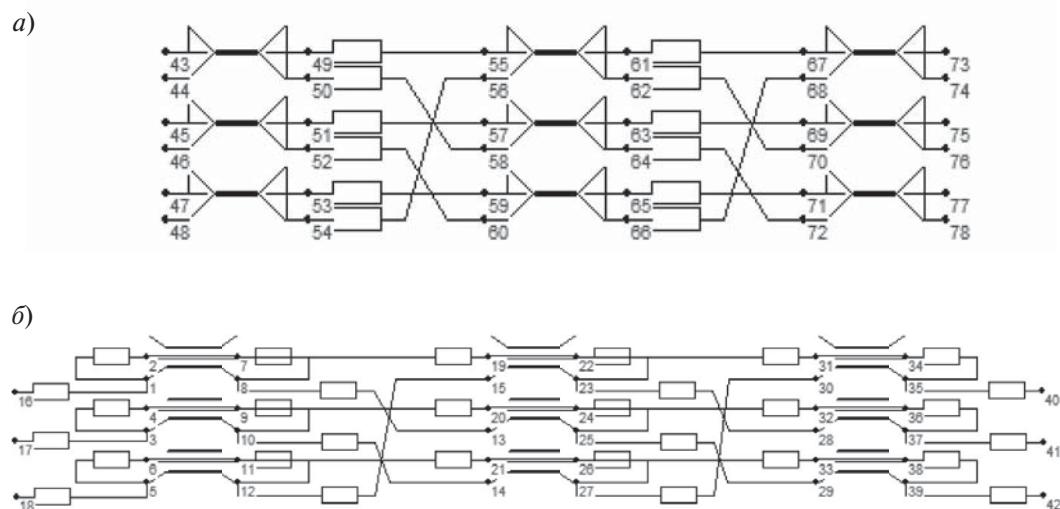
Полученные результаты показывают, что фазные токи и напряжения обеих моделей почти одинаковы (различия составляют 0,6 % для токов и 0,05 % для напряжений). Однако для токов экранов ввиду их неравномерного распределения по окружности экрана (см. рис. 7) имеются различия, достигающие почти 7 %. Максимальное различие напряжений экранов составляет 4,3 %. Значительно (примерно на 8 %) отличаются расчетные потери активной мощности.

На рис. 8 представлены модели КЛ с транспозицией экранов, выполненной с помощью аналогичных кабелей, линейно расположенных в горизонтальной плоскости (рис. 9).

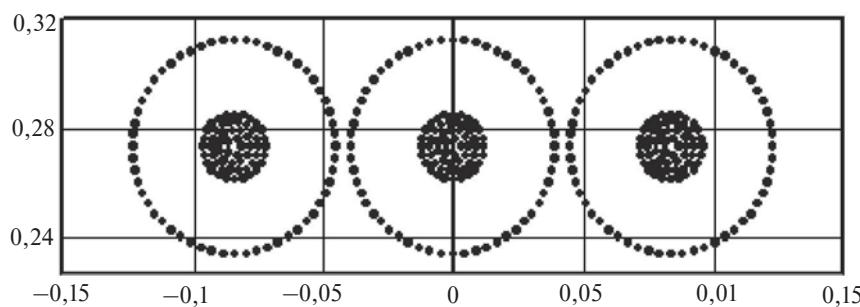
На основе моделей, приведенных на рис. 8, проведен расчет режима при небольшой несимметрии нагрузки: коэффициенты несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательности на приемном конце КЛ не превышали 1 %. Результаты моделирования представлены в табл. 4, токи указаны для приемных концов линий.

Результаты расчетов позволяют сделать следующие выводы:

- наличие даже небольшой несимметрии нагрузки приводит к появлению в транспонированных экранах токов, составляющих десятки процентов от токов жил;
- при учете эффекта близости активные потери возрастают примерно на 10 %, и это различие мало зависит от уровня несимметрии нагрузки.



**Рис. 8.** Модели КЛ с полным циклом транспозиции экранов:  
а – модель, сформированная на основе формул (1–6); б – многопроводная модель



**Рис. 9.** Сечение КЛ с линейным расположением проводов  
(на осях указаны координаты в метрах)

Таблица 4

**Результаты моделирования КЛ при транспозиции экранов**

Модель	Фаза	Ток жил, А	Ток экранов, А	Потери, кВт
Модель, сформированная на основе формул (1)–(6)	A	795	114	1047
	B	1013	122	
	C	1199	125	
Многопроводная модель	A	789	121	1161
	B	1014	121	
	C	1207	128	
Различие, %	—	—	—	10,9

Многопроводные модели КЛ позволяют провести после определения режима электрической сети расчеты напряженностей электромагнитного поля, созданного экранированной кабельной линией [20]; при этом анализируемая КЛ рассматривается не как отдельный объект, а в качестве элемента электроэнергетической системы. На этой основе может быть реализован системный подход к анализу электромагнитной обстановки на объектах электроэнергетики с экранированными кабельными линиями высокого напряжения. Расчеты проводились для КЛ длиной 10 км, показанной на рис. 6, б. Результаты моделирования представлены в табл. 5–8 и на рис. 10. Рассматривалось три способа заземления экранов кабелей:

- 1) экраны заземлены на отправном конце КЛ;
- 2) экраны заземлены с двух сторон КЛ;
- 3) экраны заземлены на отправном и соединены на приемном конце КЛ.

Таблица 5

## Перетоки и потери мощности

№	Режим заземления экранов	Переток мощности		Потери			
		$P_{ij}$ , МВт	$Q_{ij}$ , Мвар	$\Delta P$ , МВт	$\Delta Q$ , Мвар	$\Delta P, \%$	$\Delta Q, \%$
1	Экраны заземлены на отправном конце КЛ	150,87	89,03	0,87	1,28	0,58	1,44
2	Экраны заземлены с двух сторон КЛ	151,09	88,94	1,08	1,18	0,71	1,33
3	Экраны заземлены на отправном и соединены на приемном конце КЛ	150,92	89,02	0,88	1,27	0,58	1,43

Таблица 6

## Токи и потенциалы жил кабеля

Фаза	Точка наблюдения	Напряжение, кВ			Ток, А		
		1	2	3	1	2	3
A	Отправной конец КЛ	64,00	64,00	64,00	912,4	913,2	912,6
B		64,00	64,00	64,00	912,4	913,2	912,6
C		64,00	64,00	64,00	912,4	913,2	912,6
A	Приемный конец КЛ	63,13	63,08	63,12	917,6	918,3	917,7
B		63,13	63,08	63,12	917,6	918,4	917,8
C		63,13	63,08	63,12	917,6	918,4	917,8

Примечания: 1 – экраны заземлены на отправном конце КЛ; 2 – экраны заземлены с двух сторон КЛ; 3 – экраны заземлены на отправном и соединены на приемном конце КЛ.

Таблица 7

## Токи и потенциалы экранов

Фаза	Точка наблюдения	Напряжение, В			Ток, А		
		1	2	3	1	2	3
<i>A</i>	Отправной конец КЛ	3,4	20,8	6,4	22,16	197,28	52,25
<i>B</i>		3,4	20,8	6,4	22,15	197,85	52,36
<i>C</i>		3,4	20,8	6,4	22,16	197,15	52,22
<i>A</i>	Приемный конец КЛ	406,0	18,5	336,1	11,86	190,40	43,21
<i>B</i>		407,3	18,5	337,1	11,86	190,98	43,33
<i>C</i>		406,5	18,5	336,5	11,86	190,30	43,20

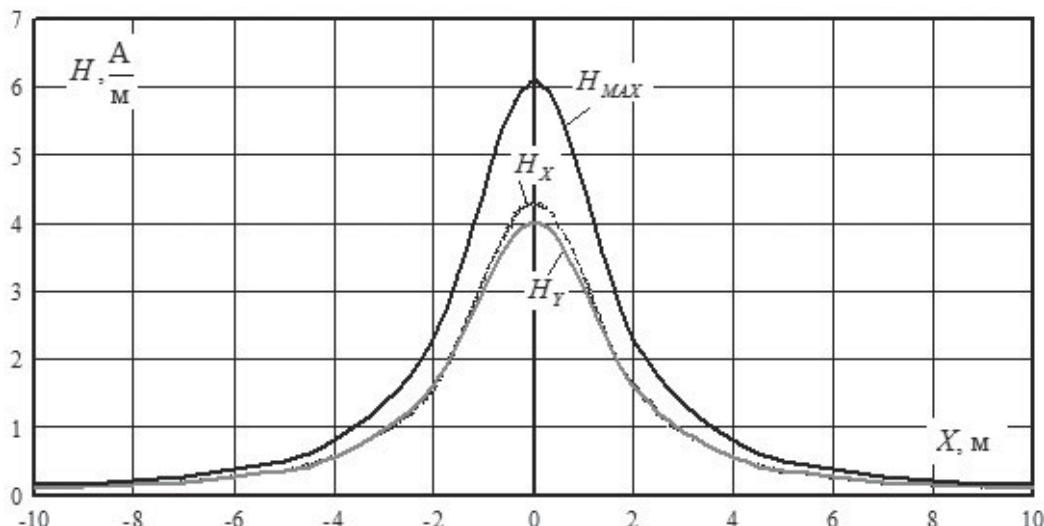


Рис. 10. Распределение уровней напряженности магнитного поля по горизонтальной оси для ситуации с экранами, заземленными на отправном конце КЛ

Таблица 8

## Распределение напряженности магнитного поля по горизонтальной оси, А/м

<i>X</i> , м	1	2	3	Различие, %	
	Экраны заземлены на отправном конце КЛ	Экраны заземлены с двух сторон КЛ	Экраны заземлены на отправном и соединены на приемном конце	между столбцами 1 и 2	между столбцами 2 и 3
-10	0,143	0,136	0,142	4,90	0,70
-8	0,221	0,210	0,220	4,98	0,45

Окончание табл. 8

X, м	1	2	3	Различие, %	
	Экранны заземлены на отправном конце КЛ	Экранны заземлены с двух сторон КЛ	Экранны заземлены на отправном и соединены на приемном конце	между столбцами 1 и 2	между столбцами 2 и 3
-6	0,383	0,364	0,380	4,96	0,78
-4	0,800	0,761	0,796	4,88	0,50
-2	2,302	2,189	2,289	4,91	0,56
0	6,088	5,791	6,053	4,88	0,57
2	2,301	2,187	2,288	4,95	0,56
4	0,800	0,760	0,796	5,00	0,50
6	0,383	0,363	0,381	5,22	0,52
8	0,221	0,210	0,220	4,98	0,45
10	0,143	0,136	0,142	4,90	0,70

Полученные результаты позволяют сделать вывод о благоприятной электромагнитной экологии вблизи высоковольтного экранированного кабеля: на расстоянии более 2 м от оси КЛ напряженность магнитного поля не превышает 2 А/м. Ввиду заземления экранов электрическое поле КЛ не создает. Уровень магнитного поля для рассмотренной конструкции КЛ незначительно зависит от способа заземления экранов.

На основе предлагаемой методики могут быть рассчитаны параметры режимов ЭЭС с любыми применяемыми на практике кабельными линиями, имеющими различные виды заземлений и транспозиций экранов.

## Заключение

1. На основе решетчатых схем замещения и моделей многопроводных систем разработана методика моделирования кабельных линий, выполненных с помощью одножильных экранированных кабелей с изоляцией из молекулярно спитого полиэтилена. Предложенные методики моделирования позволяют корректно учитывать эффект близости, отличаются сравнительной простотой используемых моделей, автоматическим их формированием и возможностью использования непосредственно в расчетах режимов электрических сетей.

2. Методика реализована в программном комплексе «Fazonord», предназначенном для моделирования сложненесимметричных режимов электроэнергетических систем и систем электроснабжения железных дорог переменного тока в фазных координатах.

3. Моделирование режимов реальных электрических сетей, выполненных с использованием СПЭ-кабелей, показало практическую применимость методики при решении практических задач проектирования и эксплуатации систем электроснабжения. На основе разработанных моделей возможен корректный расчет величин токов, протекающих по экранам, а также потерь активной мощности в кабельной сети.

4. Разработанные модели позволяют осуществлять расчеты напряженностей магнитного поля, создаваемого кабельной линией, одновременно с расчетами режимов электроэнергетической системы, в состав которой она входит.

## **Список литературы**

1. *Wedepohl, L. M., Wilcox, D. J.* Transient Analysis of Underground Power-Transmission Systems – System Modal and Wave-Propagation Characteristics. Proc. IEE, Vol. 120, № 2, Feb. 1973, p. 253–260.
2. *Костенко М. В., Перельман Л. С., Шкарин Ю. П.* Волновые процессы и электрические помехи в многопроводных линиях высокого напряжения. – М.: Энергия, 1973. 272 с.
3. *Костенко М. В., Кадомская К. П., Левинштейн М. Л., Ефремов И. А.* Перенапряжения и защита от них в воздушных и кабельных электропередачах высокого напряжения. Л.: Наука, 1988. 302 с.
4. *Dommel H. W.*, Electromagnetic Transients Program (EMTP Theory Book), Prepared for Bonneville Power Administration, 1995. 483 p.
5. *Дмитриев М. В., Евдокуин Г. А.* Однофазные силовые кабели 6–500 кВ // Новости электротехники, № 2 (44), 2007, с. 124–128.
6. *Дмитриев М. В.* Заземление экранов однофазных силовых кабелей 6–500 кВ. – СПб: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. 154 с.
7. *Закарюкин В. П., Крюков А. В.* Сложнонесимметричные режимы электрических систем. – Иркутск: Иркут. ун-т. 2005. 273 с.
8. *Киселев И. П., Блажко Л. С., Бурков А. Т. и др.* Высокоскоростной железнодорожный транспорт. Общий курс. В 2-х т. Т. 1. – М.: ФГБОУ «Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте», 2014. 308 с.
9. *Закарюкин В. П., Крюков А. В., Соколов В. Ю.* Моделирование многоамперных шинопроводов // Проблемы энергетики. № 3–4. 2009. С. 65–73.
10. *Калантаров П. Л., Цейтлин Л. А.* Расчет индуктивностей. – Л.: Энергоатомиздат, 1986. 488 с.
11. Свидет. об офиц. регистр. программы для ЭВМ № 2007612771 (РФ) «Fazonord-Качество. Расчеты показателей качества электроэнергии в системах электроснабжения в фазных координатах с учетом движения поездов» / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков. Федеральная служба по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам. Зарегистр. 28.06.2007.
12. *Ополева Г. Н.* Схемы и подстанции электроснабжения: справочник. М.: ИНФРА, 2006. 480 с.
13. *Чальян К. М.* Методы расчета электромагнитных параметров токопроводов. М.: Энергоатомиздат. 1990. 280 с.
14. *Крюков А. В., Закарюкин В. П., Соколов В. Ю.* Моделирование магистральных шинопроводов в фазных координатах // Электротехнические комплексы и системы управления. № 4. 2008. С. 49–54.
15. *Закарюкин В. П., Крюков А. В., Соколов В. Ю.* Моделирование многоамперных шинопроводов // Проблемы энергетики. № 3–4. 2009. С. 65–73.
16. *Крюков А. В., Закарюкин В. П., Соколов В. Ю.* Моделирование систем электроснабжения с мощными токопроводами. – Иркутск: ИрГУПС. 2010. 80 с.
17. *Carson J. R.* Wave propagation in overhead wires with ground return // Bell Syst. Tech. J., 1926, № 5, p. 539–554.

18. *Мисриханов М. Ш., Токарский А. Ю.* Учет проводимости земли при определении ЭДС, наведенных в параллельных воздушных линиях электропередачи // Электро, 2010, № 3, с. 13–18.
19. *Закарюкин В. П., Крюков А. В.* Уточненная методика определения взаимных электромагнитных влияний смежных линий электропередачи // Известия вузов. Проблемы энергетики. № 3–4. 2015. С. 29–35.
20. *Крюков А. В., Закарюкин В. П., Буякова Н. В.* Электромагнитная обстановка на объектах железнодорожного транспорта. – Иркутск: ИрГУПС, 2011. 130 с.

*Закарюкин Василий Пантелеимонович*, д-р техн. наук, профессор кафедры «Электроэнергетика транспорта» Иркутского государственного университета путей сообщения (ФГБОУ ВО ИрГУПС).

E-mail: zakar49@mail.ru

*Крюков Андрей Васильевич*, д-р техн. наук, профессор кафедры «Электроэнергетика транспорта» Иркутского государственного университета путей сообщения (ФГБОУ ВО ИрГУПС), профессор кафедры «Электроснабжения и электротехники» Иркутского национального исследовательского технического университета (ФГБОУ ВО «ИРНИТУ»).

E-mail: and\_kryukov@mail.ru

УДК 621.311

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

## Определение эквивалентной инерционной постоянной по данным измерений электромеханического переходного процесса

Разработана методика определения инерционной постоянной энергоблока, характеризующей сопротивление ротора энергоблока изменению скорости своего вращения. Методика основана на решении аппроксимационной задачи для определения параметров уравнения движения ротора синхронной машины по синхронизированным векторным измерениям. В качестве исходных данных используются измерения активной мощности генератора и углового положения его ротора во время электромеханических переходных процессов. Методика проверена на данных, полученных путем математического и физического моделирования, а также на реальных измерениях, полученных при электромеханических переходных процессах в ЭЭС. Результаты исследований могут быть использованы для применения простых динамических моделей энергоблоков в расчетных задачах.

*Ключевые слова:* эквивалентная инерционная постоянная энергоблока, уравнение движения ротора, идентификация параметров синхронной машины, электромеханические переходные процессы, упрощенная динамическая модель синхронной машины.

### Введение

Применение в электроэнергетических системах (ЭЭС) современных измерительных комплексов, позволяющих выполнять измерения мгновенных параметров электрического режима во время электромеханических переходных процессов, открывает новые возможности анализа таких процессов. Высокая частота выполнения измерений параметров режима, значительно превышающая промышленную частоту, и новые усовершенствованные способы обработки данных [1, 2] позволяют получать с высокой точностью значения электрических параметров не только в установившихся, но и в переходных режимах. Получение таких измерений позволяет определять фактические параметры и характеристики основного оборудования ЭЭС. В частности, становится возможным определение эквивалентной инерционной постоянной энергоблока.

Определение эквивалентной инерционной постоянной позволяет перейти к применению более простых адаптивных динамических математических моделей синхронных машин, параметры которых могут быть определены на основе измерений мгновенных электрических и механических величин в ходе динамических возмущений. Это позволит упростить методы расчета и анализа электромеханических переходных процессов, процесс идентификации параметров модели, сделав ее адаптивной. При этом точность модели будет достаточно высокой в силу того, что все ее параметры будут определяться на основе измерений в ходе реальных возмущений, а не специальных испытаний или эмпирических методик.

Существующие исследования в данной области в основном направлены на оценку инерции генераторов или частей ЭЭС при возникновении небалансов активной мощности [3–5]. При этом не учитывается скольжение роторов электрических машин, используются усредненные значения производной по частоте и изменения активной мощности в ходе возмущения. В результате вычисляется некоторая усредненная приближенная величина. Предлагаемый в данной работе метод основан на

использовании измеренных мгновенных параметров режима при переходных процессах, в том числе механических параметров, что позволяет учитывать скольжение роторов электрических машин и возможное изменение инерционной постоянной в ходе процесса.

Математическая основа предлагаемого подхода – уравнение движения ротора синхронной машины, параметры которого определяются с помощью методов аппроксимации. Для проверки подхода к определению эквивалентной постоянной инерции были проведены эксперименты на математической модели, на физической электродинамической модели ОАО «НТЦ ЕЭС», а также были использованы данные системы мониторинга переходных режимов (СМПР) и системы мониторинга системных регуляторов (СМСР) реальных энергообъектов.

## 1. Методика определения эквивалентной инерционной постоянной

Для вычисления инерционной постоянной используется уравнение движения синхронной машины. Оно имеет следующий вид [6]:

$$J \cdot \omega_0 \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_g, \quad (1)$$

где  $J$  – момент инерции;

$\omega_0$  – номинальная угловая частота вращения;

$\delta$  – угловое положение ротора относительно состояния покоя или вращающейся с частотой  $\omega_0$  системы координат (значение производной  $\frac{d^2\delta}{dt^2}$  в обоих случаях будет одинаковым);

$P_m$  – мощность турбины;

$P_g$  – электромагнитная мощность (активная трехфазная мощность генератора).

Вместо момента инерции в (1) можно подставить инерционную постоянную, которая вычисляется по формуле:

$$\tau_j = J \frac{\omega_0^2}{S_h}, \quad (2)$$

где  $S_h$  – номинальная полная мощность синхронной машины. Тогда (1) будет иметь вид:

$$\tau_j \cdot \frac{S_h}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_g. \quad (3)$$

При этом измеряемыми являются параметры  $\delta$  и  $P_g$ , вычисляемыми являются  $\tau_j$  и  $P_m$ , номинальными являются  $S_h$  и  $\omega_0$ . Все параметры в (3) выражены в именованных единицах.

Уравнение (3) используется в настоящем исследовании для вычисления искомой эквивалентной инерционной постоянной  $\tau_j$ . Так же вычисляется мощность турбины  $P_m$ . Расчеты осуществляются на скользящих окнах при помощи аппроксимации. В качестве исходных данных в различных экспериментах использовались измерения  $P_g$  и  $\delta$  (или скорости ротора) с частотой дискретизации от 50 до 10 кГц.

Мощность турбины часто [3–5] принимается постоянной во время исследуемого процесса и равной измеренной активной мощности генератора в начальный

момент времени. При достаточно длительных качаниях, сопровождающихся небалансами активной мощности в сети, возможно изменение мощности турбины, что приведет к некорректности такого подхода. Поэтому в настоящем исследовании мощность турбины принимается за неизвестную величину, которую также необходимо вычислить.

Дифференцирование угла ротора осуществляется с помощью аппроксимации сигнала параболами скользящим образом. Это позволяет снизить влияние помех на результат дифференцирования. При наличии существенного искажения исходного сигнала необходимо также выполнять его фильтрацию.

## 1.1. Определение угла ротора

Определение углового положения ротора является одной из ключевых проблем для решения поставленной задачи. Ранее были разработаны способы определения угла нагрузки синхронной машины в зависимости от состава измеряемых параметров [7]. Эти же подходы могут использоваться и для определения углового положения ротора. Далее приводится краткое описание методов определения угла ротора в порядке снижения их точности.

### 1.1.1. Прямые измерения

Наиболее точный и предпочтительный способ определения углового положения ротора – прямые измерения его углового положения. Для этого на вал синхронной машины устанавливается специальное зубчатое колесо. Датчик регистрирует момент прохождения зубца около него и производит вычисление текущего углового положения ротора или его угловой скорости. Для решения поставленной задачи подходят и измерения угловой скорости, в этом случае вторая производная угла ротора в (3) заменяется первой производной его угловой скорости.

### 1.1.2. Измерение тока возбуждения и режимных параметров

При отсутствии датчика угловое положение ротора может быть определено с использованием векторов фазных токов и напряжений генератора, а также его тока возбуждения. Все эти параметры регистрируются СМСР. Угол ротора может быть определен по формуле:

$$\delta = \psi_U - \varphi + \arccos \frac{U \cos \varphi + IR}{E_f}, \quad (4)$$

где  $\psi_U$  – фаза вектора напряжения;

$\varphi$  – сдвиг по фазе между вектором тока и вектором напряжения;

$U$  – напряжение на зажимах синхронной машины;

$I$  – фазный ток статора;

$R$  – активное сопротивление фазы обмотки статора;

$E_f$  – ЭДС, индуцируемая в обмотке статора током возбуждения.

Определение ЭДС возбуждения осуществляется с помощью характеристики холостого хода по измерениям тока возбуждения. Предпочтительно использовать экспериментальные характеристики для исследуемой машины, а не обобщенные справочные.

### 1.1.3. Измерение режимных параметров

Возможно определение угла ротора только по измерениям векторов тока и напряжения синхронной машины. Данный способ обладает наиболее низкой точностью, но требует наличия наименьшего количества измерений. Требуемые для данного способа параметры регистрируются, например, СМПР. Угол ротора определяется по формуле:

$$\delta = \psi_U - \varphi + \operatorname{arctg} \frac{U \sin \varphi + Ix_q}{U \cos \varphi + IR}, \quad (5)$$

где  $x_q$  — полное индуктивное сопротивление синхронной машины по поперечной оси.

## 2. Апробация на математической модели

Для проверки корректности предлагаемой методики был выполнен ряд экспериментов с математической моделью в среде «MATLAB Simulink».

### 2.1. Эксперимент 1

Целью первого эксперимента является проверка корректности определения эквивалентной инерционной постоянной энергоблока при различных условиях моделирования. Для этого было сформированы две модели, различающиеся схемой электрических соединений, составом оборудования, моделями энергоблоков и моделируемым возмущением.

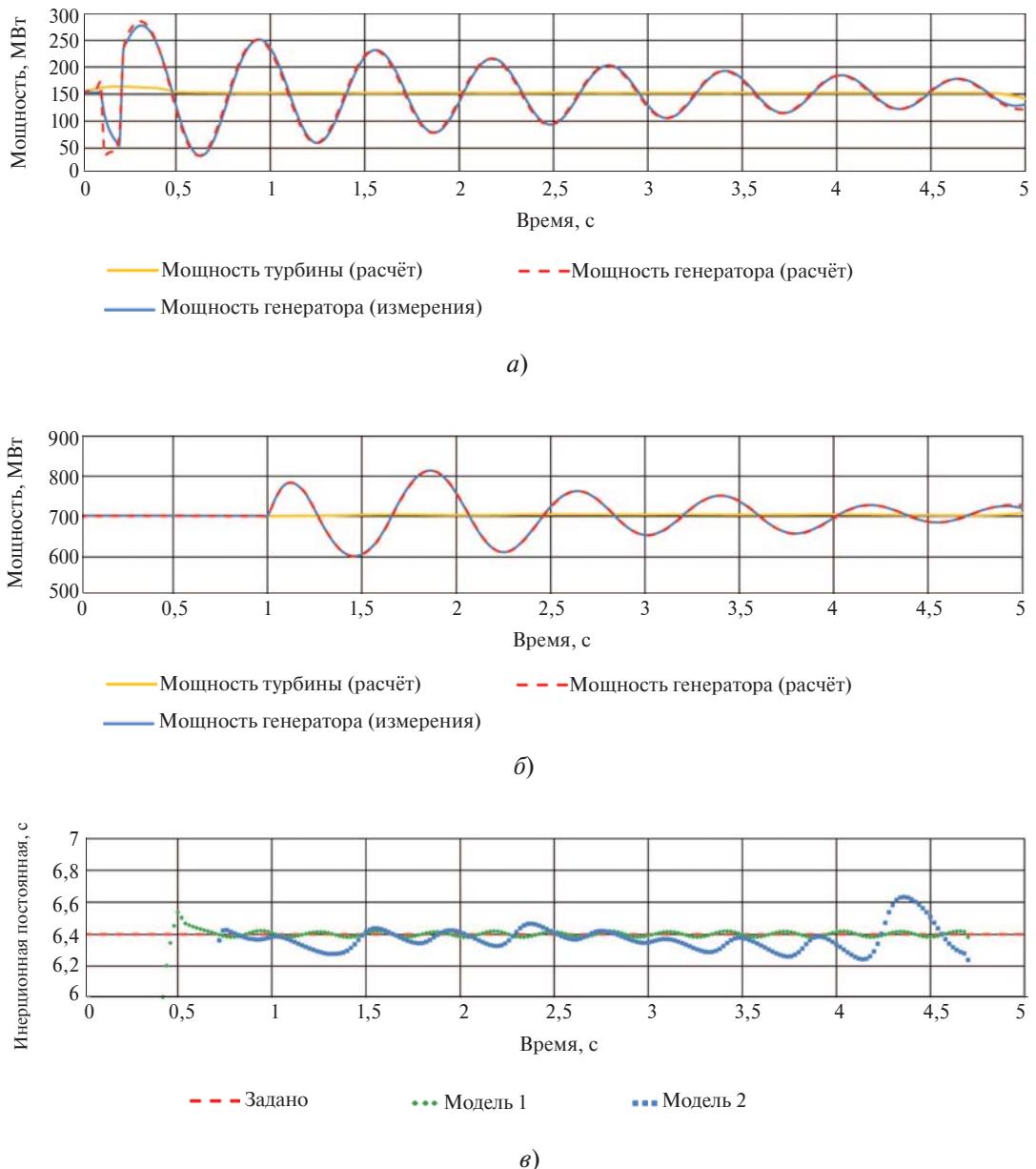
Модель 1 представляет собой цепь «синхронный генератор – трансформатор – шины бесконечной мощности (ШБМ)». Синхронный генератор моделируется уравнением движения и ЭДС за сопротивлением. Регулирование возбуждения и мощности турбины не осуществляется. Возмущение – трехфазное короткое замыкание.

Модель 2 представляет собой два района сети, соединенных ЛЭП, каждый состоит из двух синхронных генераторов со статической нагрузкой. Синхронные генераторы моделируются уравнениями Парка – Горева. Моделируются электромашинный возбудитель с АРВ и паровая турбина с регулятором скорости. Возмущение – ступенчатое изменение уставки АРВ одного из генераторов.

На рис. 1 представлены результаты эксперимента. В обоих случаях инерционная постоянная определена достаточно точно (рис. 1, в): заданное значение – 6,4 секунды; среднее вычисленное по модели 1 – 6,386 секунды ( $-0,22\%$ ); среднее вычисленное по модели 2 – 6,379 секунды ( $-0,34\%$ ). Вычисленная по полученным инерционным постоянным активная мощность генератора в обоих случаях практически полностью совпала с измерениями (рис. 1, а, б), что доказывает корректность используемого для аппроксимации выражения (3). Мощность турбины также вычислена точно, небольшие отклонения наблюдаются лишь в начале возмущения.

### 2.2. Эксперимент 2

В настоящее время в СМПР и СМСР принята дискретность выходных данных 50 Гц. Для решения задачи определения инерционной постоянной энергоблока такой дискретности может быть недостаточно. Целью данного эксперимента является определение необходимой дискретности измеренных параметров для решения поставленной задачи.



**Рис. 1.** Результаты эксперимента 1 с математической моделью: мощности по модели 1 (а), мощности по модели 2 (б), инерционные постоянные (в)

Для исследования используется модель 1 из эксперимента 1. При этом измерения выполняются с различной дискретностью: 50, 500 и 5000 Гц. Вычисление производных осуществляется при помощи аппроксимации параболами функции угла ротора на окнах шириной пять точек скользящим образом. Использование численного дифференцирования по разностям между соседними отсчетами для реальных сигналов может привести к появлению существенных выбросов и искажений в дифференцированном сигнале, поэтому такой подход не применяется.

Результаты эксперимента представлены на рис. 2. Как видно из рисунка, при частоте дискретизации измерений 50 Гц результат получился наименее точный. При частоте дискретизации 500 и 5000 Гц точность достаточно высока. Это объясняется тем, что при более низкой частоте дискретизации ширина окна аппроксимирующей параболы, в отношении к периоду сигнала, была больше (при том же количестве точек внутри окна), чем при более высокой частоте дискретизации. Соответственно ниже становилась точность аппроксимации параболой. В результате возникают противоречивые требования к ширине окна аппроксимации: для повышения точности аппроксимации необходимо как можно сильнее «сузить» окно, а для повышения помехоустойчивости необходимо, чтобы в окно попадало как можно больше точек. Оба эти требования легче всего удовлетворить увеличением частоты дискретизации измерений.

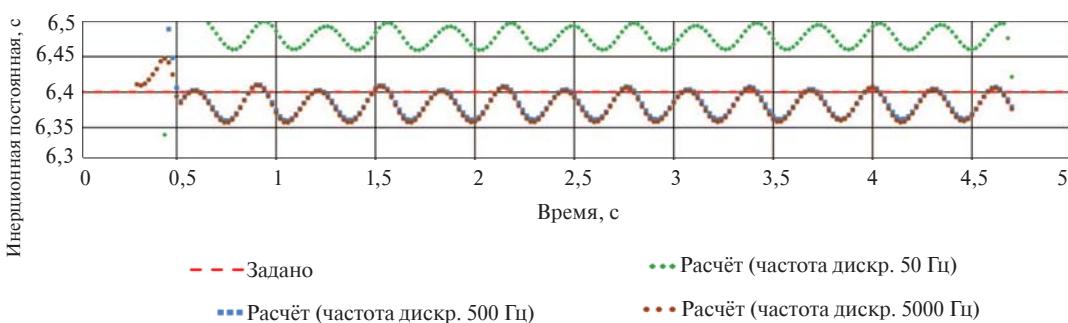


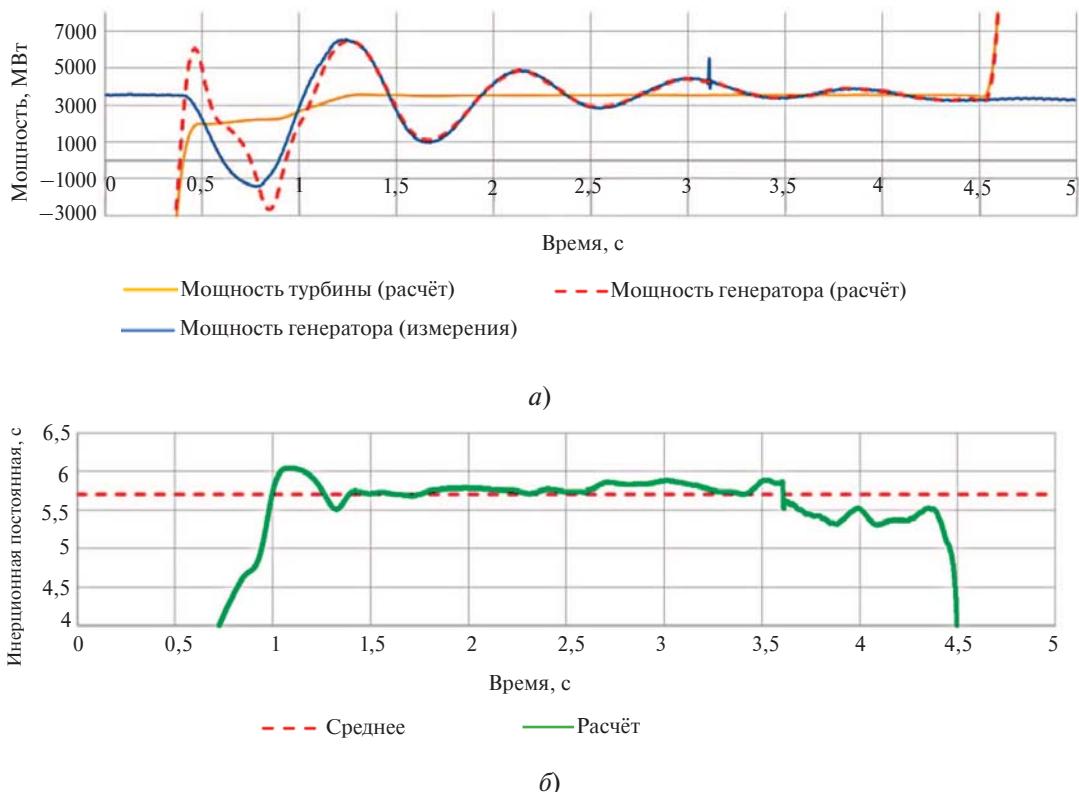
Рис. 2. Результаты эксперимента 2 с математической моделью

Также проводились исследования (на реальных данных) по использованию других методов дифференцирования или использования других функций в качестве аппроксимирующих (в том числе полиномов более высокой степени), но они не дали лучшего результата, чем параболическая аппроксимация.

### 3. Апробация на физической модели

На следующем этапе была выполнена проверка методики на физической модели. Эксперименты проводились на электродинамической модели ОАО «НТЦ ЕЭС». Исследовалась работа синхронного генератора номинальной мощностью 6250 Вт с приводом от двигателя постоянного тока. В качестве возмущения использовалась подача импульса на приводной двигатель генератора. На генераторе установлена система измерения углового положения и угловой скорости ротора. Все измерения зарегистрированы с частотой дискретизации 10 кГц.

Результаты экспериментов представлены на рис. 3. Как видно из графиков, степень аппроксимации вычисленными значениями измерений достаточно высока на всем интервале, кроме начала переходного процесса. Это можно объяснить существенным влиянием электромагнитных явлений на процесс в начале возмущения, из-за чего аппроксимирующая способность выражения (3) снижается. На участке 1,5–5,0 секунды инерционная постоянная имеет достаточно стабильное среднее значение – 5,362 секунды. Точное теоретическое значение инерционной постоянной системы неизвестно, поэтому выполнить сравнение с эталоном невозможно, тем не менее в ряде различных опытов, проведенных с одной машиной, вычисленные значения близки друг к другу.



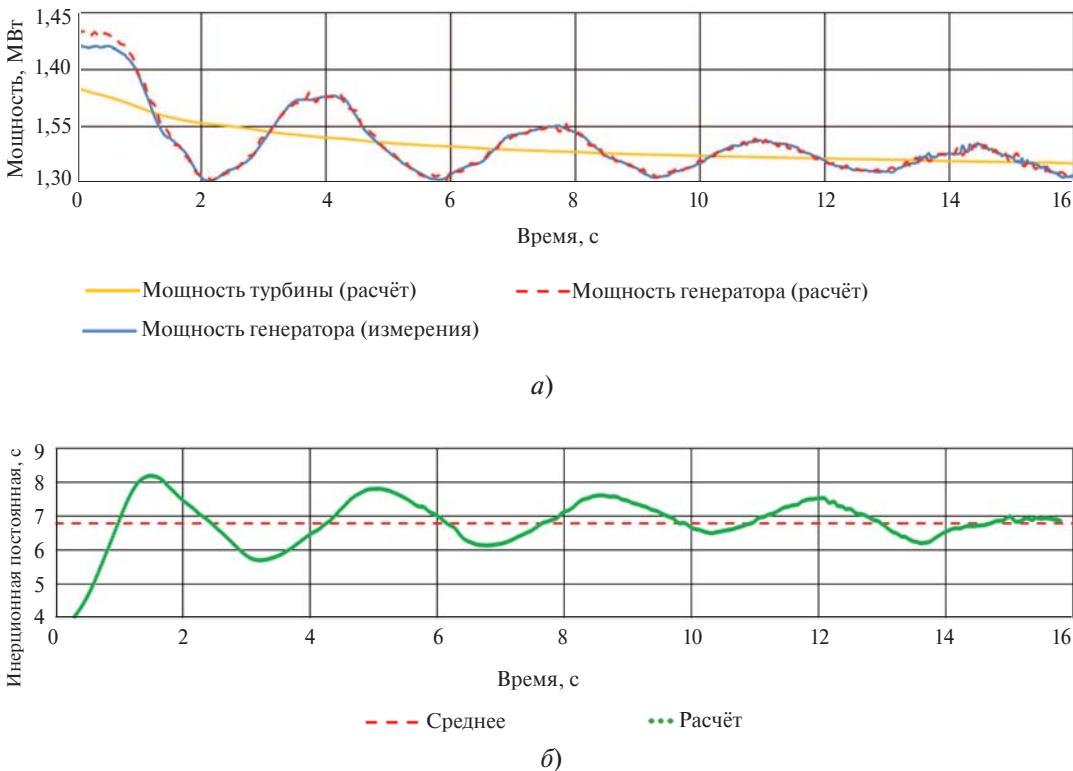
**Рис. 3.** Результаты эксперимента на физической модели: мощности (а), инерционная постоянная (б)

#### 4. Апробация на основе реальных данных СМПР

Для проверки применимости методики к данным, полученным с помощью измерений на реальных энергообъектах, были проведены эксперименты с данными из архивов СМПР и СМСР, полученными при существенных возмущениях в ЭЭС. В качестве иллюстрации приведены результаты расчетов по данным измерений СМПР на одном из блоков Невинномысской ГРЭС во время ресинхронизации ОЭС Юга с ЕЭС России в 2014 г. Угловое положение ротора определено с использованием измерений тока возбуждения.

Результаты экспериментов представлены на рис. 4. Как видно из графиков, при использовании в качестве исходных данных реальных измерений аппроксимирующая способность выражения (3) так же высока, что доказывает его корректность и применимость для расчета инерционной постоянной по данным измерений электромеханических переходных процессов в ЭЭС. Ее среднее значение составило 6,785 секунды. Используемое в расчетных моделях значение инерционной постоянной рассматриваемого агрегата 6,23 секунды, что достаточно близко к вычисленному значению.

При расчете по реальным данным инерционная постоянная изменялась во времени. Эти изменения явным образом проявляются только при расчетах по реальным измерениям. Поэтому изучение характера ее изменений и факторов, влияющих на ее величину, является перспективной задачей, выполнение которой возможно лишь при сборе большого количества измерительных данных.



**Рис. 4.** Результаты вычислений по данным СМПР: мощности (а), инерционная постоянная (б)

В представленном эксперименте была также выделена мощность турбины. Здесь она не является постоянной во время процесса, поэтому часто используемое допущение о ее неизменности негативно бы повлияло на точность расчета инерционной постоянной либо позволило бы анализировать только начало процесса, где в силу влияния электромагнитных переходных процессов качество аппроксимации измерений моделью понижено, что приводит к неточному результату. Этот фрагмент не показан на рис. 4.

## Выводы

В данной статье предложен подход к определению эквивалентной инерционной составляющей энергоблока. Определение осуществляется на основе измерений динамических электромеханических переходных процессов в ЭЭС с использованием современных регистраторов параметров электрического режима.

Корректность методики доказана как на математических и физических моделях, так и с использованием данных реальных измерений на объектах ЭЭС. Применяемая для вычисления инерционной постоянной модель достаточно точно аппроксимирует (восстанавливает) исходные процессы (по всем видам экспериментов). Полученные численные результаты согласуются с теоретическими данными.

Существенное влияние на точность результата оказывает численное дифференцирование угла ротора генератора. Реальные измерения имеют помехи, которые при дифференцировании могут существенно исказить результатирующий сигнал. Для

снижения этого влияния использована «оконная» техника численного дифференцирования. Для уменьшения вычислительной погрешности при их применении необходимо увеличение частоты дискретизации измерений (дискретности СМПР недостаточно).

В результате экспериментов установлено, что эквивалентная инерционная постоянная в ряде случаев может изменять свое значение в ходе процесса. Характер ее изменения и влияющие на него факторы являются предметом дальнейшего изучения, для которого необходимо накопление большего количества экспериментальных данных.

Точное определение эквивалентной инерционной постоянной на основе измерений, полученных при электромеханических переходных процессах в ЭЭС, позволит применять упрощенные динамические модели энергоблоков, что облегчит задачу идентификации параметров модели и увеличит точность вычислений, так как все параметры будут получены при эксплуатации для конкретного синхронного генератора.

## **Список литературы**

1. Бердин А. С., Близнюк Д. И., Коваленко П. Ю., Черепов А. С. Мгновенные значения параметров электрического режима в электромеханических переходных процессах // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2015. №1 (72). С. 65–77.
2. Бердин А. С., Близнюк Д. И., Коваленко П. Ю., Егоров А. О., Черепов А. С. Оценка мгновенных значений параметров электрического режима в сети переменного тока // Электрические станции. 2015. № 8. С. 36–39.
3. Wall P., Gonzalez-Longatt F., Terzija V. Estimation of generator inertia available during a disturbance // 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. 2012. С. 1–8.
4. Wall P., Regulski P., Rusidovic Z., Terzija V. Inertia estimation using PMUs in a laboratory // 2014 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe. 2014. С. 1–6.
5. Ashton P. M., Saunders C. S., Taylor G. A., Carter A. M., Bradley M. E. Inertia estimation of the GB power system using synchrophasor measurements // IEEE Transactions on Power Systems. 2015. Т. 30. № 2. С. 701–709.
6. Kundur P. Power system stability and control. – New York: McGraw-hill, 1994.
7. Berdin A. S., Zakharov Y. P., Kovalenko P. Y. Estimation of synchronous generator participation in low-frequency oscillations damping based on synchronized phasor measurements // WIT Transactions on Ecology and the Environment vol. 190: Energy Production and Management in the 21st Century. 2014. Т. 1. С. 319–325.

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

E-mail: berdin@niipt-ems.ru

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

E-mail: bliznyuk@niipt-ems.ru

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

E-mail: gerasimov@ntcees.ru

УДК 621.313

Д. Н. Седойкин, А. А. Юрганов

## Новая структура канала стабилизации режима синхронного генератора и общие принципы его настройки на основе нечеткого аппроксиматора

---

Предлагается метод и алгоритм построения адаптивной системы автоматического управления возбуждением (САУВ) на основе нечеткого аппроксиматора, осуществляющего автоматизированный расчет коэффициентов системного стабилизатора в зависимости от параметров внешней сети и коэффициента усиления регулятора напряжения.

*Ключевые слова:* синхронные генераторы, регулирование возбуждения, адаптивные системы управления, нечеткая логика, оптимальная настройка.

Все существующие системы автоматического регулирования возбуждения (САРВ) имеют жесткий детерминированный алгоритм регулирования. При жесткой структуре приходится выбирать некую компромиссную настройку автоматического регулятора возбуждения (АРВ), обеспечивающую удовлетворительное или приемлемое качество регулирования для большинства режимов, которые определяются величинами активной и реактивной мощностей. Для решения задачи по обеспечению наилучшего качества регулирования и стабилизации при всех схемно-режимных ситуациях потребуется автоматическое изменение настроек по каналам стабилизации, т. е. необходимо применение адаптивных систем управления [1].

Адаптивные системы можно разделить на два больших класса: самоорганизующиеся и самонастраивающиеся. Самоорганизующиеся адаптивные системы управления применяются для управления объектом, структура которого изменяется в зависимости от режима функционирования.

Если структура объекта управления в процессе работы остается постоянной, а изменение режима связано с изменением каких-то его параметров, то для управления такими объектами применяются адаптивные самонастраивающиеся системы. Структура таких САУ заранее выбрана или жестко определена, и алгоритм адаптации сводится к изменению коэффициентов для получения заданного качества регулирования [2].

Несмотря на то что электроэнергетическая система (ЭЭС) представляет собой сложнозамкнутую разветвленную систему с непостоянной, изменяющейся во времени структурой, ее, согласно методу эквивалентирования, изложенному в [3], при расчетах устойчивости конкретного генерирующего агрегата можно без потери информативности заменить эквивалентной схемой «генератор – линия – шины бесконечной мощности (ШБМ)».

Структура такого объекта управления остается постоянной и не меняется при переходе от одного режима к другому, следовательно, адаптивное управление этим объектом заключается в определении оптимальной настройки АРВ для любого возможного режима.

Исходя из этого, задачу адаптивного управления возбуждением синхронного генератора СГ можно сформулировать следующим образом: как должны изменяться коэффициенты каналов стабилизации при изменении параметров схемы «генератор–линия–ШБМ» и коэффициента усиления регулятора напряжения, чтобы переходные

процессы по управляющему и возмущающему воздействиям носили бы апериодический или монотонный характер. Необходимо отметить, что такая формулировка предполагает адаптацию САУВ к параметрам генератора.

Рассмотрим метод решения такой задачи на примере некоего «идеального» АРВ, структурная схема которого представлена на рис. 1.

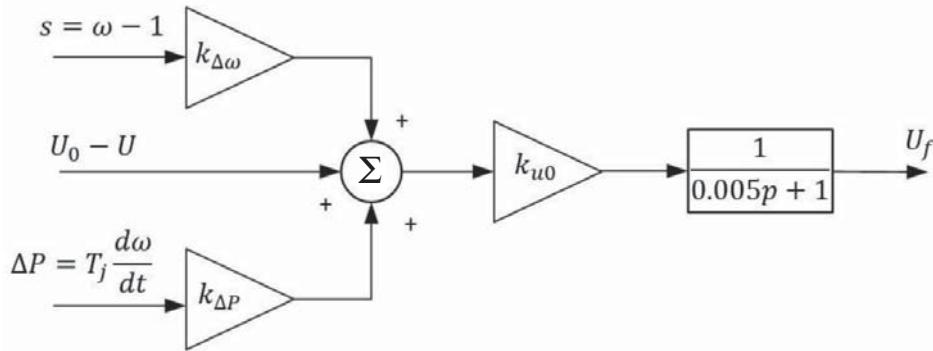


Рис. 1. Структурная схема АРВ

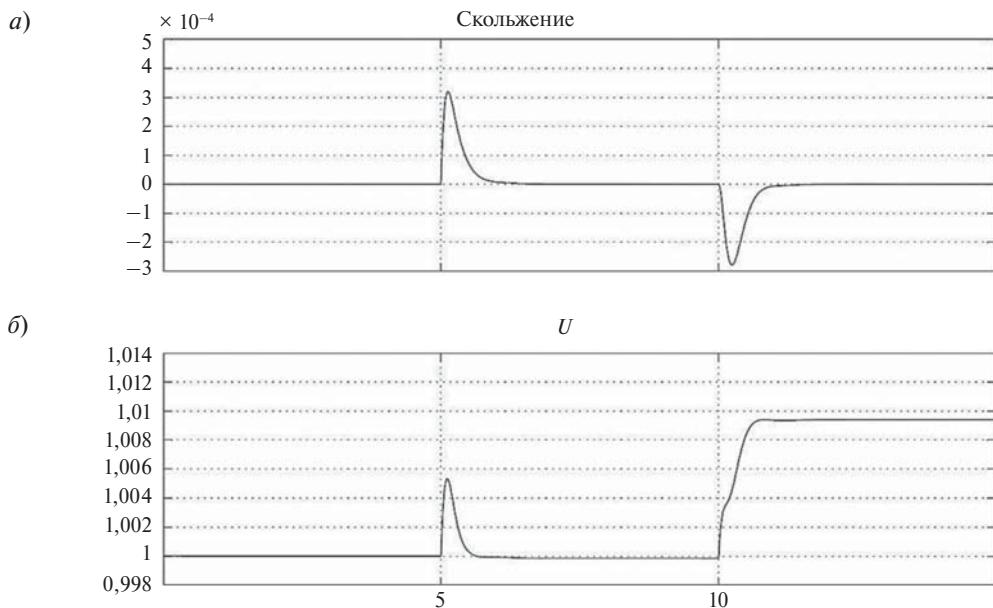
Отличительной особенностью представленной структуры являются входные переменные системного стабилизатора – это скольжение  $s = \omega - 1$  и величина избыточной мощности  $\Delta P = T_j \frac{d\omega}{dt}$ . В отечественных АРВ в качестве стабилизирующих

переменных используются отклонение частоты напряжения генератора  $\Delta f_U$ , и производная частоты напряжения генератора  $f'_U$  [3]. Регулятор напряжения выполнен пропорциональным с коэффициентом усиления  $k_{u0}$ . Величины  $k_{\Delta\omega}$  и  $k_{\Delta P}$  характеризуют соотношение между коэффициентами усиления каналов стабилизации и канала регулирования по напряжению;  $U_0$  – задание по напряжению;  $U$  – напряжение на шинах генератора. Инерционное звено  $\frac{1}{0.005p + 1}$  учитывает запаздывание управляющего сигнала, обусловленное работой тиристорного преобразователя.

Идеализация данной структуры заключается в том, что методы измерения и обработки входных сигналов АРВ не вносят амплитудно-фазовых искажений, т. е. каналы ОС являются пропорциональными с коэффициентами, равными единице. В качестве «эталонных» процессов, для которых будет определяться настройка АРВ, принимаем переходные процессы, представленные на рис. 2.

Ввиду нелинейности такого объекта управления, каким является синхронный генератор, решение данной задачи аналитическими методами затруднено. Поэтому предлагается на основе нечеткой логики разработать аппроксиматор, определяющий коэффициенты усиления каналов стабилизации в зависимости от параметров регулятора напряжения, генератора и эквивалентного внешнего индуктивного. Нечеткий аппроксиматор должен решать следующие подзадачи:

- определять оптимальную настройку АРВ для всех схемно-режимных условий работы генератора;
- адаптировать САУВ для различных типов синхронных генераторов.



**Рис. 2.** «Эталонные» переходные процессы по возмущающему ( $\Delta P = 0,05$ ) и управляемому ( $\Delta U_0 = 0,01$ ) воздействиям: *а* – скольжение; *б* – напряжение на шинах генератора

Вторая подзадача является не менее важной. Если нечеткий аппроксиматор будет разрабатываться под конкретный тип генератора, то процедура настройки такой системы при переходе на другой генератор будет сопоставима с разработкой новой системы управления.

В основе данного метода лежит теорема FAT (Fuzzy Approximation Theorem), доказанная в 1993 г. Б. Коско (B. Kosko), согласно которой любая математическая система может быть аппроксимирована системой, основанной на нечеткой логике [7].

Общий алгоритм синтеза нечеткого аппроксиматора для определения параметров каналов стабилизации АРВ синхронного генератора можно сформулировать следующим образом:

- необходимо выбрать генератор, который будет называться базовым;
- надо определиться с параметрами, которые будут использоваться в качестве входных переменных нечеткого аппроксиматора, остальные параметры, характеризующие ЭЭС, будут называться базовыми;
- на компьютерной модели ЭЭС «генератор–линия–ШБМ» методом подбора коэффициентов каналов стабилизации  $k_{\Delta\omega}$  и  $k_{\Delta P}$  для каждого набора входных переменных необходимо получить требуемое качество переходных процессов.

Конечным итогом подбора коэффициентов является массив (набор) опорных точек поверхности или пространства отображения (вывода) нечеткого аппроксиматора:

$$(a_{11}, \dots, a_{i1}, k_{\Delta\omega 1}, k_{\Delta P 1}), (a_{12}, \dots, a_{i2}, k_{\Delta\omega 2}, k_{\Delta P 2}) \dots (a_{1n}, \dots, a_{in}, k_{\Delta\omega n}, k_{\Delta P n}),$$

где  $i$  – количество входных переменных;  $n$  – количество опорных точек;  $k_{\Delta\omega}, k_{\Delta P}$  – выходные переменные нечеткого аппроксиматора.

Опорные точки, полученные в результате моделирования и оценки качества переходных процессов, являются правилами, определяющими экспертную базу знаний нечеткого аппроксиматора.

Для завершения процесса синтеза нечеткого аппроксиматора необходимо определиться с типом функций принадлежности входных переменных. Поскольку нечеткий аппроксиматор строится на основе модели Сугено нулевого порядка, то определять тип функций принадлежности выходных переменных не требуется, так как они являются синглтонами, т. е. множествами, состоящими из одного элемента. При дефазификации выходных переменных используется модифицированный вариант метода центра тяжести для одноточечных множеств.

Посредством нечеткого аппроксиматора должна осуществляться связь между параметрами системы управления, которая в нашем случае характеризуется коэффициентом  $k_{u0}$ , и параметрами объекта управления, к которым относятся параметры генератора и внешней сети. Для обеспечения приемлемой точности расчета количество нечетких множеств, описывающих каждую входную переменную, должно быть не менее четырех. При этом необходимо помнить о так называемом проклятии размерности, т. е. об ограничении количества входных переменных, которое обусловлено экспоненциальной зависимостью роста числа правил экспертовной базы от числа входных переменных. В том случае, если нечеткий аппроксиматор будет иметь три входные переменные, то необходимо просчитать  $4^3 = 64$  опорных точек. Поэтому для начала ограничимся двумя входными переменными: коэффициентом усиления пропорционального регулятора напряжения  $k_{u0}$  и механической постоянной времени  $T_j$ . Входная переменная  $T_j$  характеризует скорость протекания электромеханических процессов, коэффициент  $k_{u0}$  определяет точность регулирования напряжения.

Методом компьютерного моделирования для каждой пары входных переменных ( $k_{u0i}, T_{ji}$ ) были подобраны такие значения  $k_{\Delta\omega i}$  и  $k_{\Delta P i}$ , чтобы переходные процессы по возмущающему и управляющему воздействиям были близки к апериодическим, при этом другие параметры ЭСС «генератор–линия–ШБМ» оставались неизменными. Результаты расчета опорных точек нечеткого аппроксиматора представлены в таблице 1.

Таблица 1

	$T_j = 3 \text{ с}$	$T_j = 6 \text{ с}$	$T_j = 13,5 \text{ с}$	$T_j = 25 \text{ с}$
$k_{u0} = 50$	$k_{\Delta\omega} = 0; k_{\Delta P} = 3$	$k_{\Delta\omega} = 0; k_{\Delta P} = 2$	$k_{\Delta\omega} = 0; k_{\Delta P} = 1$	$k_{\Delta\omega} = 10; k_{\Delta P} = 0,7$
$k_{u0} = 100$	$k_{\Delta\omega} = 0; k_{\Delta P} = 1,5$	$k_{\Delta\omega} = 10; k_{\Delta P} = 1$	$k_{\Delta\omega} = 5; k_{\Delta P} = 0,5$	$k_{\Delta\omega} = 20; k_{\Delta P} = 0,4$
$k_{u0} = 200$	$k_{\Delta\omega} = 5; k_{\Delta P} = 0,7$	$k_{\Delta\omega} = 17; k_{\Delta P} = 0,8$	$k_{\Delta\omega} = 10; k_{\Delta P} = 0,25$	$k_{\Delta\omega} = 25; k_{\Delta P} = 0,2$
$k_{u0} = 400$	$k_{\Delta\omega} = 5; k_{\Delta P} = 0,35$	$k_{\Delta\omega} = 20; k_{\Delta P} = 0,6$	$k_{\Delta\omega} = 15; k_{\Delta P} = 0,2$	$k_{\Delta\omega} = 25; k_{\Delta P} = 0,1$
$k_{u0} = 800$	$k_{\Delta\omega} = 8; k_{\Delta P} = 0,35$	$k_{\Delta\omega} = 20; k_{\Delta P} = 0,6$	$k_{\Delta\omega} = 20; k_{\Delta P} = 0,1$	$k_{\Delta\omega} = 25; k_{\Delta P} = 0,05$
$k_{u0} = 1600$	$k_{\Delta\omega} = 10; k_{\Delta P} = 0,35$	$k_{\Delta\omega} = 20; k_{\Delta P} = 0,5$	$k_{\Delta\omega} = 20; k_{\Delta P} = 0,1$	$k_{\Delta\omega} = 25; k_{\Delta P} = 0,01$
$k_{u0} = 3200$	$k_{\Delta\omega} = 10; k_{\Delta P} = 0,35$	$k_{\Delta\omega} = 20; k_{\Delta P} = 0,4$	$k_{\Delta\omega} = 20; k_{\Delta P} = 0,1$	$k_{\Delta\omega} = 25; k_{\Delta P} = 0$

В результате была получена экспертная база знаний, состоящая из  $7 \cdot 4 = 28$  правил следующего вида:  $IF(k_{u0} = A_{1j}) \text{ AND } (T_j = A_{2j}) \text{ THEN } (k_{\Delta\omega_i} = B_{ij}; k_{\Delta p_i} = C_{ij})$ . Моделирование нечеткого аппроксиматора выполнено в среде «MATLAB» с использованием пакета расширения «Fuzzy Logic Toolbox». Функции принадлежности к нечетким множествам для фазификации входных переменных представлены на рис. 3 и 4.

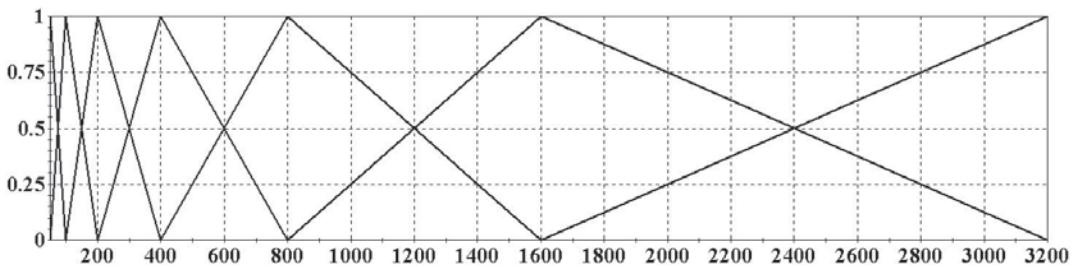


Рис. 3. Функции принадлежности для входной переменной  $k_{u0}$

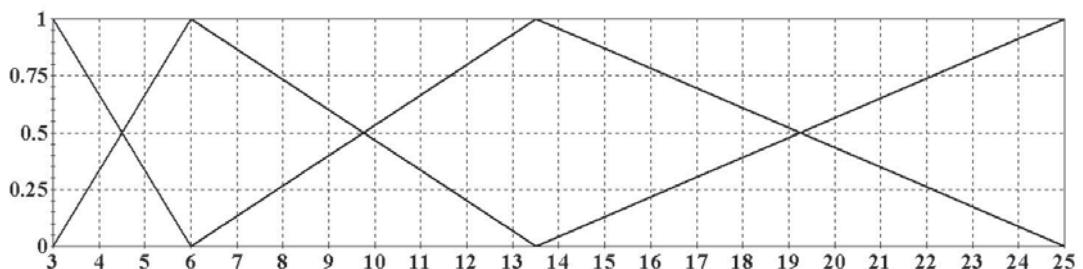


Рис. 4. Функции принадлежности для входной переменной  $T_j$

Агрегирование или определение истинности условий каждого  $i$ -го правила экспертной базы знаний выполнено на основе нечеткой конъюнкции (или связке «AND») согласно формуле:

$$\mu_i = \mu_{1j} \mu_{2k},$$

где  $i$  – номер правила экспертной базы знаний (номер опорной точки);  $j$  – номер нечеткого множества входной переменной  $k_{u0}$ ;  $k$  – номер нечеткого множества входной переменной  $T_j$ . Коэффициенты активации для каждого правила равны единице. Дефазификация выполнена методом центра тяжести для одноточечных множеств (синглтонов):

$$k_{\Delta P} = \frac{\sum_{i=1}^{28} k_{\Delta p_i} \mu_i}{\sum_{i=1}^{28} \mu_i}; \quad k_{\Delta\omega} = \frac{\sum_{i=1}^{28} k_{\Delta\omega_i} \mu_i}{\sum_{i=1}^{28} \mu_i}.$$

Поверхности вывода (отклика) нечеткого аппроксиматора, представлены на рис. 5 и 6.

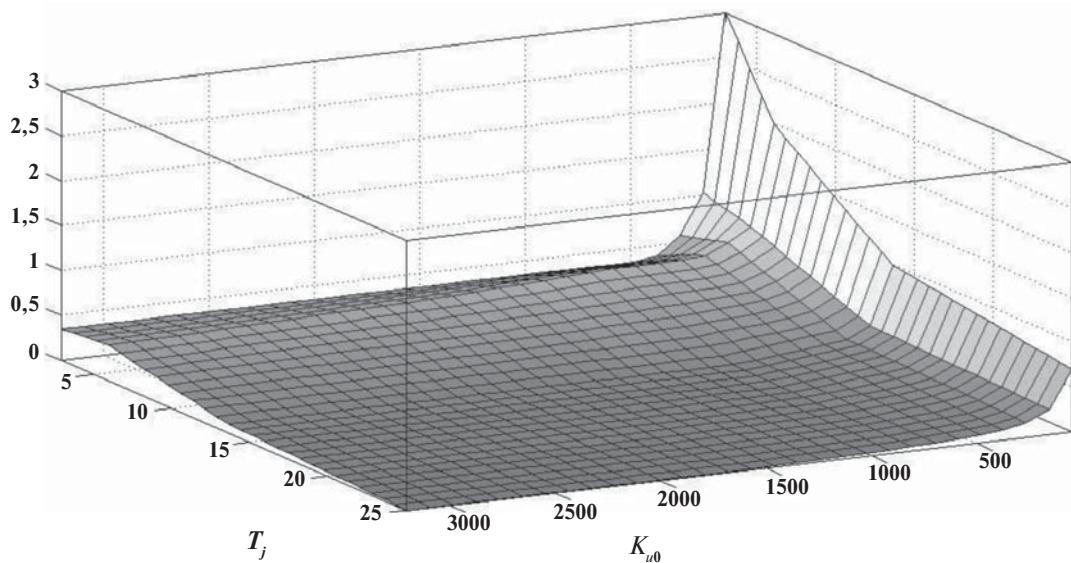


Рис. 5. Поверхность вывода (отклика) для коэффициента  $k_{\Delta P}$

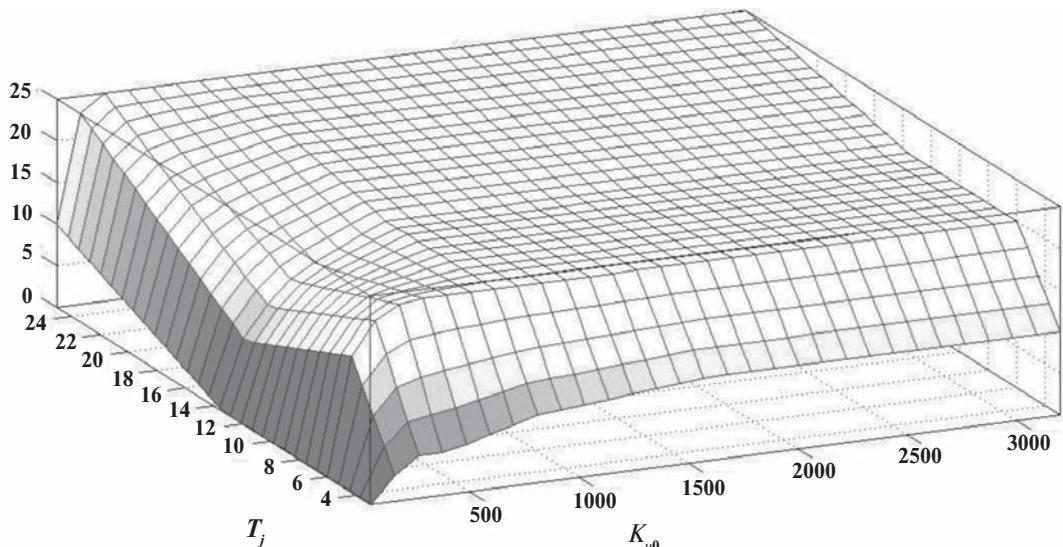
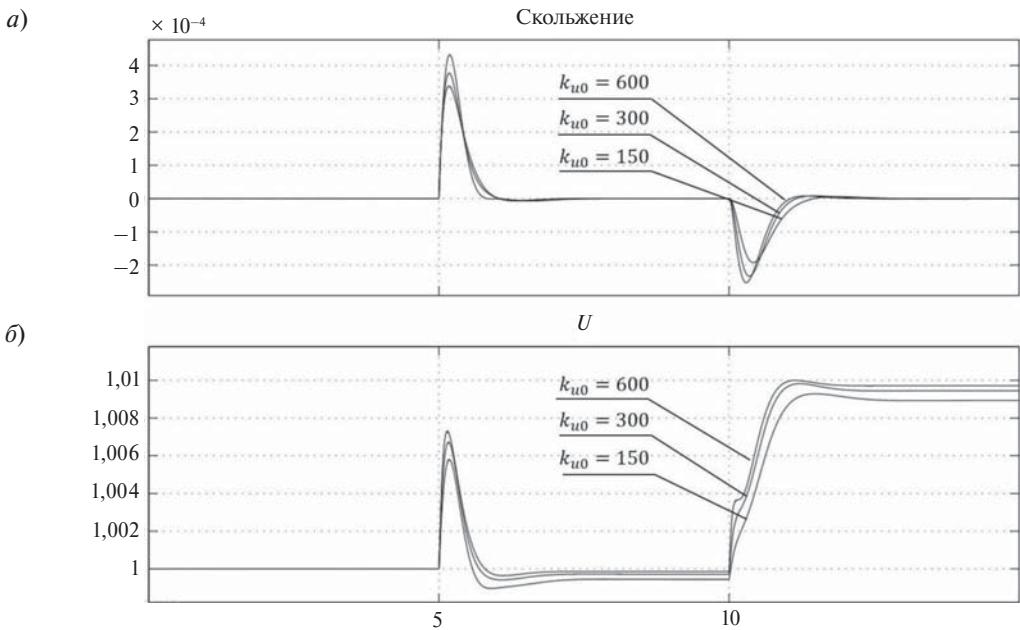
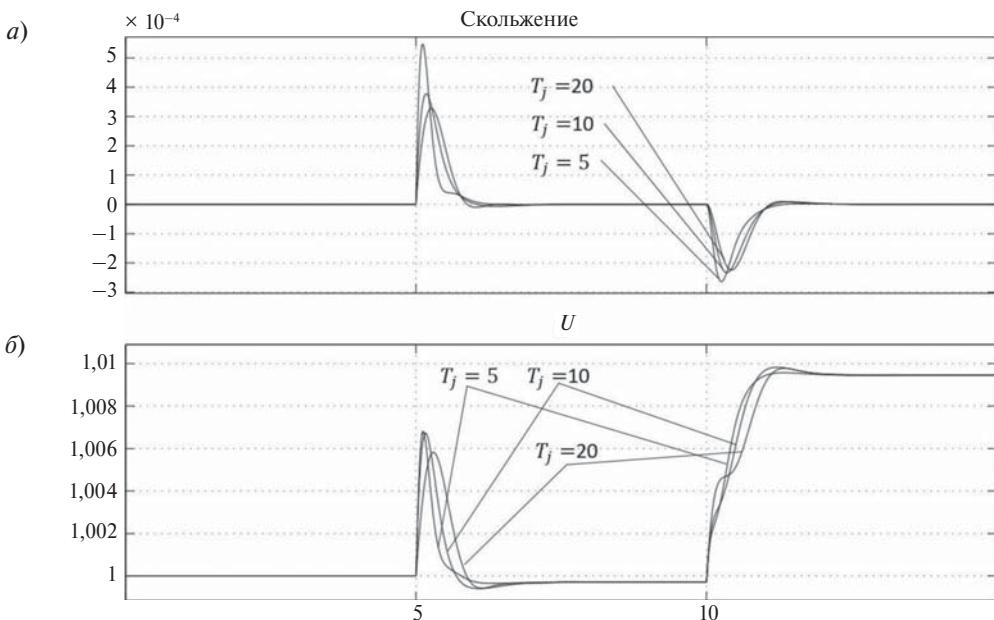


Рис. 6. Поверхность вывода (отклика) для коэффициента  $k_{\Delta \omega}$

Переходные процессы по возмущающему ( $\Delta P = 0,05$ ) и управляющему ( $\Delta U_0 = 0,01$ ) воздействиям с различными значениями  $k_{u0}$  и  $T_j$  представлены на рис. 7 и 8. Коэффициенты каналов стабилизации  $k_{\Delta \omega}$  и  $k_{\Delta P}$  рассчитаны нечетким аппроксиматором.



**Рис. 7.** Переходные процессы при различных значениях  $k_{u0}$ :  
а – скольжение; б – напряжение на шинах генератора



**Рис. 8.** Переходные процессы при различных значениях  $T_j$ :  
а – скольжение; б – напряжение на шинах генератора

Предложенный метод определения оптимальной настройки АРВ не только позволяет адаптировать САУВ к изменению схемно-режимных условий работы генератора с сохранением заданного качества переходных процессов, но и решает задачу автоматизированного расчета параметров АРВ для различных типов синхронных генераторов. В дальнейших публикациях будет показано, что на основе нечеткого аппроксиматора, имеющего только две входные переменные  $k_{u0}$  и  $T_j$ , при введении дополнительных корректировок на основе «базовых» параметров возможен расчет оптимальных коэффициентов каналов стабилизации для различных ЭЭС разными типами СГ.

### **Список литературы.**

1. Кичаев В. В., Юрганов А. А. Современное состояние проблемы регулирования возбуждения синхронных машин. ФГУП НИИЭлектромаш.
2. Методы робастного, нейро-нечеткого и адаптивного управления / под ред. Н. Д. Егупова. – М.: Издательство МГТУ им. Баумана. 2001. – 744 с.
3. Юрганов А. А., Кожевников В. А. Регулирование возбуждения синхронных генераторов. – СПб.: «Наука» 1996. 138 с.
4. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: «Высшая школа» 1985. 536 с.
5. Пегат А. Нечеткое моделирование и управление. – М.: БИНОМ. Лаборатория знаний. 2013. 798 с.
6. Леоненков А. В. Нечеткое моделирование в среде MATLAB и fuzzyTECH., – СПб. БХВ-Петербург, 2005 – 736 с.
7. Круглов В. В., Для М. И., Голунов Р. Ю. Нечеткая логика и искусственные нейронные сети. – М.: Физматлит, 2001. 221 с.

*Седойкин Дмитрий Николаевич*, ведущий инженер ООО НПП «ЭКРА», аспирант кафедры «Электрические системы и сети» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: barbudoss@yandex.ru, sedoykin\_dn@ekra.ru

*Юрганов Алексей Анатольевич*, д-р техн. наук, профессор кафедры «Электрические системы и сети» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).  
E-mail: aayurganov@mail.ru

УДК 621.314

В. Г. Еналдиев, Д. В. Меркушев

## Устройство защиты оборудования от кратковременных провалов напряжения

---

Рассмотрена проблема нормирования кратковременных провалов напряжения. Приведена регистрация провалов напряжения на промышленном объекте, питанном от тяговой подстанции. Предложено применение устройства восстановления напряжения с аккумулирующим суперконденсаторным модулем. Приведена зависимость емкости суперконденсаторного модуля от глубины провала напряжения и мощности нагрузки.

*Ключевые слова:* кратковременный провал напряжения, устройство динамического восстановления напряжения, суперконденсаторный модуль.

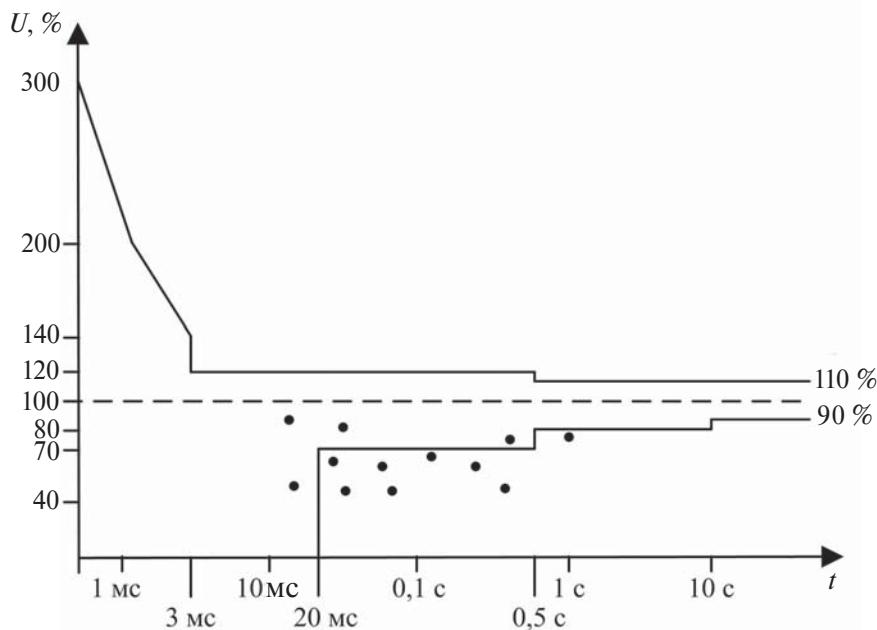
Постоянное расширение области применения компьютерной техники, систем и установок, восприимчивых к скачкам и провалам напряжения питающей сети, привело к увеличению значимости проблем качества электрической энергии (КЭ), среди которых наиболее актуальной является проблема кратковременных провалов напряжения. Для решения этой проблемы необходимо прежде всего установить нормы провалов напряжения. Гражданский кодекс Российской Федерации [1], статья 542, пункт 1, обязывает энергоснабжающие организации поставлять электроэнергию, качество которой отвечает требованиям государственных стандартов. В нашей стране действует государственный стандарт ГОСТ 32144–2013 [2], нормирующий КЭ в системах электроснабжения общего назначения. Однако этот стандарт не нормирует длительность и величину провалов напряжения питающей сети, обосновывая это следующим: «Учитывая непредсказуемость ряда явлений, влияющих на напряжение, не представляется возможным установить определенные допустимые границы значений для соответствующих характеристик напряжения. Поэтому изменения характеристик напряжения, связанные с такими явлениями, как, например, провалы и прерывания напряжения, перенапряжения и импульсные напряжения, в настоящем стандарте не нормируются».

Ряд стран – производителей аппаратуры, чувствительной к кратковременным нарушениям электроснабжения, таких как США, Япония, Корея и др., используют рекомендации кривых ITIC (Information Technology Industry Council) [3], нормирующих амплитуду и длительность помех, которые должно выдерживать оборудование без нарушения работоспособности. Так как немалая доля оборудования, применяется у нас, производится в фирмах этих стран, то целесообразно учитывать рекомендации ITIC для нормирования провалов напряжения в наших сетях.

В промышленных сетях Российской Федерации нередко происходят провалы напряжения, длительность и величина которых не входят в зону нормальной работоспособности по кривым ITIC. В связи с этим наблюдаются нарушения в работе чувствительного к качеству электроснабжения оборудования и возникновение ущерба.

В электросетях тяговых подстанций, питающих железные дороги, в результате коммутаций мощных нагрузок довольно часто возникают кратковременные провалы напряжения, которые негативно влияют на промышленные предприятия, запитанные от этих же подстанций.

Регистрация провалов напряжения на промышленном объекте, питанном от фидера тяговой подстанции, питающей железную дорогу, отражает типичную картину, представленную на рис. 1.

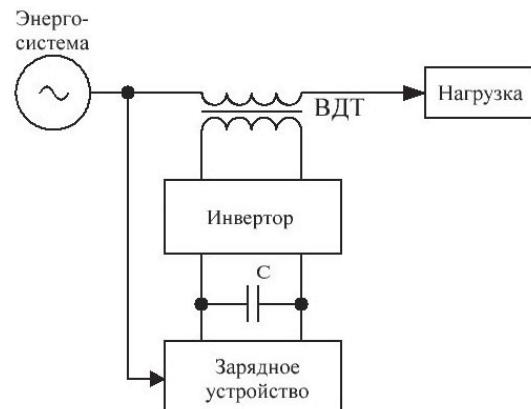


**Рис. 1.** Регистрация провалов напряжения тяговой подстанции

Длительность провалов напряжения, как правило, не превышает 0,5 секунды, а остаточное напряжение более чем в 90 % случаев составляет более 40–50 % от nominalного [4].

До недавнего времени для компенсации кратковременных провалов напряжения использовались исключительно источники бесперебойного питания (ИБП) с традиционными аккумуляторными батареями. Однако с появлением суперконденсаторов, способных запасать большое количество энергии и отдавать ее в короткий промежуток времени, становится целесообразно использовать устройство динамического восстановления напряжения (ДВН). Устройства ДВН способны компенсировать провалы напряжения и восстанавливать напряжение до nominalного уровня.

Принцип работы ДВН заключается в добавлении дополнительного напряжения с помощью инвертора через вольтодобавочный трансформатор (ВДТ) (рис. 2).



**Рис. 2.** Схема устройства ДВН

Компенсация провалов напряжения на нагрузке осуществляется при условии сохранения электроснабжения от энергосистемы [5].

Так как остаточное напряжение при провале, как правило, составляет более 40–50 %, а длительность не более 0,5 секунды, то устройство ДВН целесообразно проектировать согласно этим параметрам.

Энергия  $W_{\text{пп}}$ , необходимая для компенсации провала напряжения устройством ДВН, составляет:

$$W_{\text{пп}} = \frac{\Delta P t_{\text{пп}}}{\eta_{\text{вдт}} \eta_{\text{инв}} \chi_{\text{инв}} \cos \varphi_{\text{вдт}}}, \quad (1)$$

где  $\Delta P$  – необходимая мощность для компенсации провала;

$t_{\text{пп}}$  – длительность провала напряжения;

$\eta_{\text{вдт}}, \eta_{\text{инв}}$  – КПД ВДТ и инвертора;

$\chi_{\text{инв}}$  – коэффициент мощности инвертора;

$\cos \varphi_{\text{вдт}}$  – коэффициент мощности ВДТ.

Необходимую мощность для компенсации провала напряжения можно определить по формуле:

$$\Delta P = \left( \frac{U_{\text{доп}}}{100 \%} - \frac{U_{\text{пп}}}{100 \%} \right) U_{\text{пп}} I_{\text{пп}}, \quad (2)$$

где  $U_{\text{доп}}$  – минимальное допустимое напряжение, которое составляет 90 % от nominalного по ГОСТ 32144–2013;

$U_{\text{пп}}$  – провал напряжения, %.

Разность  $\frac{U_{\text{доп}}}{100 \%} - \frac{U_{\text{пп}}}{100 \%}$  в формуле (2) есть глубина провала напряжения  $\Delta U$ .

Так как полная мощность нагрузки определяется по выражению  $S_{\text{пп}} = I_{\text{пп}} U_{\text{пп}}$ , то (2) будет иметь вид:

$$\Delta P = \left( \frac{U_{\text{доп}}}{100 \%} - \frac{U_{\text{пп}}}{100 \%} \right) S_{\text{пп}}. \quad (3)$$

Для компенсации недостающей энергии необходимо использование суперконденсаторного модуля, емкость которого определяется по формуле:

$$W_{\text{пп}} = \frac{C(U_{\text{з}}^2 - U_{\text{п}}^2)}{2}, \quad (4)$$

где  $U_{\text{з}}$  – напряжение заряженного суперконденсаторного модуля;

$U_{\text{п}}$  – напряжение разряженного суперконденсаторного модуля.

Учитывая, что суперконденсаторный модуль разряжается до половины от  $U_{\text{з}}$ , получим:

$$C = \frac{8 W_{\text{пп}}}{3 U_{\text{з}}^2}. \quad (5)$$

Подставив выражение (3) в (1), а выражение (1) в (5), получим зависимость емкости суперконденсаторного модуля от глубины провала напряжения и мощности нагрузки:

$$C = \frac{8}{3} \frac{\left( \frac{U_{\text{доп}}}{100 \%} - \frac{U_{\text{п}}}{100 \%} \right) S_{\text{н}} t_{\text{п}}}{U_{\text{з}}^2 \eta_{\text{вдт}} \eta_{\text{инв}} \chi_{\text{инв}} \cos \varphi_{\text{вдт}}} \quad (6)$$

В качестве примера для нагрузки мощностью 22 кВ·А на рис. 3 показана зависимость емкости суперконденсаторного модуля от глубины провала напряжения.

Зависимость емкости от мощности питаемой нагрузки при времени провала 0,5 секунды показана на рис. 4.

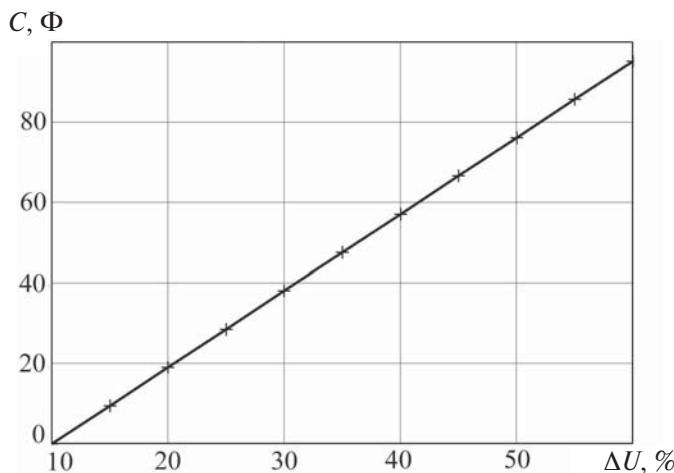


Рис. 3. Зависимость емкости суперконденсаторного модуля от глубины провала напряжения

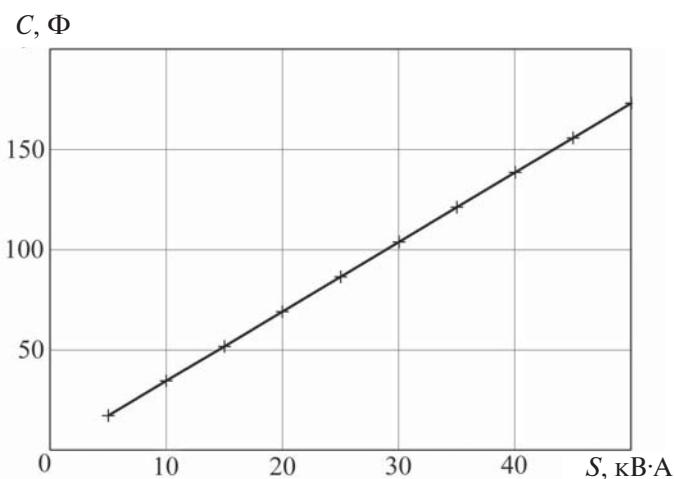


Рис. 4. Зависимость емкости суперконденсаторного модуля от мощности питаемой нагрузки

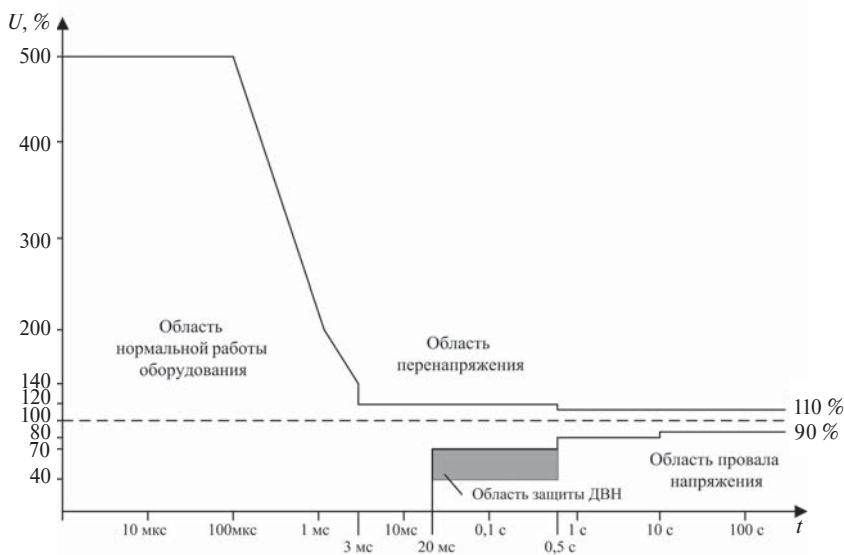


Рис. 5. Кривая ITIC с областью защиты устройства ДВН

Таким образом, при использовании устройства ДВН становится возможным увеличить зону нормальной работоспособности чувствительного к кратковременным провалам напряжения оборудования по кривой ITIC (см. рис. 5).

## Список литературы

1. Гражданский кодекс РФ.
2. ГОСТ 32144 – 2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
3. Information Technology Industry Council, (CBEMA) curve application note, October 2000.
4. Гамазин С. И., Пупин В. М., Марков Ю. В. Обеспечение надежности электроснабжения и качества электроэнергии // Промышленная энергетика, 2006, № 11. С. 51–56.
5. Шпиганович А. Н., Зацепина В. И., Шилов И. Г. О восстановлении электроснабжения при кратковременных провалах напряжения // Промышленная энергетика, 2008, № 10. С. 15–17.

*Меркушев Дмитрий Викторович*, канд. техн. наук, доцент кафедры «Промышленная электроника» Северо-Кавказского горно-металлургического института (СКГМИ-ГТУ).

E-mail: merkushev\_d@hotbox.ru

*Еналдиев Валерий Георгиевич*, аспирант кафедры «Промышленная электроника» Северо-Кавказского горно-металлургического института (СКГМИ-ГТУ).

E-mail: valera\_0527@mail.ru

# ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ

УДК 621.311

Л. А. Кощеев

## Об оценке эффективности централизованной системы противоаварийной автоматики

Рассмотрены технические и экономические показатели, определяющие эффективность централизованной системы противоаварийной автоматики.

*Ключевые слова:* энергосистема, централизованная система противоаварийной автоматики (ЦСПА), надежность, устойчивость, живучесть.

Первые попытки создания централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) относятся к 1960–1970-м гг. В это время были построены многие крупнейшие электростанции, быстро развивалась электрическая сеть, осваивались новые классы напряжения. При этом далеко не всегда ввод новых крупных энергообъектов и появление новых узлов потребления обеспечивались своевременным развитием электрической сети. Изначально сеть строилась в расчете на ее максимальную загруженность, имея в виду характерные для ЕЭС СССР (России) большую среднюю протяженность и, соответственно, большие капитальные затраты на сооружение линий электропередачи. Часто в энергосистеме одновременно могла оказаться загруженной до максимально допустимых значений большая часть сечений системообразующей электрической сети. Эти обстоятельства вынуждали во все большем объеме использовать противоаварийную автоматику (ПА) для обеспечения надежности параллельной работы энергосистем.

Локальная противоаварийная автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) нуждалась в постоянной перестройке для адаптации ее к изменению схемы энергосистемы и варьированию в широком диапазоне режимов загрузки отдельных линий и сечений электрической сети энергосистемы. Координация настроек устройств АПНУ в таких условиях представляла весьма сложную задачу. Во многих случаях приходилось прибегать к заведомо избыточным управляющим воздействиям противоаварийной автоматики, которые в силу известных причин представляли собой не только воздействия на генерацию, но и прямые отключения нагрузки.

Эти обстоятельства и инициировали попытки разработать такую систему противоаварийной автоматики, которая была бы в состоянии автоматически адаптироваться к изменяющимся схемно-режимным условиям и обеспечивать минимизацию управляющих воздействий, связанных с отключением генераторов (ОГ) и отключением нагрузки (ОН). Решить эту задачу можно было лишь при соответствующей централизации управления средствами ПА с учетом текущих схемно-режимных условий сложной энергосистемы.

Первое, в современном представлении, устройство ЦСПА удалось создать в 1980-е гг. лишь при появлении высокопроизводительной вычислительной техники

и развитой системы телепередачи режимных параметров и сигналов управления [1]. Несмотря на все сложности, связанные с разработкой алгоритма ЦСПА при ограниченной производительности используемых ЭВМ, с неполным охватом контролируемой энергосистемы средствами доставки информации к центральному вычислительному устройству с другими трудностями, которые пришлось преодолевать (или считаться с невозможностью их преодоления на данном этапе), ввод ЦСПА в одном из крупнейших энергообъединений (ОЭС Урала) обеспечил многократное снижение объема управляющих воздействий для предотвращения нарушения устойчивости. Прежде всего это относилось к снижению объема ОН за счет исключения избыточных срабатываний локальных устройств ПА, при настройке которых приходилось учитывать максимально неблагоприятные условия в удаленных частях энергосистемы и, как правило, обеспечивать сбалансированность управляющих воздействий ОГ и ОН.

На первых этапах создания ЦСПА предпринимались попытки оценить экономический эффект от внедрения ЦСПА на основе оценивания предотвращенного в течение одного года ущерба. При этом принимался во внимание ущерб от отключения потребителей и от отключения энергоблоков:

$$Y = \sum_i (Y_h P_{hi} t_i + Y_g P_{gi}),$$

где  $Y_h$  – удельный ущерб от отключения потребителей, руб./МВт·ч;

$Y_g$  – удельный ущерб от единичного отключения энергоблока, руб./МВт;

$P_{hi}$ ,  $P_{gi}$  – суммарная мощность нагрузки и генерации, отключаемая при  $i$ -й аварийной ситуации;

$t_i$  – продолжительность отключенного состояния нагрузки (при упрощенном расчете  $t_i$  принимался постоянным).

Собственно годовой экономический эффект от ЦСПА определялся как разница

$$\Delta Y = Y_{\text{ЛПА}} - Y_{\text{ЦСПА}},$$

где  $Y_{\text{ЛПА}}$  и  $Y_{\text{ЦСПА}}$  – соответственно ущерб в случае использования только локальных устройств ПА и при использовании ЦСПА.

Так, в первый год эксплуатации ЦСПА в ОЭС Урала был определен объем  $P_h$  и  $P_g$  при всех имевших место аварийных ситуациях, которые привели бы к срабатыванию локальных устройств ПА при отсутствии ЦСПА.

При всей условности результатов этих расчетов и принимаемых значений удельного ущерба эффект от использования ЦСПА был столь очевиден, что не нуждался в дальнейшем уточнении.

Однако этот расчет проводился в тот период функционирования ЕЭС СССР в целом и ОЭС Урала в частности, когда аварийные ситуации, требующие вмешательства ПА, исчислялись десятками в год. В современных условиях такая оценка вряд ли показательна ввиду многократного снижения вероятности возникновения аварийных ситуаций, требующих вмешательства ПА.

В ходе эксплуатации выявилось еще одно преимущество ЦСПА по сравнению с системой отдельных локальных устройств ПА. При последовательном возникновении аварийных возмущений в энергосистеме, следующих с минутными интервалами (например, отключение линий электропередачи при прохождении грозового фронта), ЦСПА успевала подстроиться к новым схемно-режимным условиям и

сформировать управляющие воздействия к моменту возникновения каждого следующего аварийного возмущения. Произвести необходимую перестройку локальных устройств в таких условиях практически невозможно. Таким образом, в ситуациях такого рода ЦСПА проявляет себя как мероприятие по повышению живучести энергосистемы. Повышение живучести энергосистем является чрезвычайно важной задачей, хотя вряд ли может быть оценено в экономических показателях.

Успех, достигнутый в ОЭС Урала, побудил к созданию ЦСПА в Тюменской энергосистеме и в ОЭС Средней Волги, было принято решение о создании ЦСПА и в других ОЭС. Однако последующее совершенствование и внедрение ЦСПА проходило в иных условиях. Выработка и потребление электроэнергии в той части ЕЭС СССР, которая представляет собой ЕЭС России, сократилась. В то же время увеличилась установленная мощность электростанций и усилилась электрическая сеть. Вследствие этого резко снизилась вероятность возникновения аварийных ситуаций, в которых для предотвращения нарушений устойчивости или токовой перегрузки электрической сети необходимо прибегать к использованию воздействий средств ПА.

В новых условиях может быть предложена другая методика оценки экономического эффекта от использования ЦСПА, в основу которой принимается предположение о возможности повышения загрузки сети при сохранении или повышении уровня надежности. Речь может идти о возможности дополнительной загрузки того или иного сечения сети за счет более эффективной защиты энергосистемы при воздействии аварийных возмущений. В некоторых конкретных случаях увеличение максимально допустимого перетока может быть оценено в виде перераспределения загрузки между электростанциями с разным удельным потреблением топлива, снижения потерь в сети за счет более благоприятного потокораспределения, выдачи «запертой» мощности и т. п. Как правило, такие эффекты могут реализовываться при возникновении определенных схемных и режимных ситуаций и не могут рассматриваться в качестве постоянно действующего фактора. Эти ситуации могут проявляться на определенных этапах развития энергосистем в некоторых ремонтных схемах в часы максимальной загрузки сети при недостатке резерва генерации. Однако вероятность их появления и продолжительность существования, как правило, невелики. Поэтому базировать экономическое обоснование при проектировании ЦСПА на подобных расчетах в общем случае вряд ли целесообразно.

Таким образом, при обосновании разработки в целях дальнейшего совершенствования и расширения области внедрения ЦСПА в современной энергосистеме прямой расчет экономического эффекта оказывается неубедительным. Однако Системным оператором было принято решение о разработке ЦСПА на базе алгоритма нового поколения, и это решение было реализовано силами НТЦ ЕЭС с участием сотрудников СО ЕЭС [2]. Обоснованием этого решения послужил ряд соображений, в том числе приведенные ниже.

**1.** Системы ПА относятся к разряду технических средств, используемых эпизодически, находящихся подавляющую часть времени в «ждущем» режиме. Известно, что в таких условиях возрастает вероятность отказа отдельных устройств, тем более что этих устройств много. Велика опасность и отказа системы в целом из-за отказа отдельных ее элементов или несогласованности их действий. Использование ЦСПА существенно снижает эту вероятность.

Для пояснения этого положения целесообразно обратиться к зарубежному опыту, в частности опыту США.

Известно, что тяжелые системные аварии в 1960-е гг. в энергосистеме США, в частности в Нью-Йорке, в значительной степени определились небрежением противоаварийной автоматикой. Этот опыт заставил американских энергетиков всерьез заняться созданием и развитием систем ПА, и нужно отдать им должное – в сравнительно короткий срок этот пробел был восполнен. Была создана система локальных устройств, в том числе устройств АПНУ. Принципиально реализованный комплекс локальных устройств ПА обеспечивал устойчивость энергосистемы при учитываемых аварийных возмущениях. И все же в объединенной энергосистеме США и Канады в 1980–1990-е гг. произошло несколько крупных системных аварий, которые охватывали огромные территории. Эти территории могли бы быть еще большими, если бы энергосистема не была секционирована вставками постоянного тока. Заметим, что загрузка системообразующей сети в этом энергообъединении была существенно меньшей, чем в ЕЭС СССР.

Анализ этих аварий показывает, что развитие их во многом связано с неэффективным действием ПА [3, 4]. Причем дело отнюдь не в отказе отдельных устройств, а в плохой координации их взаимодействия.

Известно, что каждая системная авария уникальна, и заранее предусмотреть влияние всех факторов в каждом конкретном случае, каждой аварийной ситуации практически невозможно. Как бы ни были настроены локальные устройства на решение своих собственных задач, может оказаться, что их совместное действие в данной конкретной ситуации неэффективно. А к самоадаптации эти устройства приспособлены недостаточно. Кроме того, как уже отмечалось, ПА относится к числу технических средств, которые действуют очень редко, тем более в условиях «благополучной» энергосистемы. При наличии же ЦСПА противоаварийная автоматика находится в режиме постоянного тестирования, осуществляет общий контроль и в определенной степени предотвращает развитие аварийного процесса из-за несогласованного действия устройств ПА в ходе развития аварии. В этой роли ЦСПА выступает скорее не как устройство АПНУ, а как мероприятие, направленное на повышение живучести энергосистемы.

**2.** Даже в редких случаях срабатывания соответствующих устройств ПА следует свести к минимуму необходимый объем ОГ и ОН. При этом вряд ли следует рассчитывать на то, что значительные в данный момент резервы генерации и пропускной способности сетей будут сохраняться и в дальнейшем. Постепенный отказ от сырьевой экономики приведет к росту промышленной нагрузки, а в сочетании с уже возросшей бытовой нагрузкой может привести к существенному повышению загрузки сети. Вряд ли следует ориентироваться на столь же тяжелые режимы, которые были в ЕЭС в 1980-е гг., но сохраняются неизбежные в условиях России протяженные связи, неравномерное распределение по территории генерации и узлов потребления, климатические контрасты и другие особенности ЕЭС.

**3.** При установке ЦСПА, если в районе управления это выполняется впервые, требуется создание специальной системы телесвязей для передачи решений, вырабатываемых центральным устройством, к локальным устройствам. При совершенствовании ЦСПА стараются использовать существующую систему телесвязей между центральным и локальным устройствами. В обоих случаях обычно не требуется

дополнительное развитие исполнительной части ПА по сравнению с системой локальных устройств. В ЕЭС России с существующими ЦСПА во многих районах затраты на совершенствование ЦСПА связаны в основном с работами по совершенствованию программного комплекса и созданию или переоборудованию центрального устройства. В то же время развитие алгоритмической и программной базы ЦСПА способствует развитию математических методов исследования устойчивости и надежности сложных энергосистем, созданию новых вычислительных комплексов для проектных и исследовательских работ, использованию модулей технологического алгоритма ЦСПА в контуре управления и контроля текущего режима энергосистемы. В этой связи можно вспомнить программы экспресс-оценки устойчивости (ПРУСТ, СПРУТ) [5], полученные в ходе создания первой ЦСПА и широко использовавшиеся НИИПТ и проектными организациями при выполнении большого объема расчетов устойчивости. Модуль, представляющий часть программного комплекса ЦСПА, использовался при разработке методики расчета надежности энергосистемы [6], которая, в частности, использовалась при выполнении сравнительной оценки проектных решений при выборе вариантов развития системообразующей электрической сети с учетом фактора надежности [7].

Современная ЦСПА на базе алгоритма нового поколения непрерывно контролирует схемно-режимную ситуацию в энергосистеме и адаптирует имеющийся комплекс средств ПА к каждому из расчетных аварийных возмущений по условиям обеспечения статической и динамической устойчивости, а также предотвращения токовых перегрузок и недопустимых отклонений напряжения в электрической сети. ЦСПА в состоянии переоценить ситуацию через несколько минут после предыдущего аварийного перехода к новому схемно-режимному состоянию.

При современном уровне техники соблюдение требований ко времени вычислительного цикла практически не ограничивает набор расчетных аварийных возмущений.

Контроль текущего состояния осуществляется непрерывно, и это обеспечивает поддержание «в тонусе» всего комплекса имеющихся средств ПА. Тем самым резко снижается вероятность возникновения ситуации, при которой автоматика в целом действует вопреки ожиданиям, хотя каждое из устройств правильно выполняет заложенные в него функции.

При использовании все более эффективных вычислительных средств возрастает и эффективность ЦСПА как мероприятия по повышению живучести энергосистемы.

Основная часть работ при создании новой ЦСПА заключалась в совершенствовании программного комплекса ЦСПА. При этом удалось не только повысить уровень селективности и универсальности комплекса ЦСПА, но и заложить основу создания нового специального комплекса контроля режима энергосистемы, в частности системы мониторинга запаса устойчивости (СМЗУ), которая направлена на повышение эффективности диспетчерского управления энергосистемой в части повышения надежности и эффективности использования пропускной способности электрической сети. Следует отметить, что использование программного комплекса ЦСПА в режиме «советчика» предполагалось еще при разработке первой ЦСПА.

Что касается экономической оценки ЦСПА, то она, как и другие мероприятия по повышению надежности, если и может быть получена, то весьма опосредованно.

При этом могут быть использованы методики расчета экономического эффекта от снижения потерь, перераспределения загрузки электростанций и других факторов [8].

ЦСПА, безусловно являющаяся одним из достижений мирового уровня советских (российских) специалистов, далеко не исчерпала своих возможностей. Использование все более совершенных технических средств и дальнейшее совершенствование технологического алгоритма (производных от него) будет способствовать повышению надежности электроснабжения и живучести энергосистем, уровня их управляемости и контроля.

## **Заключение**

1. ЦСПА обеспечивает минимизацию объема управляющих воздействий от ПА для предотвращения нарушений устойчивости энергосистемы и перегрузки электрической сети, а также максимальный уровень использования пропускной способности электрической сети; обеспечивает непрерывный контроль режима энергосистемы и тестирование средств ПА, координирующее взаимодействие этих средств и их адаптацию при следующих с минутными интервалами аварийных возмущениях. Таким образом, ЦСПА следует оценивать как одно из средств повышения надежности электроснабжения потребителей и живучести энергосистемы.

2. Экономический эффект от применения ЦСПА может определяться объемом предотвращенного ущерба от избыточного действия ПА, за счет снижения потерь в сети, излишнего расхода топлива, вынужденного ограничения потребителей и др. При современных условиях функционирования российских энергосистем такие условия могут возникать главным образом при внеплановых ремонтах, несогласованности ввода/вывода генерации и готовности сети и других вынужденных ситуациях. Поэтому расчет экономического эффекта от использования ЦСПА может выполняться лишь в ходе эксплуатации энергосистем.

3. С использованием модификаций отдельных модулей программного комплекса ЦСПА могут создаваться новые вычислительные программы для экспресс-оценки устойчивости, а также действующие в реальном времени системы контроля и управления режимами энергосистем, анализа схемно-режимных ситуаций при подготовке ремонтных схем и т. п. Одним из примеров такого рода является создание системы мониторинга запаса устойчивости, которая внедряется в настоящее время в энергосистемах.

## **Литература**

1. Кощеев Л. А., Окин А. А., Мошкин Е. А. Адаптивная централизованная система противоаварийной автоматики // Электричество. № 10. 1991.
2. Кощеев Л. А., Шульгинов Н. Г. ЦСПА на базе алгоритмов нового поколения // Известия НТЦ Единой энергетической системы. № 1 (68). 2013, С. 7–14.
3. Кощеев Л. А., Семенов В. А. Системные аварии в Западном энергообъединении США // Электричество. № 10. 1997.
4. Бондаренко А. Ф., Лисицын Н. В., Морозов Ф. Я., Окин А. А., Семенов В. А. Зарубежные энергообъединения. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС. 2001. 360 с.
5. Программный комплекс для разработки алгоритмов решения задач оперативно-диспетчерского и противоаварийного управления в энергосистемах (SPRUT). ОАО «НИИПТ». Рег. № 2003610550 от 28.02.2003.

6. Андреюк В. А., Кац П. Я., Марченко Е. А. Методика расчета надежности параллельной работы энергосистем при аварийных небалансах мощности // Сборник трудов НИИПТ. – Ленэнергоиздат. 1981. С. 23–27.
7. Зейлигер А. Н., Кощеев Л. А., Марченко Е. А., Могицев В. В., Окин А. А. Регулярный анализ надежности Единой энергосистемы СССР. Доклад СИГРЭ, 1990.
8. Окороков Р. В., Задорожний А. В. Эффективность применения интеллектуальных технологий в отечественной энергетике. – СПб.: Изд-во Политех. ин-та. 2015. 229 с.

*Кощеев Лев Ананьевич*, д-р техн. наук, профессор, заместитель генерального директора – научный руководитель Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТИЦ ЕЭС»).

E-mail: ntc@ntcees.ru

### **Комментарий А. Ф. Бондаренко**

к статье Л. А. Кощеева «Об оценке эффективности централизованной системы противоаварийной автоматики»

1. Экономический эффект от внедрения комплексов противоаварийной автоматики, как локальных, так и централизованных, и тогда, и сейчас обусловлен появлением возможности дополнительной передачи мощности по соответствующим межсистемным связям (эффект отказа от строительства дополнительной линии электропередачи). Другое дело – как экономически обосновать потребность в строительстве такой линии. Думаю, что такая методика у «Энергосетьпроекта» существует. Но, к сожалению, по моим данным, это у них слабое место. Кажется, без оценки ущербов потребителям не обойтись. Эта общая беда, сейчас, например, обосновать строительство ГАЭС чрезвычайно трудно, хотя выгода очевидна.

2. Значительное влияние на режимы работы ЕЭС СССР 70–80-х гг. оказывало непропорциональное развитие в различных регионах страны средств производства электроэнергии по отношению к спросу на нее в данном регионе. Существовавший в отдельных регионах (Центр, Урал, Юг) длительное время дефицит электрической энергии и мощности покрывался за счет межсистемных перетоков из избыточных по электрической энергии и мощности регионов (в основном Северо-Запада). Причем в избыточном регионе приходилось загружать и неэкономичное оборудование электростанций. Особняком стоит энергообъединение Сибири, режимы работы которого в значительной мере зависят от обеспеченности гидроэнергоресурсами ГЭС Енисейского и Ангарского энергокаскадов, удельный вес которых в балансе электрической энергии и мощности в паводок достигал 80 %.

При недостаточной развитости межсистемных связей вышеуказанные причины приводили к длительной работе с перетоками, близкими к максимально допустимым перетокам (МДП), обеспеченным за счет действия ПА. А такими были практически все основные межсистемные связи ЕЭС: Северо-Запад – Центр, Центр – Юг, Центр – Средняя Волга – Урал, Сибирь – Казахстан. Например, транзит Северо-Запад – Центр в 1981 г. около 7000 часов работал в режиме, обеспеченному ПА. Для транзита

Средняя Волга – Урал аналогичные показатели составляли около 3500 часов. Естественно, в таких условиях аварийные отключения многочисленных транзитных линий сопровождались действием ПА на отключение или разгрузку генераторов и (или) отключение потребителей.

3. Основные отличия складывающихся актуальных режимов ЕЭС от режимов 70–80-х гг. обусловлены резким сокращением дефицита электрической энергии и мощности в регионах Урала и Юга как за счет ввода в этих регионах значительных объемов генерирующей мощности (Ростовская АЭС, Сургутские, Нижневартовская, Пермская ГРЭС) и прекращения значительного по объему экспорта электроэнергии в страны Восточной Европы, так и за счет значительного сокращения потребления, уровень которого только в последние годы и только в отдельных регионах с трудом начал превышать уровень, достигнутый в конце 80-х гг. Кроме того, некоторые межсистемные связи были усилены за счет строительства новых межсистемных линий.

В этих условиях резко снизилась продолжительность работы межсистемных связей с перетоками, близкими к МДП, обеспеченными ПА, следовательно, уменьшилось и число случаев работы ПА при аварийных отключениях транзитных линий.

Однако это ни в коем случае не отрицает экономическую эффективность режимов работы с перетоками, близкими к МДП и обеспеченными ПА.

4. Я думаю, что нет необходимости оправдывать оснащения ЕЭС средствами ПА. Пусть необходимость в ПА будет необсуждаемой темой. Достаточно демонстрации преимуществ, получаемых от внедрения все более современных по математике и технической базе комплексов ПА.

*Александр Федорович Бондаренко посвятил оперативно-диспетчерскому управлению 37 лет, из которых 23 года занимал пост главного диспетчера Единой энергетической системы СССР, затем Единой энергетической системы России.*

**УДК 621.311**

**Т. Г. Горелик, А. А. Горчаков, О. В. Кириенко**

## **Автоматизированная система статистической обработки результатов испытаний устройств векторных измерений**

---

Разработана методика проведения испытаний устройств векторных измерений. Предложена структурная схема стенда для испытаний. Создана автоматизированная система для обработки результатов испытаний устройств векторных измерений. Разработано приложение для визуализации результатов работы автоматизированной системы. Осуществлена успешная комплексная проверка методики, автоматизированной системы и разработанного приложения.

*Ключевые слова:* испытания устройств синхронизированных векторных измерений, концентраторы векторных данных, моделирование энергосистем в режиме реального времени, статистическая обработка результатов, синхронизация, устройства векторных измерений.

### **Введение**

Современные электроэнергетические системы требуют постоянного технического совершенствования и обновления функциональности технических и программных средств, обеспечивающих управляемость и надежность работы. В связи с этим роль устройств, измеряющих параметры режима электроэнергетической системы, и требования к их характеристикам сильно возрастают.

Так, внимание к синхронизированным векторным измерениям параметров режима электроэнергетической системы постоянно растет, поскольку данные, поступающие от устройств синхронизированных векторных измерений и концентраторов векторных данных (УСВИ и КВД), используются для управления и оценки текущего режима диспетчерским персоналом в диспетчерских центрах различного уровня. Кроме того, характеристики УСВИ позволяют использовать их для построения перспективных систем управления и защиты (WACS и WAPS).

Учитывая многообразие представленных на рынке решений по аппаратной реализации УСВИ и КВД, актуальной задачей является проверка соответствия устройств международным стандартам (IEEE C37.118–2005 / IEEE C37.118.1 и IEEE C37.244–2013) и корректности информационного обмена данными между различными устройствами, в том числе между устройствами различных производителей (в соответствии со стандартом IEEE C37.118.2).

Испытание устройств векторных измерений необходимо проводить в течение длительного периода времени, который позволял бы выявить в работе устройств возможные отклонения от стандартов. При оценке объема информации, получаемой в результате испытаний, необходимо также учесть интервал времени между передаваемыми пакетами данных (до 5 мс) от устройств векторных измерений и большое количество проводимых тестов УСВИ и КВД в соответствии с положениями стандарта. Указанные требования к проводимым испытаниям (длительность, высокая дискретность, большое количество экспериментов) приводят к проблеме достоверной обработки большого объема накапливаемой в процессе испытаний информации.

Решением указанной проблемы является созданная автоматизированная система статистической обработки результатов испытаний устройств векторных измерений.

Данная система в сочетании со специально разработанной методикой позволяет получать конкретные выводы о соответствии устройств требованиям стандартов (IEEE C37.118-2005 / IEEE C37.118.1, IEEE C37.244-2013 и IEEE C37.118.2).

Созданная автоматизированная система отвечает требованиям к обработке результатов испытаний устройств векторных измерений, таким как:

- автоматический сбор синхронизированных векторных измерений с устройствами, участвующими в испытаниях, в режиме реального времени;
- обработка и архивирование таблиц данных синхронизированных векторных измерений;
- расчет целевых характеристик УСВИ в соответствии со стандартом IEEE C37.118.1;
- хранение собранной информации в базе данных в виде архивов;
- визуализация данных;
- измерение дополнительных целевых характеристик УСВИ (например, времени задержки отправки данных).

Разработанная методика и автоматизированная система статистической обработки результатов испытаний устройств векторных измерений были опробованы при проведении испытаний устройств векторных измерений различных фирм-изготовителей в лаборатории ОАО «НТЦ ЕЭС».

## **Методика проведения испытаний**

В ходе испытаний необходимо было проверить возможности использования в устройствах УСВИ (в соответствии со стандартами C37.118-2005 / IEEE C37.118.1-2011, МЭК 61850-90-5) и концентраторах векторных данных (в соответствии со стандартом IEEE C37.244-2013) различных информационных протоколов, реализацию различных функций приема, передачи и обработки векторных данных, внутренней диагностики, а также выполнение требований по функциональной и информационной безопасности.

Методика испытаний, разработанная в ОАО «НТЦ ЕЭС» по заказу Системного оператора, содержит список необходимых испытаний, описание хода проведения каждого испытания, структурные схемы испытаний, проверяемые параметры устройств и, что самое важное для формализации оценки результатов и создания автоматизированной системы обработки результатов, критерии оценки проверяемых параметров.

## **Структурная схема испытаний**

Для проведения тестов с устройствами векторных измерений по разработанной методике была создана схема, которая включает в себя следующие технические и программные средства:

- программно-аппаратный комплекс RTDS;
- устройство для калибровки УСВИ;
- сервер времени;
- вспомогательный КВД;
- регистратор данных;
- анализатор данных;

- эмулятор данных;
- устройства информационной сети.

Структурная схема изображена на рис. 1 (для УСВИ) и рис. 2 (для КВД).

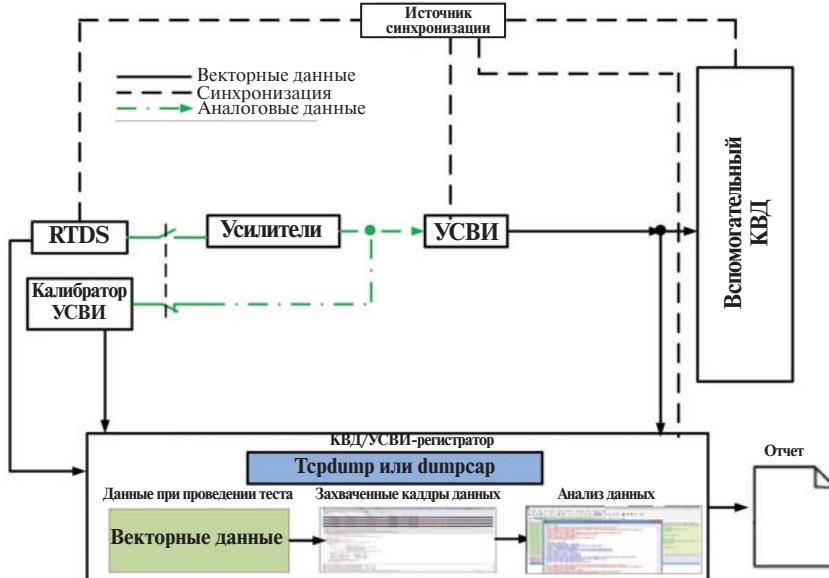


Рис. 1. Структурная схема испытаний УСВИ

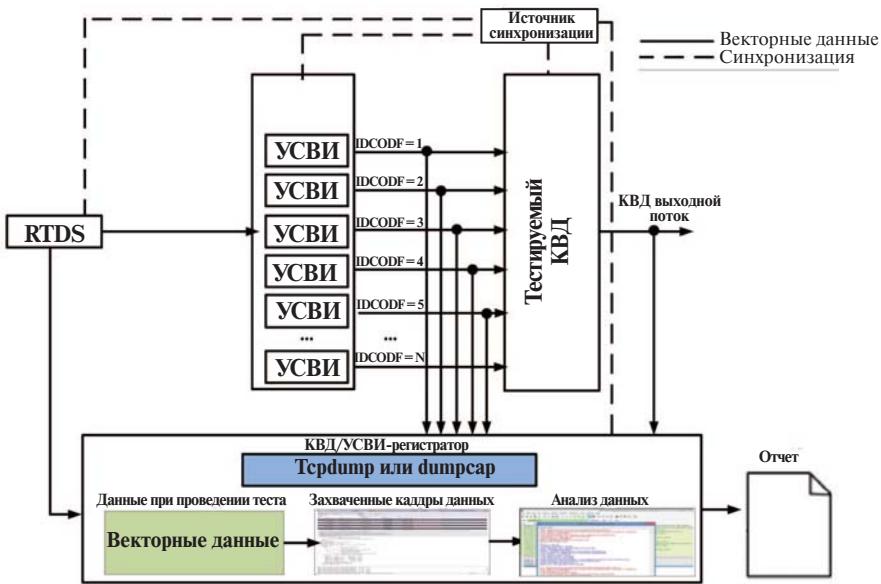


Рис. 2. Структурная схема испытаний КВД

На структурной схеме, представленной на рис. 1, указаны два источника данных для УСВИ: калибратор УСВИ и усилители RTDS. Калибратор УСВИ применяется для проведения испытаний по контролю точности синхронизации УСВИ (контроль

погрешности угла формируемых векторов). RTDS применяется для проверки соответствия параметров УСВИ и КВД стандартам IEEE C37.118–2005 / IEEE C37.118.1–2011, МЭК 61850-90-5 и IEEE C37.244–2013 при моделировании различных режимов работы энергосистемы в реальном времени. Для минимизации погрешностей настройка усилителей RTDS производится при подключенных устройствах УСВИ непосредственно перед испытаниями.

### **Программно-аппаратный комплекс RTDS**

Программно-аппаратный комплекс RTDS используется для создания тестовой последовательности физических сигналов, имитирующих поведение энергосистемы.

В рамках испытаний проводились тесты с применением программно-аппаратного комплекса RTDS, который позволяет эмулировать потоки по стандарту [2] с различными частотами (10, 25, 50 Гц) и различными форматами представления данных (целочисленный, с плавающей запятой, декартовый, полярный).

Актуальность проведения испытаний именно на модели RTDS заключается в возможности повторять тесты с одинаковыми исходными параметрами неограниченное количество раз, фиксировать и (или) задавать параметры тестовых сигналов с привязкой к параметрам тестовой схемы энергосистемы. Кроме того, применение RTDS позволяет моделировать энергосистемы различной сложности как с точки зрения режима, так и топологии. Это особенно важно при одновременных испытаниях нескольких устройств УСВИ и КВД.

### **Устройство для калибровки УСВИ**

Калибратор УСВИ – устройство, содержащее аналоговые выходы тока и напряжения высокого класса точности. Его высокая точность (как генерируемых сигналов, так и привязки ко времени) позволяет выполнять калибровку различных измерительных устройств, в том числе калибровку векторных измерительных модулей (УСВИ).

### **Сервер времени**

Система единого времени предназначена для привязки комплекса RTDS и всех участвующих в испытаниях устройств к единому астрономическому времени. Источником точного времени является сервер времени, который передает метку времени на все устройства. Сервер времени поддерживает протоколы SNTP, IEEE 1588 Precision Time Protocol (PTP), в том числе и PTPv2, а также может передавать импульсы PPS. Сервер времени обеспечивает точность синхронизации не хуже  $\pm 1$  микросекунда.

### **Вспомогательный КВД**

В качестве вспомогательного КВД должен использоваться КВД, удовлетворяющий требованиям стандартов IEEE C37.244–2013 и IEEE C37.118.2–2011. Назначением вспомогательного КВД является создание клиентского подключения к испытуемому УСВИ или испытуемому КВД. После создания клиентского соединения и обмена конфигурационными параметрами испытуемый УСВИ или испытуемый КВД

переходит в режим передачи пакетов векторных измерений. Передаваемые пакеты от испытуемых УСВИ или КВД регистрируются с помощью отдельного устройства – регистратора.

## Регистратор

В качестве регистратора должен использоваться сервер с высокопроизводительной подсистемой ввода/вывода и большим объемом оперативной памяти, позволяющим фиксировать (записывать) объемы тестовых данных, получаемых с помощью программы записи трафика (Wireshark).

Данные от RTDS, УСВИ, КВД с помощью регистратора записываются в стандартный файл ПО «Wireshark \*.pcap». Структура формата представлена на рис. 3.



Рис. 3. Структура файла PCAP

Основной заголовок содержит следующие поля:

- последовательность байтов для определения формата;
- номер версии формата файла;
- корректировка часового пояса относительно UTC;
- точность метки времени.

Заголовок пакета содержит следующие данные:

- метка времени в секундах;
- метка времени в микросекундах;
- текущая длина пакета.

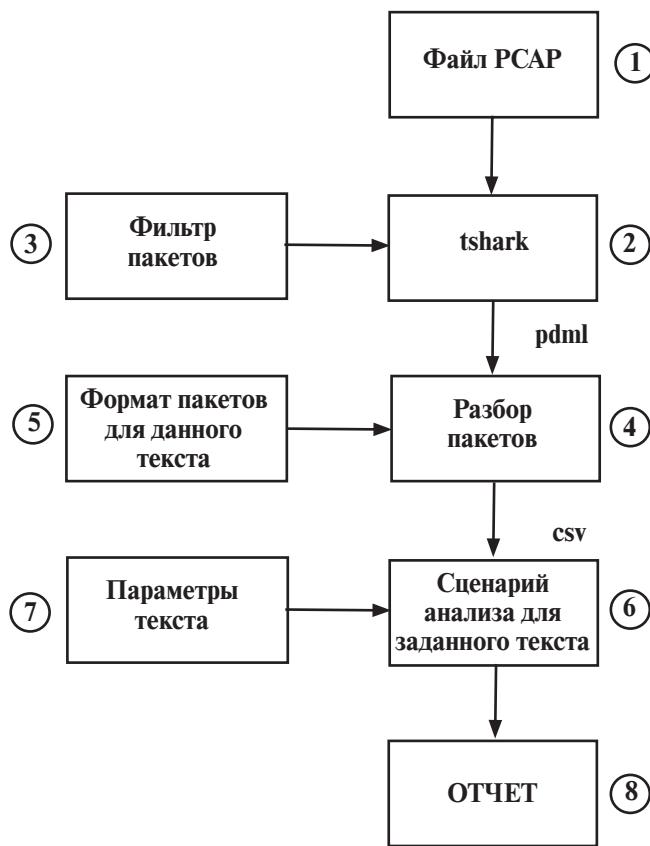
Данные пакета не содержат специализированных полей и следуют сразу за заголовком пакета.

Основной особенностью файла указанного формата является хранение пакетов данных с метками времени получения этих пакетов на сетевом интерфейсе устройства (например, КВД), что позволяет оценить задержки при передаче и преобразовании данных.

## Анализатор

Анализатор – специализированное программное обеспечение (универсальный конвертер – анализатор) для анализа записанных данных и формирования отчета. Анализатор является модульной системой тестирования, в которой каждый модуль отвечает за отдельный тест. Принцип работы анализатора представлен на рис. 4.

На вход анализатора поступают данные, записанные с использованием регистратора в формате PCAP 1. Обработка пакетов осуществляется с использованием программы tshark 2, являющейся частью дистрибутива Wireshark. Программа tshark осуществляет разбор пакетов для всех протоколов, указанных в данной методике, а также фильтрацию пакетов согласно заданному фильтру 3. Основное назначение фильтра – выбрать пакеты, которые отвечают заданному протоколу (например, C37.118). В случае, если пакет от КВД или УСВИ сформирован неверно, tshark не сможет его расшифровать и данный пакет не пройдет фильтр. Важной особенностью работы tshark является функция анализа информационного обмена. Например, при



**Рис. 4.** Блок-схема работы анализатора

расшифровке пакетов данных протокола С37.118 учитываются конфигурационные пакеты, зафиксированные в том же файле PCAP. На выходе программы tshark формируется файл в формате PDML. Формат PDML является XML-форматом, в котором расшифровка пакетов представлена в древовидной форме.

Файл в формате PDML поступает на вход программы для разбора пакетов 4. Программа для разбора пакетов согласно заданному формату пакетов 5 осуществляет формирование файла в универсальном формате CSV, в котором каждая строка отвечает за один набор данных от УСВИ, а столбец – за конкретные поля данных (флаги качества, векторные данные, аналоговые значения, дискретные значения и т. д.).

Файл в универсальном формате CSV поступает на вход сценария для заданного теста 6 (количество сценариев отвечает количеству тестов согласно методике испытаний). Сценарий на основании параметров теста 7 производит статистический анализ эксперимента и формирует результаты в виде отчета о teste. Предварительно сценарий сохраняет данные в реляционном формате, т. е. в виде таблиц SQL.

Параметры теста используются для настройки сценария под заявленные производителем тестируемого оборудования возможности (например, под максимальное количество агрегируемых данных УСВИ).

В большинстве экспериментов необходимо определять процент потерь пакетов. Процент потерь – отношение потерянных пакетов к общему числу пакетов. Потерянными считаются пакеты:

- не сформированные УСВИ;
- не расшифрованные ПО tshark (не проходят шаг 2);
- не соответствующие тестируемому протоколу (не проходят шаг 4).

## Эмулятор данных

В качестве эмулятора используется промышленный компьютер с аналогичными регистратору сетевыми интерфейсами и большим объемом оперативной памяти, позволяющим эмулировать потоки векторных данных в темпе реального времени. Эмулятор получает поток данных УСВИ от RTDS или от устройства УСВИ и размножает 1 поток векторных данных до 100 идентичных потоков. Такой подход необходим для тестирования приема и обработки КВД большого количества потоков.

## Устройства информационной сети

Все устройства должны быть включены в сеть по радиальной схеме с одним сетевым коммутатором для минимизации задержек при передаче данных. В качестве коммутатора используется промышленный управляемый коммутатор с поддержкой функции «зеркалирования» портов.

Коммуникационное оборудование предназначено для создания единой информационной сети на базе «Ethernet». Настройка IP-адресов устройств и средств связи, участвующих в испытании, должна соответствовать заранее определенному списку адресов. Такой подход позволяет избежать конфликтов адресов и обеспечить точную идентификацию устройства при анализе записанных регистратором данных.

## Автоматизированная система статистической обработки результатов испытаний

Автоматизированная система представляет собой следующие технические и программные средства, представленные на структурной схеме (см. рис. 1 и 2):

- анализатор;
- регистратор;
- устройства информационной сети;
- web-приложение.

Web-приложение позволяет управлять проведением испытания, а также визуализировать процесс обработки информации регистратором и анализатором. Главная страница приложения представлена на рис. 5.

Данное приложение состоит из двух областей: область навигации 1 и область проведения испытания 2, кроме того, оно включает меню «Параметры». В области навигации необходимо выбрать устройство, для которого будет проводиться испытание. После выбора устройства во второй части будут отображены только те испытания, которые необходимо провести для данного устройства. Например, если нажать на ссылку «Список опытов» напротив ENS\_PMU, то в области проведения испытаний будут отображены только те опыты, которые относятся к данному устройству (рис. 5).

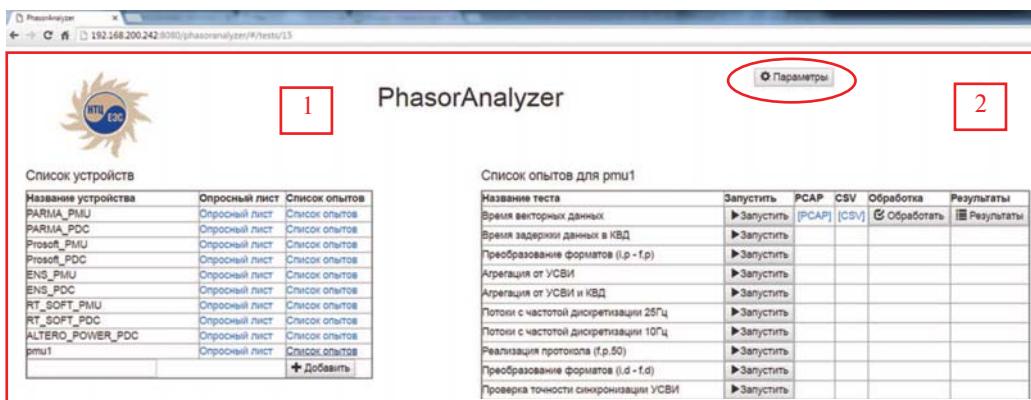


Рис. 5. Структура web-приложения

Область проведения испытаний состоит из списка испытаний и кнопок для выполнения различных действий для каждого испытания.

Меню «Параметры» (рис. 6) позволяет настроить время записи трафика (в миллисекундах), места сохранения PCAP и CSV-файлов, а также определяет место хранения SQL-таблиц («Адрес БД»).

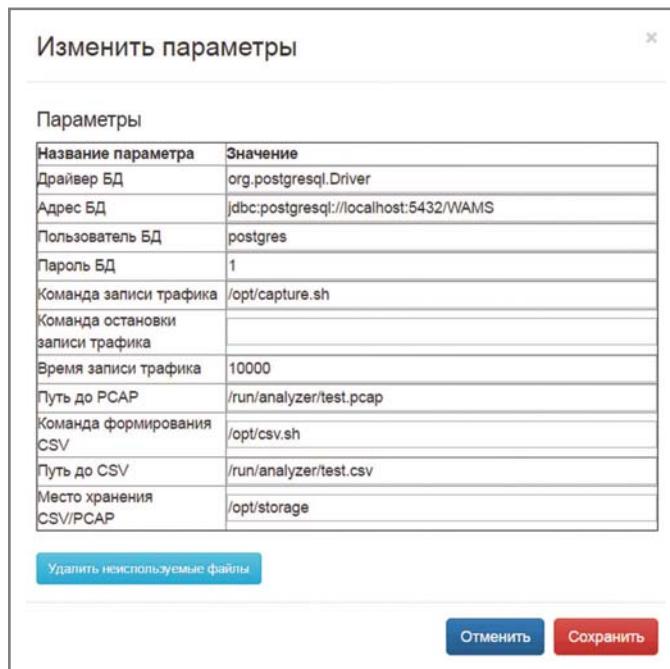


Рис. 6. Меню «Параметры»

После настройки параметров и испытуемых устройств следует нажать кнопку «Запустить», которая запускает запись текущего трафика на регистраторе. После нажатия на кнопку «Запустить» запускается обмен потоками от устройств векторных измерений. По истечении времени, указанного в меню «Параметры», запись

автоматически останавливается. После завершения данного пункта на регистраторе сохраняется файл записи трафика PCAP. Автоматически после окончания записи начинается обработка файла PCAP с помощью анализатора, которая завершается созданием CSV-файла. Прошедшее время записи в процентном отношении от заданной длительности эксперимента, а также количество обработанной информации PCAP-файла отображается на странице web-приложения (рис. 7).

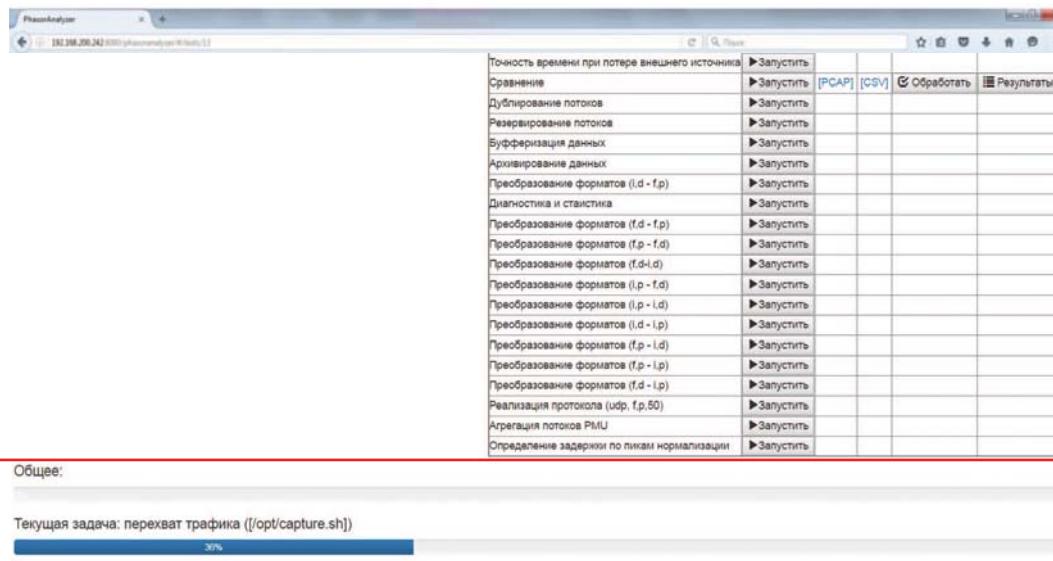


Рис. 7. Прогресс записи трафика

Кнопка «Обработать» запускает процесс обработки данных CSV-файла по заранее заданному сценарию для каждого испытания. Сценарий для каждого испытания создается на основе:

- типа испытуемого устройства;
- типа дополнительных устройств, участвующих в испытании;
- списка параметров, подлежащих расчету.

Процесс выполнения сценария также отображается на странице приложения. По окончании работы сценария будет выведено сообщение об успешности его выполнения (рис. 8 и 9). Длительность выполнения сценария зависит от времени записи и количества записываемых потоков данных в трафике.

После завершения записи трафика и обработки файла в строчке соответствующего опыта появятся ссылки [PCAP] и [CSV], с помощью которых можно просмотреть данные опыта (содержание PCAP и CSV-файла, см. рис. 5).

Кнопка «Результаты» позволяет отобразить таблицу с результатами испытания в соответствии с методикой испытаний, а также с оценкой этих результатов по заданным критериям (см. рис. 10, 11).

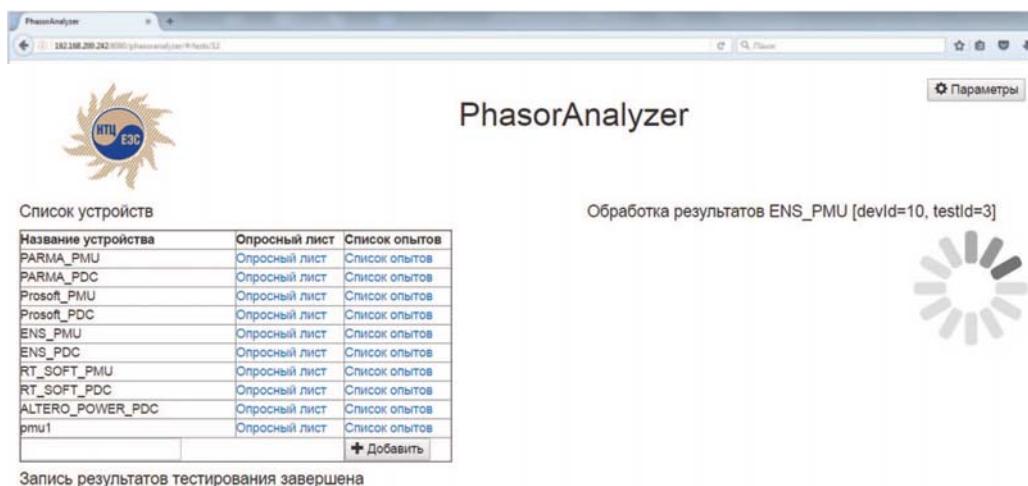


Рис. 8. Прогресс обработки CSV-файла

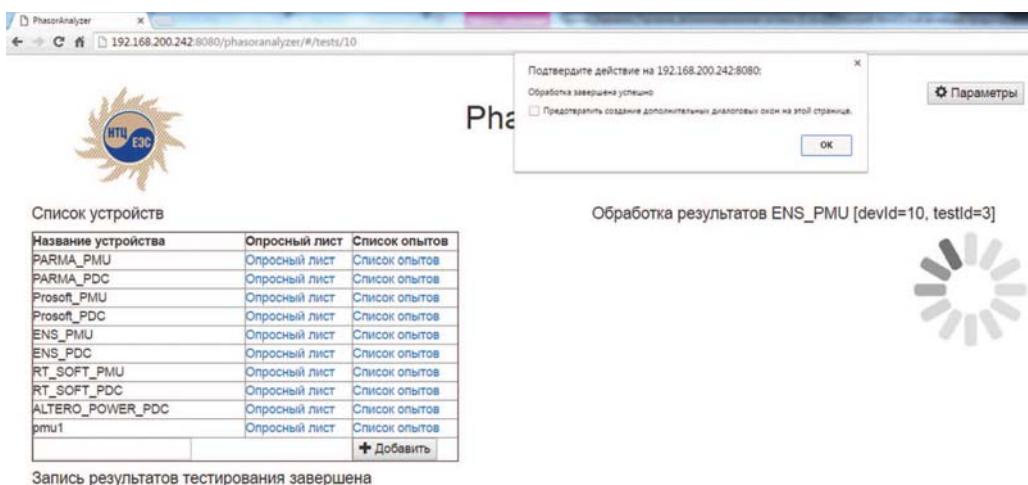


Рис. 9. Завершение обработки PCAP-файла

Название параметра	Значение	Единицы измерения	Результат
Среднеквадратическое отклонение времени формирования векторных измерений	0.73389670763532644	мс	Успешно
Время формирования векторных измерений	19.999999980687058	мс	Успешно

Рис. 10. Пример результатов испытания

## Пример проведения испытания

Для примера рассмотрим проведение опыта проверки точности синхронизации УСВИ. Для проверки точности привязки устройств УСВИ к единому времени используется калибратор УСВИ. Проверка проводится по схеме, указанной на рис. 1. В данном эксперименте калибратор УСВИ является источником синхронизации устройства УСВИ.

С помощью калибратора УСВИ задаются номинальные значения фазных токов ( $I_a, I_b, I_c, 1/5 \text{ A}$ ), линейных напряжений ( $U_{ab}, U_{bc}, U_{ca}, 100 \text{ В}$ ) и для каждой из величин фазовый сдвиг относительно PPS, равный  $60^\circ$ . В том случае, если калибратор УСВИ выдает аналоговый сигнал по закону синуса, то необходимо сдвинуть угол аналоговых значений калибратора на  $90^\circ$  ( $150^\circ$ ). Это связано с тем, что УСВИ по требованиям стандарта работает по закону косинуса. Точность синхронизации устройства УСВИ для частоты 50 Гц в течение всего времени эксперимента должна соответствовать требованиям стандарта IEEE C37.118.1-2011.

Эксперимент начинается с запуска записи трафика (кнопка «Запустить»). Далее запускается калибратор УСВИ и по синхроимпульсу появляются аналоговые данные на выходе калибратора. УСВИ при получении аналоговых значений начинает генерировать поток векторных данных в соответствии с полученными величинами. После прохождения времени, настроенного в меню «Параметры», автоматически начинается обработка записанного файла PCAP, которая завершается созданием CSV-файла. После окончания обработки файла запускается анализ данных эксперимента (кнопка «Обработать»). При проведении анализа для каждого из фазоров токов и напряжений (всего 6 штук) вычисляется диапазон измерений:

$$\varphi = \overline{\Phi_{cp}} \pm \Delta\varphi,$$

где  $\overline{\Phi_{cp}}$  – среднее значение угла фазора, град.;

$\Delta\varphi$  – погрешность измерения (доверительный интервал), град.

Среднее значение угла фазора рассчитывается по формуле:

$$\overline{\Phi_{cp}} = \frac{\sum_{i=1}^n \Phi_i}{n},$$

где  $n$  – число измерений,

$$n = \frac{t_{\text{эксп}}}{t_{\text{период}}},$$

где  $t_{\text{эксп}}$  – время эксперимента, равное 10 минутам или 600 секундам;

$t_{\text{период}}$  – время между выборками УСВИ, равное 0,02 секунды.

Погрешность измерения вычисляется по формуле:

$$\Delta\varphi = S_x t,$$

где  $S_x$  – среднеквадратическая ошибка среднего арифметического:

$$S_x = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\bar{\phi}_{cp} - \phi_i)^2}{n(n-1)}},$$

$t$  – коэффициент Стьюдента, который выбирается по двум критериям:

$n$  – число измерений;

$p$  – доверительная вероятность (принята равной 0,95).

Полученный измеренный диапазон должен целиком находиться внутри допустимого диапазона ( $60 \pm 0,573$ )°.

По окончании эксперимента автоматически формируется отчет об испытании, пример которого указан на рис. 11. Чтобы посмотреть отчет, нужно нажать на кнопку «Результаты».



Рис. 11. Пример результатов испытания проверки синхронизации УСВИ

## Заключение

Авторами разработана методика и автоматизированная система статистической обработки результатов испытаний, которые позволяют проводить автоматизированные испытания устройств векторных измерений (УСВИ и КВД) с возможностью быстрого получения результатов испытаний и их оценки по заданным критериям.

Разработанная методика позволила регламентировать структурную схему испытаний, настройки устройств и критерии оценки результатов испытаний. Автоматизированная система статистической обработки результатов на основе заданных методикой параметров (настройки устройств и критериев оценки результатов) позволяет произвести обработку и оценку результатов работы устройств векторных измерений на основании записанных регистратором потоков векторных измерений.

Автоматизированная система хранит данные каждого испытания в трех форматах (PCAP, CSV, таблицы SQL), что позволяет производителям устройств провести дополнительный анализ в случае разногласий с результатами испытаний. Кроме того, хранение данных испытаний в таблицах SQL и применение сценариев при обработке результатов испытаний позволяет легко оценить статистическую погрешность (например, среднеквадратическое отклонение) любого параметра за все время

проведения эксперимента (среднеквадратическое отклонение времени формирования векторных данных, см. рис. 10, 11).

Обработка результатов на основе сценариев позволяет тестировать любые параметры устройств УСВИ и КВД, указанные в методике. Гибкость такой обработки результатов заключается в возможности проведения дополнительных испытаний по желанию производителя. Web-приложение позволяет легко проводить или повторять указанные в методике или дополнительные тесты, хранимые в виде сценариев SQL, любое количество раз.

Разработанная автоматизированная система статистической обработки результатов позволяет обрабатывать данные с регистраторов энергосистемы в режиме Offline и выполнять оценку их работы по любым заданным критериям.

### **Список литературы**

1. IEEE C37.118-2005 – IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems.
2. IEEE C37.118.1-2011 – IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems.
3. Стандарт МЭК 61850-90-5 «Использование стандарта МЭК 61850 для передачи данных в системах СМПР, реализованных в соответствии со стандартом IEEE C37.118».
4. IEEE C37.244-2013 – IEEE Guide for Phasor Data Concentrator Requirements for Power System Protection, Control, and Monitoring.
5. IEEE C37.118.2-2011 IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems.
6. IEEE 1344-1995 – IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems.

*Горелик Татьяна Григорьевна*, канд. техн. наук, доцент, заведующая отделом автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gorelik\_t@ntcees.ru

*Горчаков Андрей Андреевич*, инженер отдела автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: andrey.gorchakov@ntcees.ru

*Кириенко Олег Владимирович*, ведущий инженер отдела автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: oleg.kiriyenko@ntcees.ru

УДК 621.311

М. В. Волошин, А. А. Демидов

## Разработка алгоритма автоматической коррекции суточной выработки электроэнергии гидравлических электростанций, подключенных под управление от систем автоматического регулирования частоты и активной мощности

---

Предложен алгоритм, позволяющий автоматизировать процесс коррекции отклонений суточной выработки электроэнергии от плановых значений на гидравлических электростанциях, подключенных под управление системой автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности.

*Ключевые слова:* оптимальное использование водных ресурсов, выработка электроэнергии, система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности.

### Постановка задачи

Централизованные системы (центральная координирующая система) автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (ЦС (ЦКС) АРЧМ) осуществляют автоматическое регулирование частоты и активной мощности в энергосистемах (ЭС). Управляющее воздействие (УВ), рассчитываемое в ЦС (ЦКС) АРЧМ, подается на специально выделенные для этого регулирующие электростанции. УВ формируется как задание вторичной (внеплановой) мощности энергообъекта (ЭО) дополнительно к плановым значениям.

Гидравлические электростанции (ГЭС), являющиеся основой регулирования частоты и перетоков активной мощности, в силу своей специфики имеют ряд показателей, требующих особого контроля. Одним из таких показателей является уровень воды в прилегающем водохранилище. В зависимости от сезона каждая ГЭС имеет свой установленный норматив сработки водохранилища. Поскольку уровень воды является критическим как для жизнедеятельности самой ГЭС, так и для окружающей ее экосистемы, уровень водохранилища не должен опускаться ниже некоторой заданной отметки [2].

Так как стабильное использование гидроресурсов является критической задачей, в целях обеспечения оптимального использования водных ресурсов в интересах всех водопользователей для ГЭС формируются диспетчерские графики различной длительности (суточные, недельные, сезонные и годовые графики нагрузки), учитывающие ограничения на расход воды. В диспетчерских графиках планируемый расход воды задается через планируемое количество выработанной электроэнергии, которое прямо пропорционально расходам воды, проходящим через турбины ГЭС. Для каждой станции определяется количество электроэнергии, которое она должна выработать за сутки.

Задания вторичной мощности, поступающие от ЦС (ЦКС) АРЧМ, вызывают отклонения работы ЭО от заданного графика нагрузки и, следовательно, отклонения расхода воды от плановых значений.

Дополнительно к обозначенной проблеме, в случае неблагоприятных режимных условий в ЭС, препятствующих сведению отклонения фактической выработки

электроэнергии относительно плановой к нулю посредством пересчета суточного графика, коррекция выработки производится диспетчером.

Коррекция выработки электроэнергии ГЭС обычно производится вручную в конце суток, вочные часы. Такой способ коррекции может привести к невозможности обеспечения плановой суточной выработки диспетчером из-за изменения режимных условий при необходимости коррекции выработки электроэнергии на нескольких ГЭС.

Несмотря на то что коррекция отклонения фактической выработки электроэнергии от плановой является важным условием эффективной и надежной работы Единой энергетической системы (ЕЭС) России, существующие методы ее реализации несовершенны и обладают рядом недостатков. Поэтому возникла необходимость разработки алгоритма адаптивного слежения за интегральными показателями запланированной выработки ГЭС в целях корректировки разрешенного диапазона задания величины вторичной мощности в алгоритме работы ЦС (ЦКС) АРЧМ.

Для совершенствования применяемых методов разработан алгоритм коррекции отклонения суточной выработки объектов ЦС (ЦКС) АРЧМ (далее – алгоритм).

### **Описание алгоритма коррекции**

Суть алгоритма заключается в ином принципе распределения задания регулятора АРЧМ между ЭО, подключенными к ЦС (ЦКС) АРЧМ. Стандартно задание регулятора распределяется между подключенными к ЦС (ЦКС) АРЧМ ЭО пропорционально заданным для них коэффициентам долевого участия (КДУ). Все подключенные к ЦС (ЦКС) АРЧМ ЭО можно разделить на две группы: объекты, для которых коррекция выработки электроэнергии разрешена (корректируемые ЭО), и объекты, для которых коррекция запрещена. В первую очередь задание регулятора будет распределяться между ЭО, для которых коррекция разрешена, если таким образом все задание регулятора распределить не удастся, остаток будет распределен между ЭО, для которых коррекция не производится.

Распределение задания регулятора АРЧМ между корректируемыми ЭО производится в соответствии с логикой работы алгоритма, а распределение задания между некорректируемыми ЭО производится в соответствии с их КДУ.

Каждую секунду регулятор формирует задание для подключенных к ЦС (ЦКС) АРЧМ ЭО на разгрузку или загрузку в зависимости от знака небаланса в ЭС. Логика распределения задания регулятора АРЧМ состоит в распределении задания на разгрузку среди ГЭС, у которых выработка больше плановой и которые требуется разгрузить для уменьшения отклонения выработки. Аналогично задания на загрузку распределяются среди ГЭС, у которых выработка меньше плановой. При этом ГЭС, которым требуется разгрузка, в этот момент не получают задание на загрузку, и наоборот.

При таком распределении в каждый момент времени возможны два варианта: задание регулятора АРЧМ на разгрузку/загрузку больше суммарной потребности изменения мощности ГЭС (для которых производится коррекция) на разгрузку/загрузку или задание меньше аналогичной суммарной потребности корректируемых ГЭС.

В первом случае после распределения УВ между корректируемыми ГЭС в соответствии с их потребностями остается нереализованный остаток УВ регулятора АРЧМ. Этот остаток будет распределен между некорректируемыми ЭО в соответствии с их КДУ.

Во втором случае распределение УВ регулятора АРЧМ между корректируемыми ГЭС производится или пропорционально отклонению выработки, или пропорционально потребности изменения мощности для коррекции, или пропорционально коэффициентам значимости.

При этом УВ определяется как разность желаемой и текущей мощности. Желаемая мощность ЭО  $P_{j\text{жел}}$  находится как мощность, при которой значение фактической выработки станет равным плановому значению через интервал времени  $T_{\text{пр}}$  – время прогноза, которое может задаваться произвольно.

В автоматическом режиме запуск алгоритма производится при превышении значения отклонения выработки ГЭС заданной пороговой величины на запуск. Вместе пороговые величины на запуск для положительного и отрицательного отклонений образуют зону нечувствительности на запуск (ЗН3), индивидуальную для каждой корректируемой ГЭС.

Аналогичным образом определены пороговые значения для останова коррекции, образующие зону нечувствительности на останов (ЗНО), также индивидуальную для каждой корректируемой ГЭС. Чтобы избежать предпосылок возникновения нового отклонения вследствие отличия фактической и плановой мощности, прекращение действия алгоритма происходит при выполнении двух условий. Во-первых, если отклонение выработки уменьшилось до значения ЗНО. Во-вторых, если фактическая мощность равна плановой с заданной точностью.

ЗН3 и ЗНО являются настраиваемыми параметрами, поэтому позволяют задавать степень участия ГЭС в процессе коррекции выработки. Например, увеличив значение ЗН3, можно отодвинуть автоматический запуск алгоритма в область большего отклонения выработки.

Цикл работы алгоритма определяется циклом выдачи УВ регулятора АРЧМ (1 с). На рис. 1 представлена блок-схема алгоритма. Для упрощенного представления алгоритма на ней не показаны проверки на отсутствие блокировок, запрещающих выполнение коррекции, проводимых в начале и по мере работы алгоритма. Основные среди них – отсутствие срабатывания автоматического ограничения перетока активной мощности (АОП), на который ЭО оказывает влияние, достоверность используемых параметров, отсутствие длительного простоя ЭО, разрешение коррекции для ЭО, устанавливаемое вручную. При отсутствии запретов порядок действий на каждом цикле алгоритма следующий:

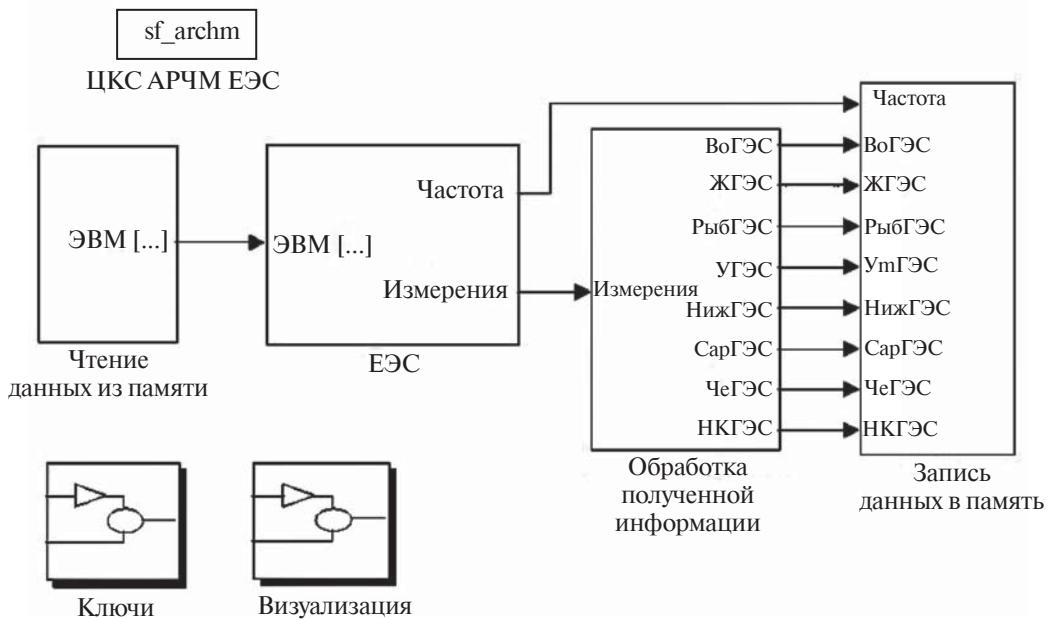
- 1) определяется фактическая выработка  $j$ -го ЭО на текущий момент времени  $W_{j\text{факт}}(t_{\text{тек}})$ ;
- 2) определяется плановая выработка  $j$ -го ЭО на текущий момент времени  $W_{j\text{план}}(t_{\text{тек}})$ ;
- 3) определяется прогнозируемая плановая выработка  $j$ -го ЭО через время прогноза  $W_{j\text{план}}(t_{\text{тек}} + T_{\text{пр}})$ ;
- 4) определяется желаемое значение мощности  $j$ -го ЭО:

$$P_{j\text{жел}} = (W_{j\text{план}}(t_{\text{тек}} + T_{\text{пр}}) - W_{j\text{факт}}(t_{\text{тек}})) / T_{\text{пр}}; \quad (1)$$

- 5) определяется желаемое изменение мощности (ЖИМ)  $j$ -го ЭО:

$$\text{ЖИМ}_j = P_{j\text{жел}} - P_{j\text{тек}}, \quad (2)$$

где  $P_{j\text{тек}}$  – текущая мощность  $j$ -го ЭО;



**Рис. 1.** Структурная схема модели

6) определяются роли ЭО, подключенных к ЦС (ЦКС) АРЧМ. Алгоритмом предусмотрены следующие роли:

- корректируемый ЭО с заданным КДУ, не равным нулю;
  - корректируемый ЭО с заданным КДУ, равным нулю;
  - балансирующий ЭО (с заданным КДУ, не равным нулю, без реализации для него коррекции выработки);

7) осуществляется разделение ЭО на группы с учетом роли ЭО, а также совпадения направления действия его ЖИМ и УВ регулятора АРЧМ (загрузка/разгрузка). Алгоритмом предусмотрены следующие группы:

I группа – корректируемые ЭО с заданным КДУ, не равным нулю, с ЖИМ, совпадающим по направлению с УВ регулятора АРЧМ;

II группа – корректируемые ЭО с заданным КДУ, не равным нулю, с ЖИМ, не совпадающим по направлению с УВ регулятора АРЧМ;

III группа – балансирующие ЭО;

IV группа – корректируемые ЭО с заданным КДУ, равным нулю, с ЖИМ, совпадающим по направлению с УВ регулятора АРЧМ;

8) определяются суммарные ЖИМ (при этом производится контроль и ограничение по наличию регулировочных диапазонов и максимально допустимой скорости изменения мощности на объекте) для I и IV группы, их сумма, а также суммарное возможное изменение мощности (ресьор) III группы;

9) сумма ЖИМ I и IV группы ЖИМ<sub>сумI,IV</sub> сравнивается с суммарным УВ регулятора АРЧМ УВ<sub>per</sub>;

9.1) если  $\text{ЖИМ}_{\text{сумI,IV}} < \text{УВ}_{\text{пер}}$ , то остаток  $\text{УВ}_{\text{пер}} - \text{ЖИМ}_{\text{сумI,IV}}$  остающийся после распределения между корректируемыми ГЭС, сравнивается с суммарным возможным изменением мощности III группы (балансирующие ЭО);

9.1.1) если остаток возможно распределить:

- ЖИМ раздается объектам I и IV группы;
- осуществляется распределение оставшегося задания  $\text{УВ}_{\text{пер}} - \text{ЖИМ}_{\text{сумI,IV}}$  между ЭО III группы согласно их заданным КДУ;

9.1.2) если остаток распределить не удается:

- осуществляется загрузка балансирующих ЭО по максимуму;
- производится раздача (с учетом ограничений) оставшегося задания ЭО I и IV групп;
- если тем не менее еще остается нереализованной доля УВ регулятора АРЧМ, то она раздается ЭО II группы обратно пропорционально их ЖИМ. Другими словами, в этом случае для достижения требования полной реализации УВ регулятора АРЧМ алгоритм увеличит отклонение выработки ЭО II группы;

9.2) если  $\text{ЖИМ}_{\text{сумI,IV}} \geq \text{УВ}_{\text{пер}}$ , то выполняется распределение задания между ЭО I и IV групп одним из трех предусмотренных способов:

9.2.1) пропорционально величине ЖИМ. На корректируемую ГЭС выдается не полное желаемое воздействие, а уменьшенное пропорционально отношению  $\text{УВ}_{\text{пер}} / \text{УВ}_{\text{кор}}$ ;

9.2.2) по заданным для такой ситуации коэффициентам значимости;

9.2.3) пропорционально отклонению выработки ЭО от плана.

Вариативность принятого в алгоритме распределения задания регулятора АРЧМ обеспечивает высокое качество регулирования, поскольку позволяет раздать максимально возможное суммарное воздействие. Даже в случае ограничения приращения задания регулятора АРЧМ для ЭО максимальной скоростью происходит перераспределение нереализованного приращения между остальными регулирующими станциями, чего не происходит при стандартном распределении согласно КДУ.

## Тестирование алгоритма

Проверка работы алгоритма проведена с помощью средств компьютерного моделирования. В качестве инструмента был выбран пакет визуально-ориентированного программирования «Simulink» матричной системы «MATLAB». Для тестирования алгоритма была создана модель, представленная на рис. 1. Она моделирует ЕЭС как объект управления ЦКС АРЧМ [4].

Блок «ЦКС АРЧМ ЕЭС» представляет собой интегрированный в «Simulink» вычислительный модуль (ВМ) унифицированного программного обеспечения ЦС (ЦКС) АРЧМ, реализующего выдачу УВ регулятора, одним из приложений которого и является разработанный алгоритм. Поскольку ВМ взаимодействует только со структурами данных в памяти компьютера, то для обмена данными между ВМ и моделью ЭС были созданы блоки «Чтение данных с памяти» и «Запись данных в память».

В процессе работы модели выходное УВ как задание вторичной мощности (ЗВМ) от ВМ через блок «Чтение данных с памяти» поступает в блок ЕЭС, в котором моделируется отработка задания ЦКС АРЧМ регулирующими станциями и реакция ЭС на различные возмущения (изменение мощности станций, нагрузки потребителей). Выходная реакция ЭС, определяемая изменением частоты, а также параметры

регулирующих станций через блок «Запись данных в память» поступают на вход ВМ ЦКС АРЧМ. Таким образом, осуществляется циклическое взаимодействие (с периодичностью одна модельная секунда) ВМ и математической модели ЕЭС. При этом для часовного процесса время моделирования, отражающее затраты времени ЭВМ на его проведение, составляет порядка 2 минут.

В блоке «Обработка полученной информации» формируются отчетные данные, требующие дополнительных вычислений. Блок «Ключи» предназначен для управления разрешением/запретом коррекции выработки каждой из моделируемых ГЭС. Результаты моделирования отображаются с помощью виртуальных осциллографов, расположенных в блоке «Визуализация».

Эффективность разработанного алгоритма можно рассмотреть на примере модели ЦКС АРЧМ с подключенными под ее централизованное управление четырьмя моделируемыми ГЭС<sup>1</sup>: Волжской, Жигулевской, Рыбинской и Угличской. В зависимости от количества корректируемых станций, для которых выполнялась коррекция, исследовалось несколько сценариев моделирования работы ГЭС:

- 1) регулирование частоты в ЕЭС при подключенных к централизованному управлению четырех ГЭС без коррекции выработки;
- 2) регулирование частоты в ЕЭС при подключенных к централизованному управлению четырех ГЭС с коррекцией выработки на Волжской ГЭС;
- 3) регулирование частоты в ЕЭС при подключенных к централизованному управлению четырех ГЭС с коррекцией выработки на Волжской, Рыбинской и Угличской ГЭС.

Для воспроизведения наиболее приближенного к действительности режима работы ЕЭС в качестве исходных данных для моделирования и настройки ЦКС АРЧМ были использованы архивные данные значений частоты с сервера оперативно-информационного комплекса (ОИК) СК-2007 [5] за 20.02.2015 г. в интервале времени с 8:00 до 20:00.

В первом сценарии УВ регулятора на все станции приходит пропорционально заданным для них КДУ. Рассматриваемый сценарий считается базовым для оценки других опытов, в которых рассматривается работа алгоритма.

Сценарий 1 позволяет также оценить степень соответствия построенной модели поведению ЕЭС, в частности, на рис. 2 приведены наложенные друг на друга архивные значения частоты в ЕЭС за рассматриваемый период (взятые из ОИК) и значения частоты, полученные при моделировании. Практическое совпадение графиков указывает на адекватность модели реальной ЕЭС. Имеющиеся отклонения в конце 7-го часа и в начале 11-го часа вызваны неучитываемым в модели вмешательством диспетчера.

Во втором сценарии производится коррекция выработки Волжской ГЭС, и УВ на нее определяется алгоритмом. Для Жигулевской, Рыбинской и Угличской ГЭС коррекция выработки не производится, и эти ГЭС выступают в роли балансирующих. Для Волжской ГЭС границы ЗНЗ по отклонению фактической выработки от плановой приняты  $\pm 10 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$ , а для ЗНО  $\pm 2 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$ . При прекращении коррекции выработки на Волжской ГЭС распределение УВ осуществляется согласно КДУ.

<sup>1</sup>Названия ГЭС являются обозначением моделируемых станций.

Результаты моделирования данного сценария в сравнении с базовым представлены на рис. 3, 4. Значения частоты в ЕЭС для сценария 2 практически не отличаются от сценария 1, из чего следует, что работа алгоритма не ухудшает качество регулирования частоты в ЕЭС.

Работа алгоритма для Волжской ГЭС наглядно иллюстрируется нижним графиком на рис. 4. В соответствии с исходными данными у Волжской ГЭС в начале моделирования имеется положительное отклонение фактической выработки (799 МВт·ч),

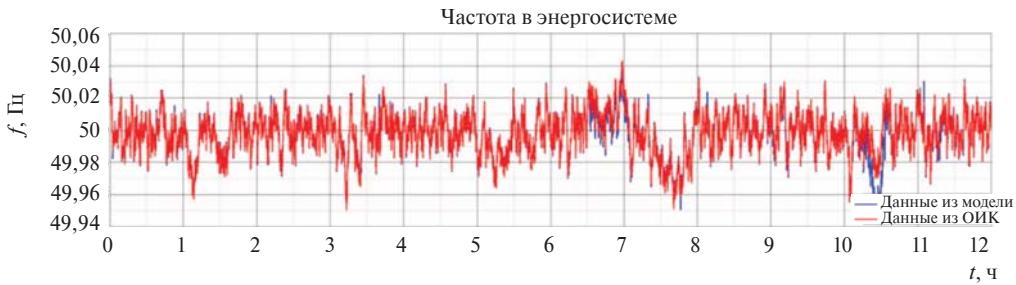


Рис. 2. Изменение частоты в ЕЭС по сценарию 1

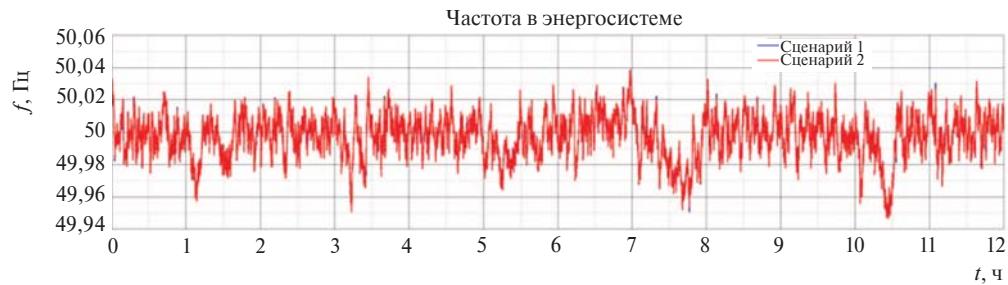


Рис. 3. Изменение частоты в ЕЭС по сценарию 2

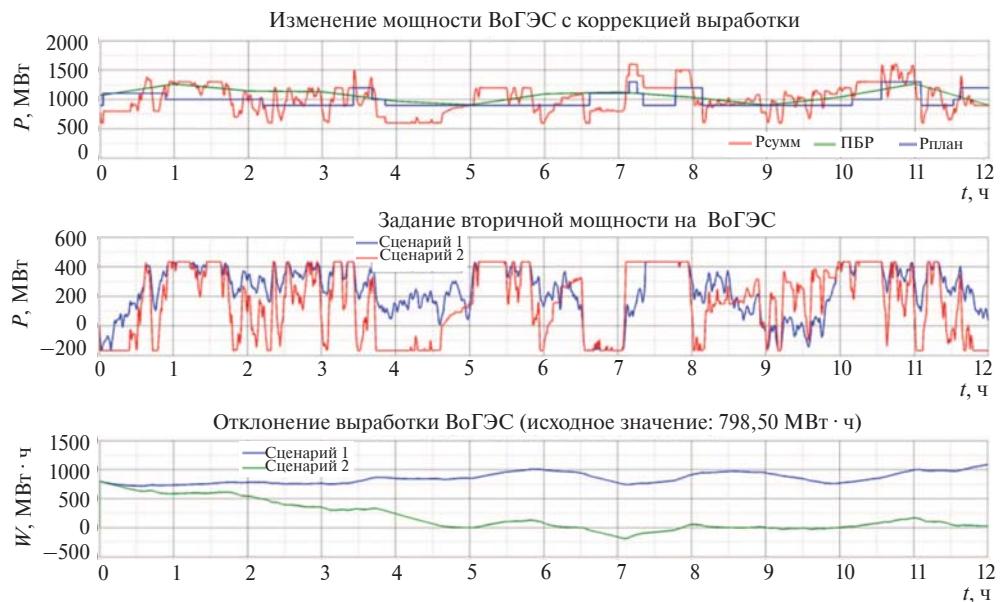


Рис. 4. Изменение мощности, задание вторичной мощности и отклонение фактической выработки Волжской ГЭС по сценарию 2

которое постепенно под действием алгоритма к концу 5-го часа полностью компенсируется. В результате действия алгоритма задание вторичной мощности, поступающее на Волжскую ГЭС (средний график на рис. 4), в сравнении с базовым сценарием стало наглядно преобладать в сторону разгрузки. Однако по максимуму разгружать Волжскую ГЭС не позволяют балансирующие станции, так, как когда балансирующие ЭО достигают своего ограничения в сторону загрузки, УВ в целях поддержания качества регулирования начинает поступать также и на Волжскую ГЭС.

В конце 5-го часа действие алгоритма прекращается, после чего он переходит в стадию контроля, периодически включаясь при превышении отклонением выработки уровня ЗН3 (в конце 6-го, в начале 7-го и 11-го ч).

В третьем сценарии одновременно корректируется выработка для Волжской, Рыбинской и Угличской ГЭС, УВ на эти станции определяются алгоритмом. Границы ЗН3 и ЗНО по отклонению фактической выработки от плановой приняты для всех ГЭС такими же, как и во втором сценарии.

Результаты моделирования данного сценария в сравнении с базовым представлены на рис. 5–9. Практическое совпадение графиков изменения частоты для сценария 3 и 1 (см. рис. 5) указывает на то, что качество регулирования не ухудшается и при использовании алгоритма коррекции для управления несколькими станциями (в рамках сценария – тремя).

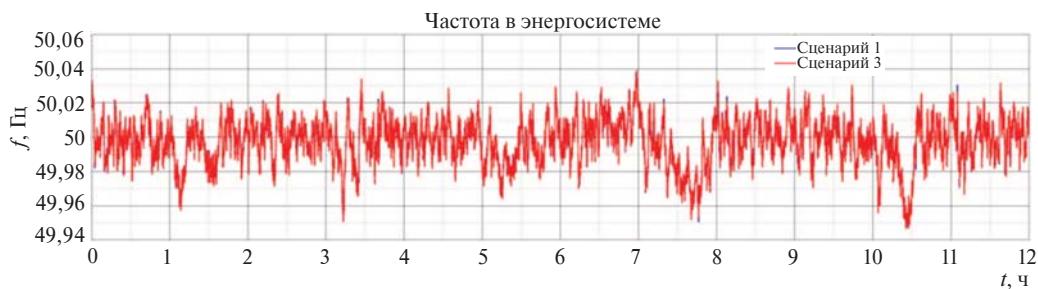


Рис. 5. Изменение частоты в ЕЭС по сценарию 3

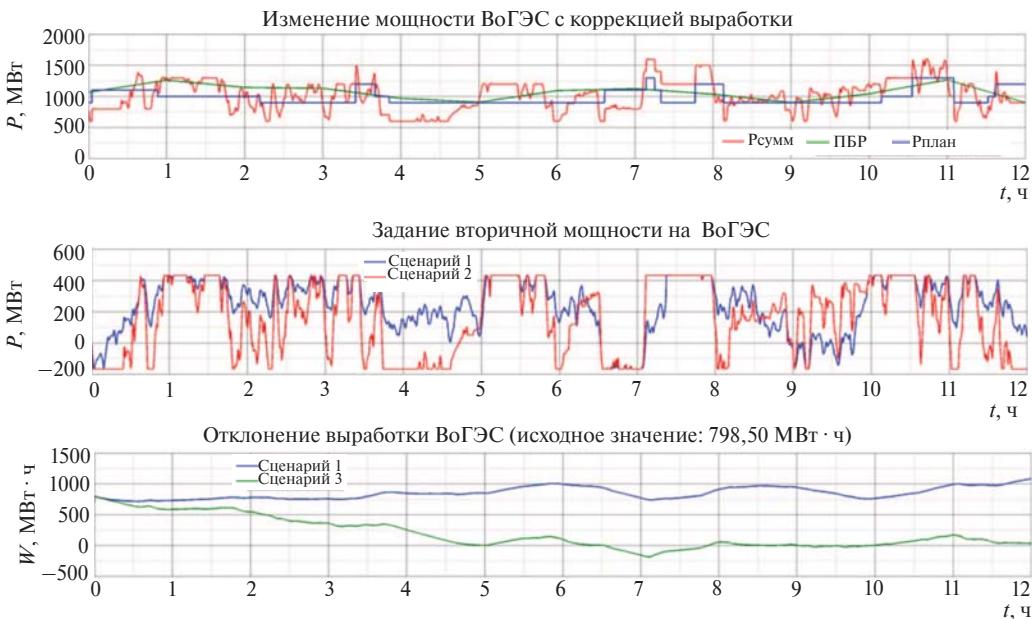


Рис. 6. Изменение мощности, задание внеплановой мощности и отклонение фактической выработки Волжской ГЭС по сценарию 3

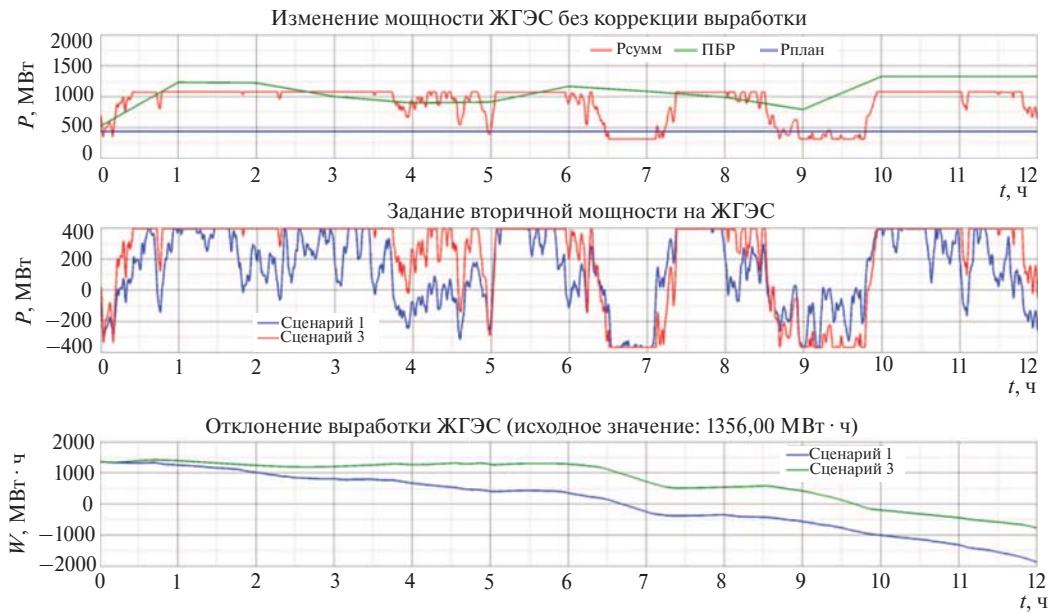


Рис. 7. Изменение мощности, задание внеплановой мощности и отклонение фактической выработки Жигулевской ГЭС по сценарию 3

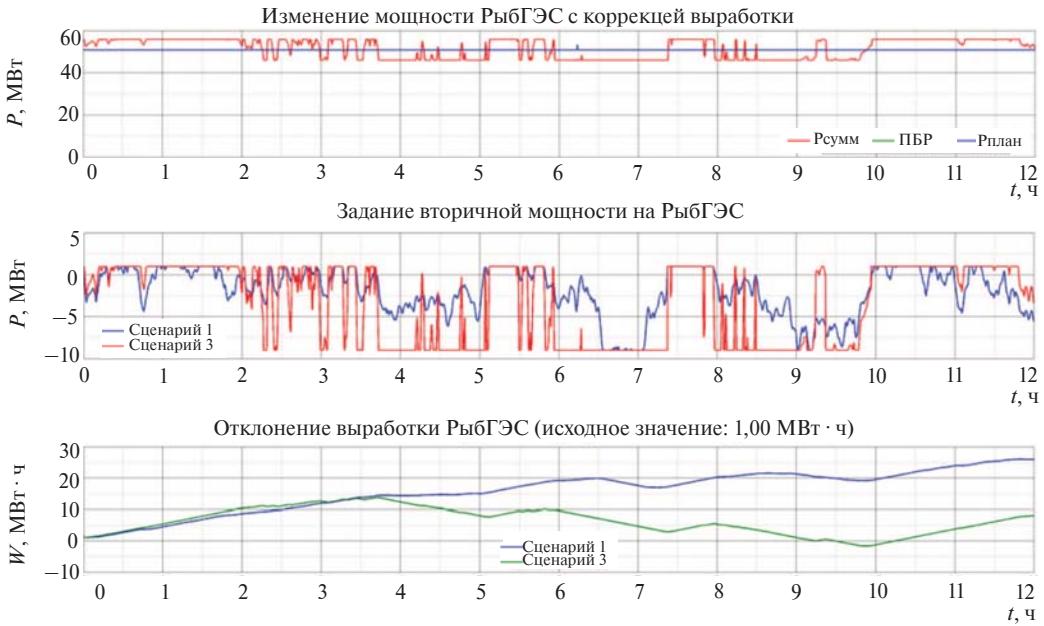
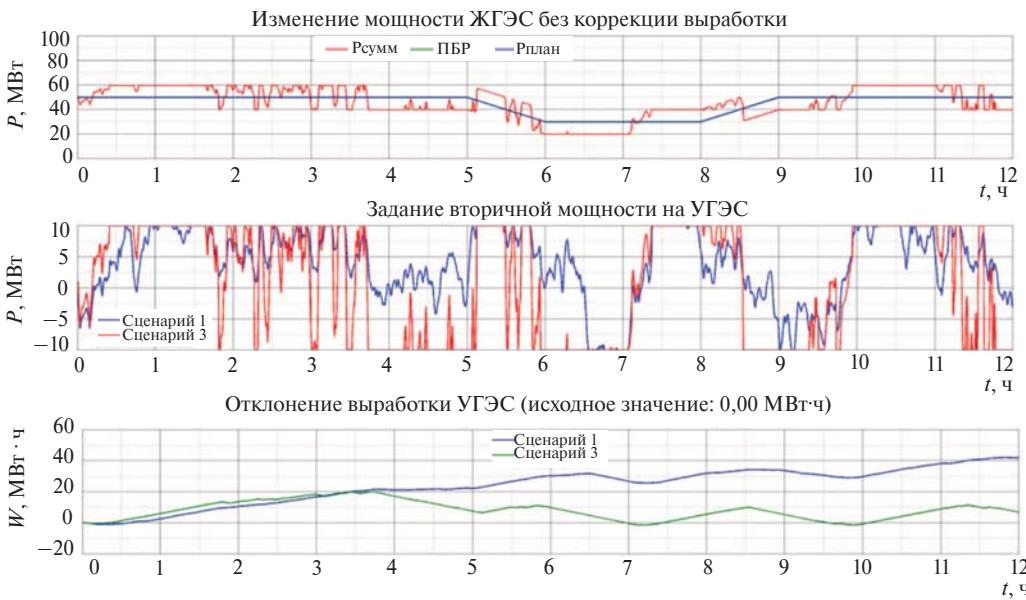


Рис. 8. Изменение мощности, задание внеплановой мощности и отклонение фактической выработки Рыбинской ГЭС по сценарию 3

Работа алгоритма для Волжской, Рыбинской и Угличской ГЭС хорошо видна из нижних графиков на рис. 6, 8, 9. Изначально отклонение фактической выработки от плановой компенсируется в основном на Волжской ГЭС и только потом на Рыбинской и Угличской станциях. Вызвано такое изменение выработки на ЭО выбранным способом распределения воздействия регулятора в алгоритме. Воздействие распределяется между ГЭС пропорционально отклонению фактической выработки, в связи с чем практически все задание распределяется на Волжскую ГЭС.



**Рис. 9.** Изменение мощности, задание внеплановой мощности и отклонение фактической выработки Угличской ГЭС по сценарию 3

И только по мере приближения отклонения выработки Волжской ГЭС к соизмеримым значениям для Рыбинской и Угличской ГЭС заметна коррекция выработки данных станций. В результате отклонение выработки Волжской ГЭС компенсируется к концу 5-го часа, Угличской – к концу 7-го часа, а Рыбинской – к началу 10-го часа. По завершении алгоритма он переходит в стадию контроля, периодически включаясь при превышении уровня ЗНЗ. Отклонение выработки при этом находится в заданных пределах.

Из графиков задания вторичной мощности (средние графики на рис. 6–9) видно различие моделируемых значений внеплановых мощностей всех станций, в особенности корректируемых, вызванное другим распределением задания внеплановой мощности регулятора частоты под действием алгоритма.

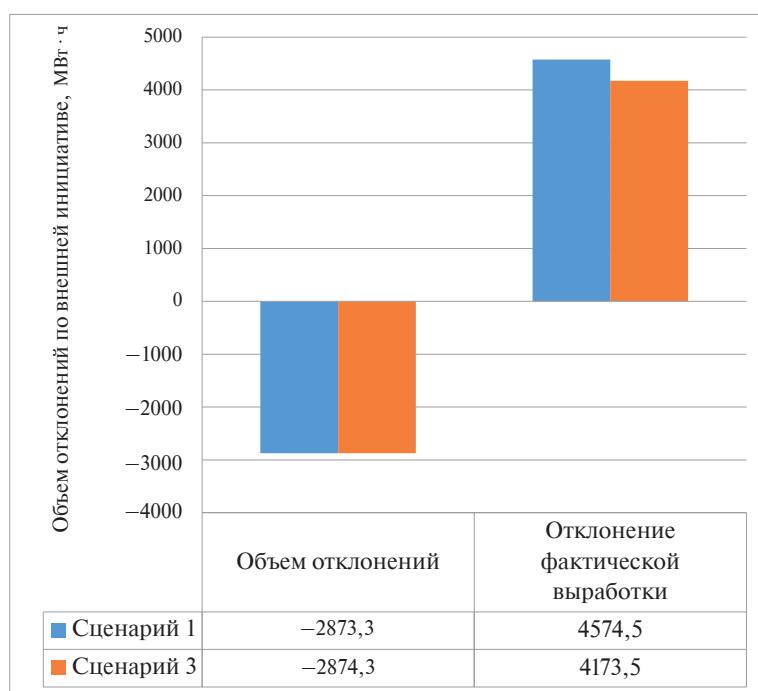
Одним из основных принципов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике является обеспечение экономической эффективности оперативных диспетчерских команд и распоряжений, оптимизация режимов работы Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем по критерию минимизации суммарных затрат покупателей электрической энергии. В условиях рынка электроэнергии определена система «штрафов» и «премий», стимулирующая участников рынка к точному исполнению планового потребления и производства электроэнергии.

Вместе с тем фактическое потребление электроэнергии всегда отличается от планового потребления электроэнергии.

Отклонения фактического потребления от планового квалифицируются собственными или внешними инициативами. Собственная инициатива возникает по причине действий участника рынка (потребителя или поставщика), внешняя инициатива (ИВ) – в результате команд Системного оператора или аварии, приведшей к вынужденному изменению режима производства или потребления электроэнергии. Поскольку по правилам премируются участники БР, максимально точно выполняющие команды

Системного оператора, то для минимизации суммарных затрат покупателей электрической энергии Системному оператору желательно минимизировать количество ИВ.

На рис. 10 представлены данные, показывающие суммарный объем отклонений выработки и объем отклонений по внешней инициативе для сценариев 1 и 3. В результате коррекции трех ГЭС суммарный объем отклонений выработки (сумма по модулю) уменьшился на 401 МВт·ч. В свою очередь, близкие значения алгебраической суммы отклонений по внешней инициативе для первого и третьего сценария свидетельствуют о равенстве суммарного вторичного задания мощности, выдаваемого ЦС (ЦКС) АРЧМ в том и другом случае, подтверждая обеспечение требуемого качества регулирования, другими словами, в процессе работы алгоритма суммарный объем внешних инициатив не увеличивается.



**Рис. 10.** Объем отклонений по внешней инициативе

## Выводы

Проведенный анализ контроля отклонения выработки показал его важность, а также выявил несовершенство используемых способов коррекции выработки в ЕЭС России.

Одним из методов совершенствования существующих способов является разработанный алгоритм. Проведенные исследования на верифицированной модели показали эффективность использования алгоритма для нескольких станций.

Использование алгоритма позволяет качественнее выполнять диспетчерские графики, которые учитывают ограничения на расход воды, и, как следствие, повысить стабильность и оптимальность использования гидроресурсов.

В свою очередь, более качественное выполнение диспетчерского графика позволит повысить экономическую эффективность и надежность работы ЕЭС России.

### **Список литературы**

1. *Андреев А. В., Лившиц Г. Н., Машанский А. М., Пономарева А. Н., Сафонов А. Н.* Иерархическая система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности ЕЭС России // Энергосистемы и электрические сети. 2010. № 3. С. 43–51.
2. Методические указания по оценке влияния гидротехнических сооружений на окружающую среду. РД 153-34.2-02.409-2003. – СПб: ОАО «ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева» и ОАО «Ленгидропроект», 2003.
3. Некоммерческое партнерство «Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью». Основные принципы модели оптового рынка электрической энергии и мощности. 2011. 15 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www.np-sr.ru/n/SR\\_0V011861](http://www.np-sr.ru/n/SR_0V011861) (дата обращения: 29.06.2015).
4. *Алексеев С. В., Копылов И. Б., Машанский А. М.* Описание энергообъединения как объекта управления для САУЧМ // Электричество. 1976. № 9. С. 23–30.
5. Монитор Электрик. Оперативно-информационный комплекс СК-2007: брошюра. 2014. 48 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.monitel.ru/files/downloads/products/Broshyura%20-%20CK-2007C.pdf> (дата обращения: 29.06.2015).

*Волошин Максим Владимирович*, главный специалист отдела режимной автоматики службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики Системного оператора Единой энергетической системы (ОАО «СО ЕЭС»).

E-mail: voloshin-mv@so-ups.ru

*Демидов Александр Александрович*, главный специалист отдела режимной автоматики службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики Системного оператора Единой энергетической системы (ОАО «СО ЕЭС»).

E-mail: demidov-aa@so-ups.ru

УДК 621.316

А. Х. Есипович, Д. А. Кабанов

## Технология настройки цифровых АРВ сильного действия отечественной структуры

---

В ОАО «НТЦ ЕЭС» более 10 лет успешно применяется методика выбора параметров настройки АРВ сильного действия для синхронных генераторов крупных электростанций с использованием цифровой модели энергосистемы и программного комплекса «WinOblast». Методика основана на анализе режимных частотных характеристик и обеспечивает выбор оптимальных параметров настройки АРВ сильного действия в смысле принятого критерия качества. В статье приведено описание этой методики на примере выбора параметров настройки регулятора возбуждения типа AVR-3МТ для бесщеточной системы возбуждения турбогенератора № 1 Ленинградской АЭС-2.

*Ключевые слова:* АРВ сильного действия, параметры настройки, цифровая модель, оптимизация, режимная частотная характеристика, критерий качества.

В современных условиях для устойчивой параллельной работы электростанций ЕЭС России необходимо обеспечить высокую точность поддержания напряжения в системообразующей сети. Этого можно достичь при выборе значений коэффициентов усиления АРВ по напряжению ( $K_{0U}$ ) на уровне порядка 150–250 е.в.н./е.н.с. Вместе с тем при таких значениях  $K_{0U}$  возникает колебательная неустойчивость, которую невозможно устранить даже путем значительного увеличения коэффициентов усиления по производным режимным параметров [1]. Но и при установленных в аналоговых АРВ сильного действия значениях  $K_{0U} = 50$  е.в.н./е.н.с. в ряде схемно-режимных условий для сохранения колебательной устойчивости требуется введение коэффициентов усиления по производным режимным параметров, значения которых больше, чем реализованный диапазон регулирования (например, для условий работы Усть-Илимской ГЭС в ОЭС Сибири или Кольской АЭС в ОЭС Северо-Запада [2]). Установка же таких больших коэффициентов усиления вызывает повышение уровня высокочастотных пульсаций выходного сигнала АРВ, которые оказывают неблагоприятное влияние на работу тиристорного преобразователя.

Теоретические исследования [3], опыт эксплуатации АРВ сильного действия и конструкторские проработки позволили разрешить противоречие между необходимостью увеличения  $K_{0U}$  и обеспечением колебательной устойчивости за счет параметрической адаптации канала регулирования напряжения к частоте колебаний в энергосистеме, т. е. путем замены традиционного для аналоговых АРВ сильного действия пропорционально-дифференциального закона регулирования напряжения пропорционально-интегрально-дифференциальным (ПИД) законом регулирования. ПИД-закон регулирования напряжения, надежная аппаратная реализация которого стала возможна при переходе на микропроцессорную элементную базу, позволил реализовать частотно-зависимый коэффициент усиления  $K_{0U}$ , который в стационарных режимах может быть очень высоким (вплоть до бесконечности), что обеспечивает практически астатическое поддержание напряжения в точке регулирования, а при возникновении низкочастотных колебаний – низким, что улучшает условия колебательной устойчивости системы.

Последнее свойство ПИД-закона регулирования напряжения позволяет обеспечить одновременно и высокий статизм поддержания напряжения, и требуемые уровни колебательной устойчивости при значительно меньших значениях коэффициентов усиления каналов регулирования по отклонению и первой производной по времени частоты напряжения по сравнению с АРВ сильного действия типа АРВ-СД и АРВ-СДП1. Более того, для обеспечения наилучших условий демпфирования ПИД-закон регулирования напряжения позволяет выполнять оптимизацию всех параметров ПИД-регулятора (коэффициенты усиления по отклонению напряжения и его первой производной по времени, а также постоянная времени интегрирования) по какому-либо из принятых критериев качества.

Эти новые возможности реализованы в разработанной в ОАО «НТЦ ЕЭС» методике выбора настройки цифровых АРВ сильного действия отечественной структуры в эталонных цифровых моделях энергосистем. При этом для расчетов электромеханических переходных процессов используется эталонная модель в среде программного комплекса (ПК) «EUROSTAG» [4, 5], а оптимизация настроек ПИД-регулятора напряжения и каналов стабилизации выполняется в состыкованном с этим комплексом ПК «WinOblast» [6], являющимся новой версией ПК «Область» [7, 8], разработанного в ОАО «НТЦ ЕЭС» в 80-х гг. XX в.

Рассмотрим эту методику на примере выбора оптимальных параметров настройки регулятора возбуждения типа AVR-3МТ для бесщеточной системы возбуждения турбогенератора № 1 Ленинградской АЭС-2 (ЛАЭС-2) на этапе ввода энергоблока № 1, который выполнялся перед проверкой параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов ЛАЭС-2<sup>1</sup> на физической модели энергосистемы в соответствии с требованиями СТО 59012820.29.160.20.001-2012 [9].

Для выполнения работы была подготовлена эталонная цифровая модель объединенной энергосистемы Северо-Запада в среде ПК «EUROSTAG», включающая 8949 узлов, 12 315 ветвей и 703 генератора. Выбор оптимальных параметров настройки в эталонной модели выполнялся для совокупности режимов, которые включали в себя планируемые характерные нормальные режимы в полной и ремонтной схемах выдачи мощности, послеаварийные режимы, возникающие в результате аварийных отключений сетевых элементов, и особые режимы, характеризующиеся работой генераторов с потреблением или незначительной выдачей реактивной мощности<sup>2</sup>.

Как известно, Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) России представляет собой энергообъединение, уникальное по протяженности и физическим свойствам. В нее входят объединенные энергосистемы (ОЭС), связь между которыми осуществляется по линиям, пропускная способность которых мала по сравнению с установленной мощностью региональных систем. Это обуславливает наличие в ЕЭС низкочастотных колебаний, которые возникают при значительной загрузке связей между объединенными энергосистемами или внутри отдельных ОЭС и при различных технологических нарушениях. Для эффективного демпфирования этих колебаний необходимо знать их частоты и амплитуды, исчерпывающую информацию о которых дает режимная частотная характеристика (РЧХ), получаемая расчетным

<sup>1</sup>Проверка выполнена для поэтапного ввода обоих энергоблоков ЛАЭС-2.

<sup>2</sup>Для этапа ввода энергоблока № 1 рассмотрено 20 электрических режимов.

путем в ПК «WinOblast» после обработки с помощью преобразования Фурье временной функции отклика системы на тестовое возмущение, подаваемое на дополнительный вход выходного сумматора АРВ [10].

Семейство режимных частотных характеристик для одного из характерных режимов ОЭС Северо-Запада<sup>3</sup> при различных настройках канала по отклонению напряжения ПИД-регулятора AVR-3МТ турбогенератора № 1 ЛАЭС-2, постоянной времени интегратора, равной 1 секунде, и нулевых настройках остальных каналов регулирования и стабилизации приведено на рис. 1. Из рассмотрения рисунка видно, что в энергосистеме Северо-Запада в районе ЛАЭС-2 наблюдаются три резонансные частоты, одна из которых (порядка 1 Гц) является «собственной», т. е. вызванной колебаниями валопровода энергоблока Ленинградской АЭС-2, а две другие (в диапазоне 0,2–0,5 Гц) являются «системными», т. е. вызванными колебаниями друг относительно друга групп движущихся синфазно генераторов, расположенных в различных концентрированных частях ЕЭС России и смежных энергосистем.

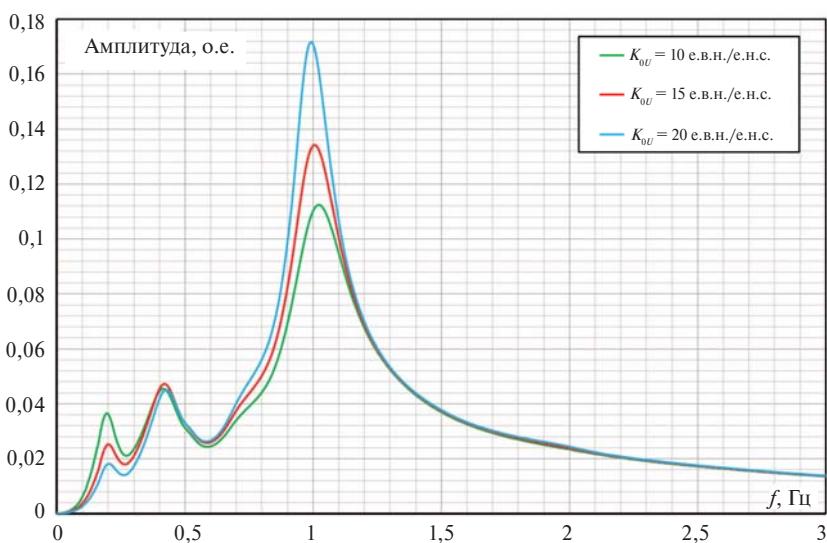
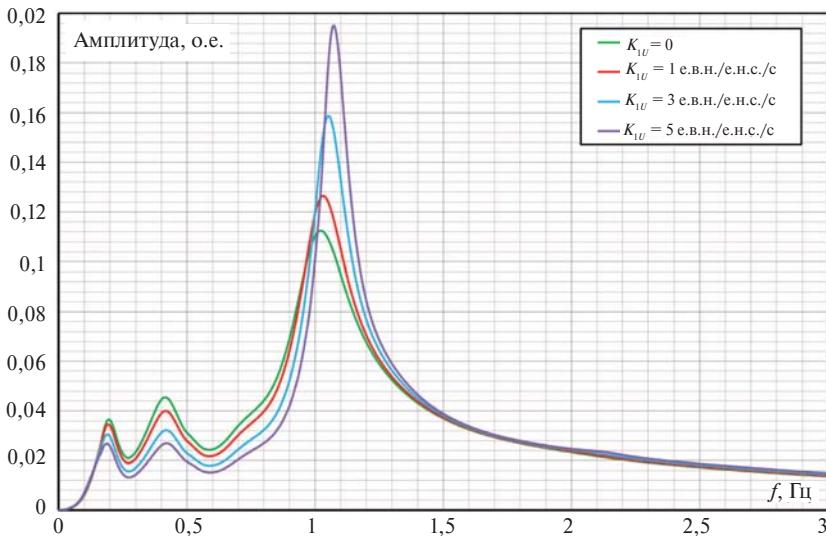


Рис. 1. Семейство РЧХ AVR-3МТ для различных значений  $K_{0U}$  генератора ЛАЭС-2 при  $K_{1U} = 0$  е.в.н./е.н.с./с,  $T_{\text{инт}} = 1$  с и выведенных каналах стабилизации

Анализ семейства РЧХ показывает, что изменение  $K_{0U}$  оказывает неоднозначное влияние на общий уровень колебательной устойчивости энергосистемы: снижение коэффициента усиления по отклонению напряжения ожидаемо снижает максимум РЧХ на «собственной» частоте колебаний, улучшая тем самым условия устойчивости параллельной работы генератора с энергосистемой, одновременно увеличивая максимумы на «системных» резонансных частотах, что негативно сказывается на общем уровне колебательной устойчивости. При этом ухудшение условий устойчивости на «системных» частотах при снижении  $K_{0U}$  связано прежде всего со снижением качества (увеличением статизма) поддержания напряжения в

<sup>3</sup>Нормальная схема, планируемый режим зимнего максимума нагрузки.

узлах нагрузки. Аналогичный неоднозначный эффект в данном случае наблюдается и при вариации коэффициента усиления дифференциального канала ПИД-регулятора (см. рис. 2): уменьшение этого коэффициента усиления положительно влияет только на качество демпфирования колебаний на «собственной» резонансной частоте, заметно повышая при этом максимумы амплитуды колебаний на «системных» частотах.

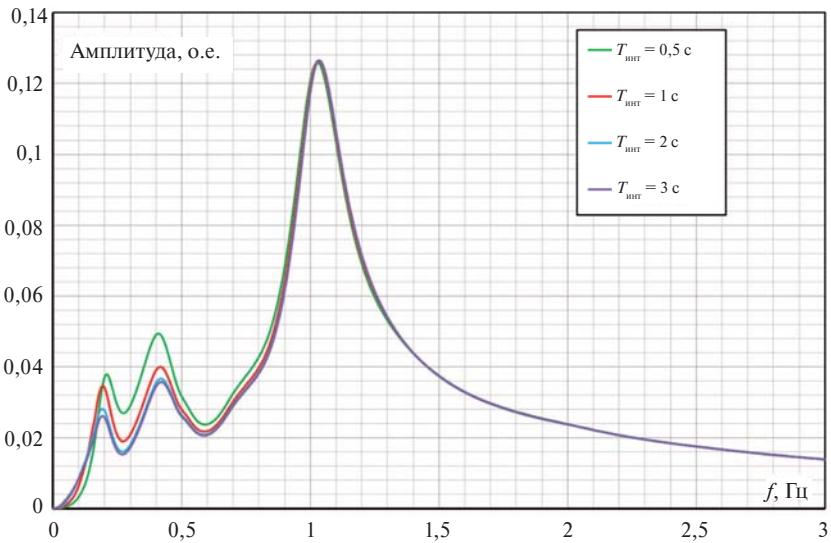


**Рис. 2.** Семейство РЧХ AVR-3МТ для различных значений  $K_{U}$  генератора ЛАЭС-2 при  $K_{0U} = 10$  е.в.н./е.н.с.,  $T_{\text{инт}} = 1$  с и выведенных каналах стабилизации

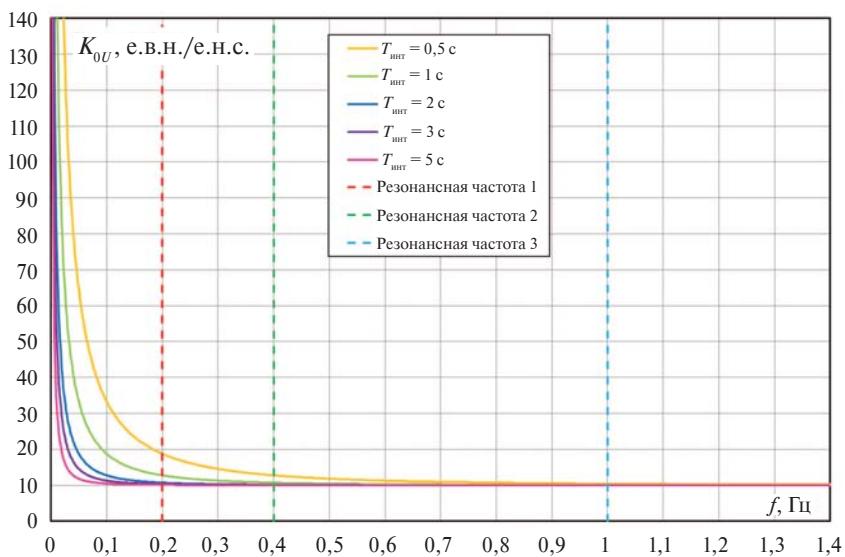
Увеличение постоянной времени интегрального канала (см. рис. 3) практически не влияет на максимум «собственной» резонансной частоты, однако позволяет заметно снизить максимумы на «системных» резонансных частотах. Для объяснения этого эффекта на рис. 4 приведены зависимости  $K_{0U}$  (для ПИД-регулятора AVR-3МТ) от частоты при выведенном дифференциальном канале и различных значениях постоянной времени интегратора. Из рисунка видно, что изменение  $T_{\text{инт}}$  приводит к заметному изменению  $K_{0U}$  в области «системных» резонансных частот. При этом значение  $K_{0U}$  на «собственной» резонансной частоте, близкой к 1 Гц, практически не меняется<sup>4</sup>. Таким образом, увеличение  $T_{\text{инт}}$  в данном случае полезно, так как оно снижает максимумы на «системных» частотах ОЭС Северо-Запада (рис. 5). Вместе с тем, как видно из рис. 4, увеличение  $T_{\text{инт}}$  до 2 секунд в данном случае оказывается достаточным, так как значение самой низкой «системной» частоты составляет порядка 0,2 Гц, а на этой частоте дальнейшее увеличение  $T_{\text{инт}}$ , как следует из рисунка, практически не приводит к изменению  $K_{0U}$ .

Основной функцией АРВ сильного действия является демпфирование колебаний в области «системных» и «собственных» резонансных частот, на которое

<sup>4</sup>Настройка для всех ПИД-регуляторов задается для частоты 1 Гц (в данном случае 10 е.в.н./е.н.с.).



**Рис. 3.** Семейство РЧХ AVR-3МТ для различных значений  $T_{\text{инт}}$  генератора ЛАЭС-2 при  $K_{0U} = 10 \text{ е.в.н./е.н.с.}$ ,  $K_{1U} = 1 \text{ е.в.н./е.н.с./с}$  и выведенных каналах стабилизации



**Рис. 4.** Частотные характеристики пропорционального канала AVR-3МТ для различных значений  $T_{\text{инт}}$  при  $K_{1U} = 0 \text{ е.в.н./е.н.с./с}$

изменение параметров ПИД-регулятора, как показано выше, оказывает разнонаправленное действие. Поэтому в качестве оптимального критерия эффективности рационально принять так называемый критерий «минимакс», обеспечивающий достижение минимального модуля амплитуды режимной частотной характеристики на резонансных частотах [11]. Оптимальные в смысле этого критерия параметры будут обеспечивать максимально возможное снижение амплитуд на всех резонансных частотах в заданном частотном диапазоне. Использование этого критерия

при настройке ПИД-регулятора позволяет выбрать настройку, обеспечивающую максимальные уровни колебательной устойчивости системы без применения каналов стабилизации, что, в свою очередь, позволяет заметно снизить удельный вес каналов стабилизации для обеспечения требуемого качества демпфирования и, соответственно, уменьшить величину высокочастотных пульсаций. Практика показывает, что такой подход позволяет обеспечить колебательную устойчивость практически во всем диапазоне эксплуатационных электрических режимов, включая режимы, характеризующиеся максимально допустимой загрузкой контролируемых сечений, без ввода каналов стабилизации.

После настройки параметров ПИД-регулятора следует перейти к настройке канала внутренней стабилизации по первой производной по времени тока ротора, которую тоже следует проводить по критерию «минимакс». Семейство РЧХ при различных значениях  $K_{1y}$  для выбранной настройки параметров ПИД-регулятора и выведенных каналах внешней стабилизации приведено на рис. 5. Из рисунка видно, что увеличение этого коэффициента позволяет значительно улучшить качество демпфирования на «собственной» резонансной частоте и практически не влияет на демпфирование «системных» резонансных частот.

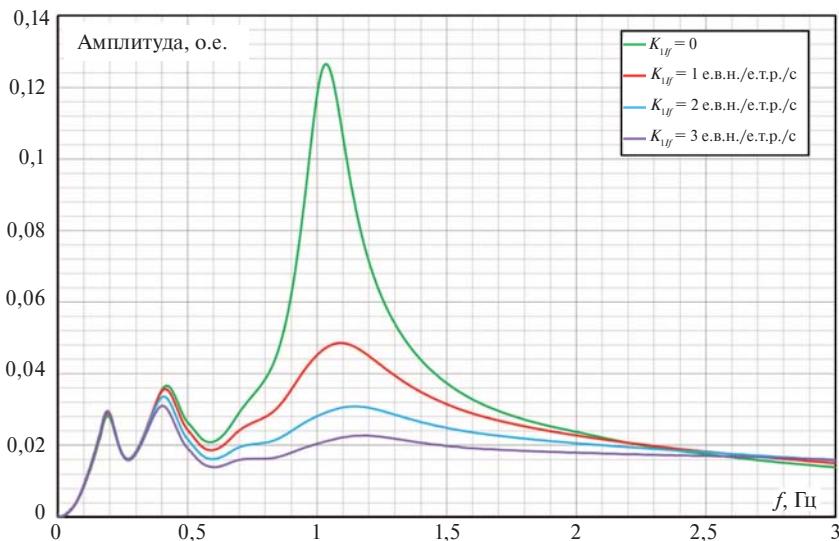


Рис. 5. Семейство РЧХ AVR-3МТ для различных значений  $K_{1y}$  генератора ЛАЭС-2 при  $K_{0U} = 10$  е.в.н./е.н.с.,  $K_{1U} = 1$  е.в.н./е.н.с./с,  $T_{\text{инт}} = 2$  с и выведенных каналах системной стабилизации

Выполнив таким образом настройку ПИД-регулятора и стабилизатора внутреннего движения по критерию обеспечения наилучшего качества демпфирования в данном диапазоне частот, необходимо произвести выбор оптимальных параметров настройки каналов системной стабилизации по частоте напряжения и ее первой производной по времени. Эта процедура подробно описана, например, в [8]. На рис. 6 представлены результатирующие РЧХ при оптимальных в смысле принятого критерия качества параметрах настройки AVR-3МТ с введенными и выведенными каналами системной стабилизации. Сравнение этих частотных характеристик показывает, что

критерий «минимакс» обеспечивает выбор наилучшей компромиссной настройки: для улучшения качества демпфирования «системных» резонансных частот демпфирование на «собственной» резонансной частоте несколько ухудшается по сравнению с выведенными каналами системной стабилизации.

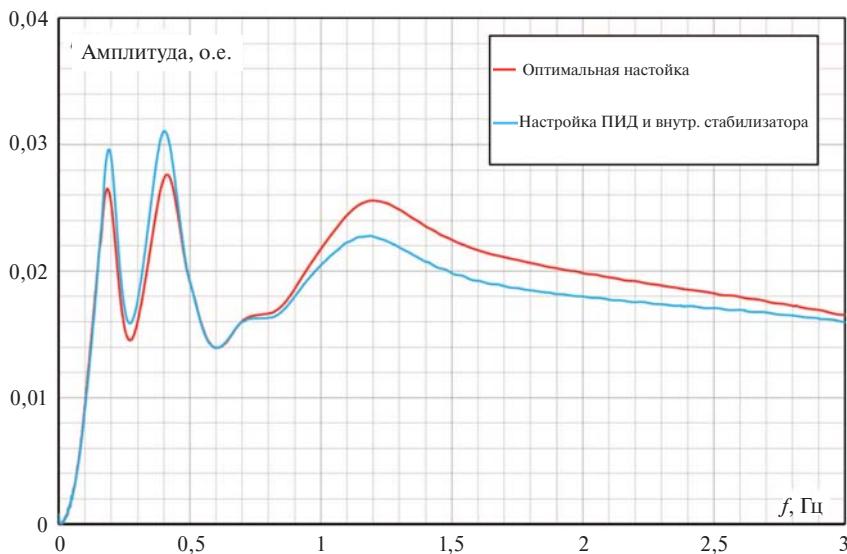
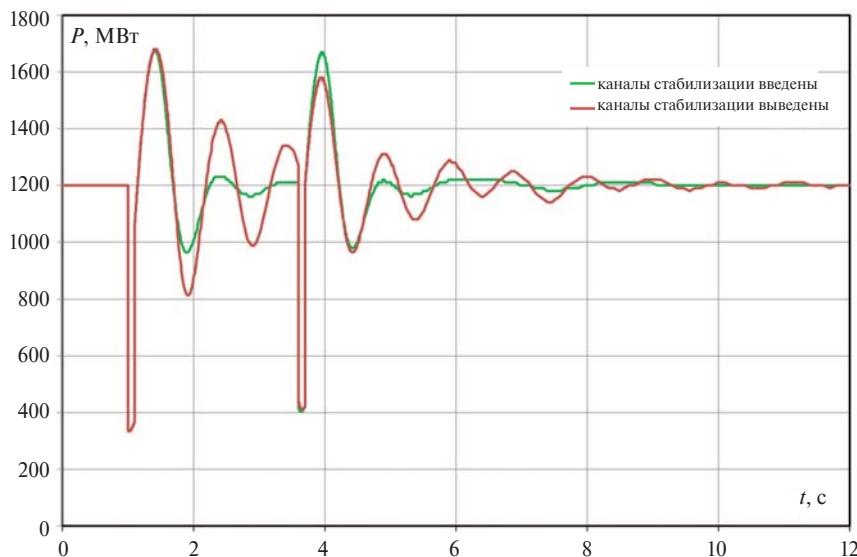


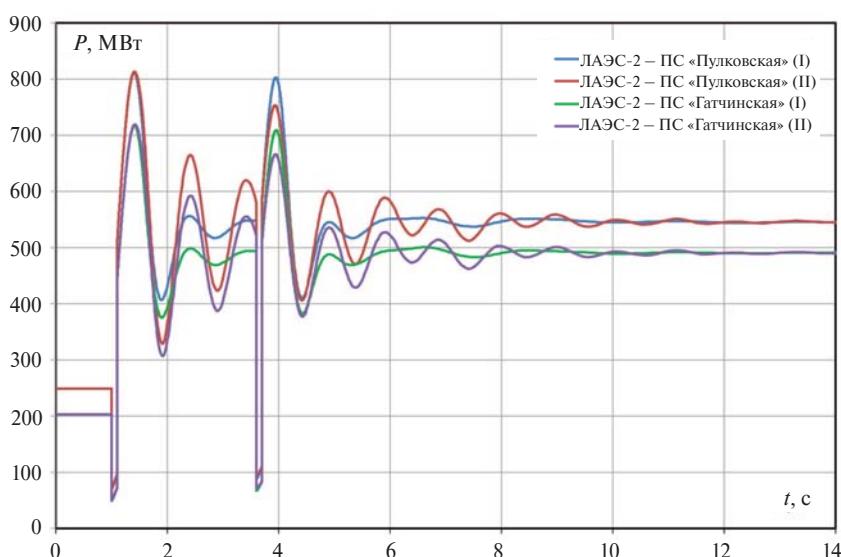
Рис. 6. РЧХ при оптимальных параметрах настройки AVR-3МТ с введенными и выведенными каналами системной стабилизации

Следует отметить, что оптимизация параметров настройки АРВ сильного действия выполняется для одного из базовых электрических режимов, выбор которого осуществляется путем сравнительного анализа режимных частотных характеристик, полученных для каждого из этих режимов. При этом для оптимизации выбирается режим, характеризующийся максимальной загрузкой контролируемых сечений, расположенных вблизи настраиваемого АРВ сильного действия и, как следствие, максимальными амплитудами РЧХ на резонансных частотах. Практика показывает, что такой подход позволяет обеспечить при выбранных параметрах настройки АРВ сильного действия эффективную стабилизацию параметров всей рассматриваемой совокупности электрических режимов.

Проверка эффективности полученных по описанной методике настроек выполнена путем моделирования расчетных возмущений узла ЛАЭС-2. Электромеханические переходные процессы при одном из расчетных возмущений (отключение ВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 – ПС «Кингисепп» действием основных защит при двухфазном коротком замыкании на землю вблизи шин ОРУ 330 кВ ЛАЭС-2 с неуспешным ТАПВ) в режиме зимнего максимума нагрузки, по которому выполнена оптимизация, приведены на рис. 7 и 8. На этих рисунках показано сравнение характера изменения активной мощности турбогенератора № 1 ЛАЭС-2, а также перетоков активной мощности по отходящим от шин ОРУ 330 кВ станции линиям электропередачи при введенных и выведенных каналах стабилизации AVR-3МТ. Из рисунков видно, что регулятор возбуждения AVR-3МТ с установ-

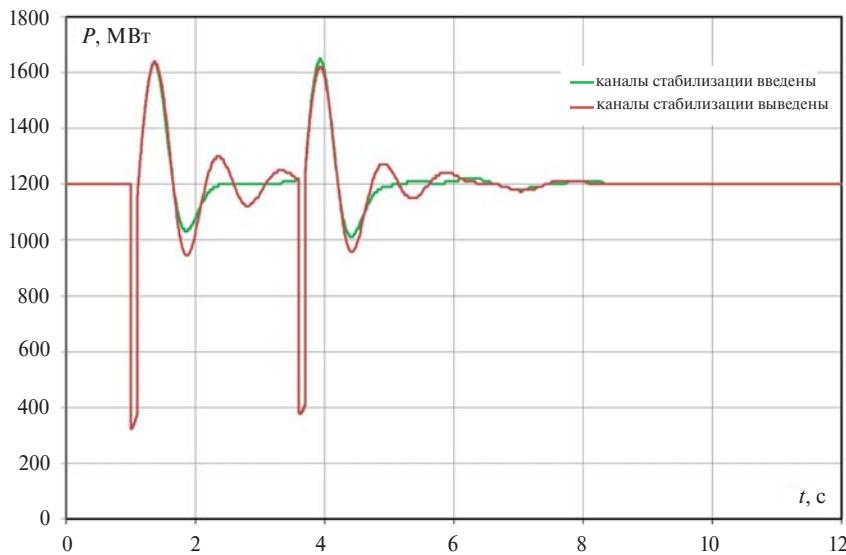


**Рис. 7.** Зимний максимум нагрузки.  
Изменение активной мощности турбогенератора блока № 1 ЛАЭС-2

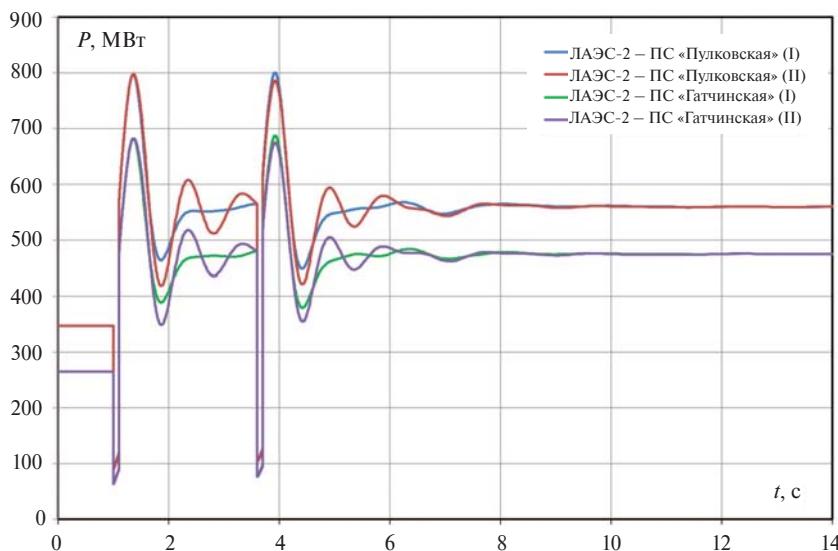


**Рис. 8.** Зимний максимум нагрузки.  
Изменение перетоков активной мощности по ВЛ 330 кВ, отходящих от ЛАЭС-2:  
I – каналы стабилизации введены; II – каналы стабилизации выведены

ленными оптимальными настройками обеспечивает высокое качество демпфирования переходного процесса как на «собственной», так и на «системных» резонансных частотах. Такие же результаты получены для всей совокупности рассмотренных электрических режимов при всех рассмотренных расчетных возмущениях. В качестве примера на рис. 9 и 10 приведены электромеханические переходные процессы при этом же расчетном возмущении в режиме летнего максимума нагрузки.



**Рис. 9.** Летний максимум нагрузки.  
Изменение активной мощности турбогенератора блока № 1 ЛАЭС-2



**Рис. 10.** Летний максимум нагрузки.  
Изменение перетоков активной мощности по ВЛ 330 кВ, отходящих от ЛАЭС-2:  
I – каналы стабилизации введены; II – каналы стабилизации выведены

Первый в России практический опыт применения описанной методики был получен в ОАО «НТЦ ЕЭС» в 2004 г. при выполнении работ по выбору параметров настройки цифровых регуляторов возбуждения АРВ-М [12] гидрогенераторов Усть-Илимской ГЭС на физической модели энергосистемы [13]. Следует отметить, что рабочая настройка каналов стабилизации регуляторов возбуждения на магнитных усилителях типа АРВ-СД гидрогенераторов Усть-Илимской ГЭС была выбрана

специалистами ВНИИЭ в 80-е гг. XX в. по результатам расчетных и экспериментальных исследований. При этом, как указывалось выше, был вдвое расширен регулировочный диапазон коэффициентов каналов регулятора по первым производным (по времени): частоты напряжения, напряжения и тока ротора, что обеспечивало с учетом уникальных схемно-режимных условий работы Усть-Илимской ГЭС в энергосистеме успешную стабилизацию эксплуатационных режимов и демпфирование больших послеаварийных колебаний. Вместе с тем большие значения коэффициентов по производным режимным параметров в процессе эксплуатации приводили к значительным высокочастотным пульсациям напряжения возбуждения. Поэтому при подготовке к испытаниям на физической модели специалистами НТЦ ЕЭС была выполнена оптимизация параметров ПИД-регулятора напряжения АРВ-М гидрогенераторов Усть-Илимской ГЭС в подробной и достоверной цифровой модели ОЭС Сибири.

Анализ режимных частотных характеристик, полученных в эталонной цифровой модели ОЭС Сибири для узла Усть-Илимской ГЭС и построенных в ПК «Область», выявил наличие четырех наблюдаемых резонансных частот в диапазоне 0,15–1,00 Гц.

Для эффективного подавления колебаний на этих частотах в соответствии с описанной выше методикой была проведена последовательная оптимизация: сначала параметров ПИД-регулятора, затем канала внутренней стабилизации и стабилизатора внешнего движения. При этом для достижения наилучшего эффекта впервые был применен не интегральный критерий качества регулирования, обычно используемый в ПК «Область» для выбора параметров настройки [10], а описанный выше критерий «минимакс» [11].

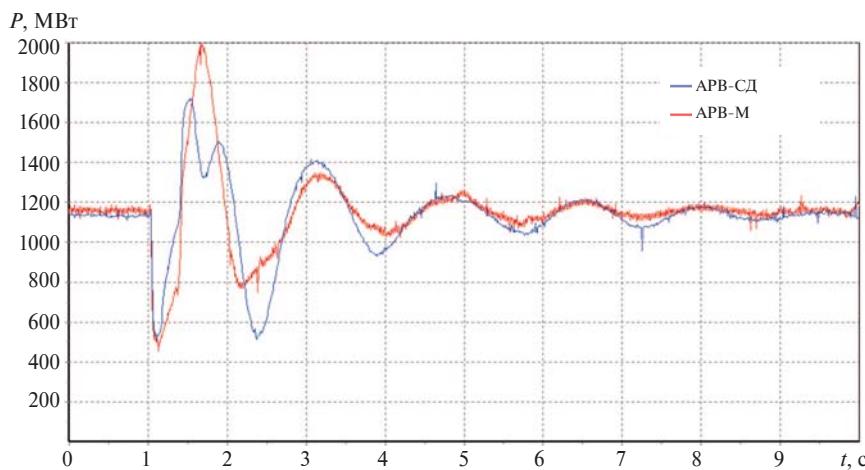
Таблица 1

**Параметры рабочих настроек регуляторов возбуждения генераторов Усть-Илимской ГЭС до и после реконструкции систем возбуждения**

Параметр	Описание	Единицы измерения	АРВ-СД	АРВ-М
$K_{0U}$	коэффициент регулирования по отклонению напряжения	е.в.н./е.н.с.	50	15
$K_{1U}$	коэффициент регулирования по производной напряжения	е.в.н./е.н.с./с	14,4	3
$K_{1f}$	коэффициент регулирования по производной тока ротора	е.в.н./е.т.р./с	4,5	0,5
$K_{0f}$	коэффициент регулирования по отклонению частоты	е.в.н./Гц	4,32	6
$K_{1f}$	коэффициент регулирования по производной частоты	е.в.н./Гц/с	4,9	3
$T_{\text{инт}}$	постоянная времени интегратора	с	–	3

В результате такой оптимизации для цифровых регуляторов АРВ-М гидрогенераторов Усть-Илимской ГЭС были получены настройки, значения которых по производным режимным параметров оказались значительно меньшими, чем значения рабочих настроек регуляторов АРВ-СД (сравнение приведено в табл. 1). Испытания на физической модели энергосистемы в схеме ОЭС Сибири подтвердили, что выбранные настройки АРВ-М, несмотря на их меньшую по сравнению с

рабочими настройками АРВ-СД величину, позволяют повысить качество стабилизации эксплуатационных режимов в районе узла Усть-Илимской ГЭС. Этот вывод проиллюстрирован на осциллограмме, приведенной на рис. 11, где показан характер демпфирования электромеханического переходного процесса АРВ-М и АРВ-СД при приведенных в табл. 1 параметрах настройки.



**Рис. 11.** Изменение активной мощности эквивалентных генераторов Усть-Илимской ГЭС при отключении ВЛ 500 кВ, отходящей от шин 500 кВ Усть-Илимской ГЭС, действием УРОВ при двухфазном на землю КЗ и отказом фазы выключателя

К настоящему времени описанная методика применялась для выбора оптимальных параметров настройки АРВ сильного действия отечественной структуры для целого ряда ответственных энергообъектов (табл. 2).

Таблица 2

**Перечень электростанций, для которых настройка АРВ выполнялась с использованием  
описанной технологии**

Год выбора настройки	Электростанция	Станционный номер генератора	Тип АРВ сильного действия
2004	Усть-Илимская ГЭС	1–16	АРВ-М
2007	Загорская ГАЭС	1–6	AVR-2М
2009	Кольская АЭС	5–8	КОСУР-Ц
2010	Смоленская АЭС	5, 6	AVR-3М
2011	Курская АЭС	5–8	AVR-3МТК
2011	Ирганайская ГЭС	1, 2	AVR-3МТК

Окончание табл. 2

Год выбора настройки	Электростанция	Станционный номер генератора	Тип АРВ сильного действия
2011	Колымская ГЭС	1–5	АРВ-РЭМ700
2012	Ленинградская АЭС	5–8	КОСУР-Ц
2012	Смоленская АЭС	3, 4	AVR-3M
2013	Назаровская ГРЭС	1, 5, 7	AVR-3MTK
2013	Березовская ГРЭС	3	AVR-2M
2013	Красноярская ГЭС	3, 11, 12	AVR-3MTK
2013	Нововоронежская АЭС	12	AVR-2
2013	Жигулевская ГЭС	1–20	AVR-4M
2013	Волжская ГЭС	1–22	AVR-4M
2014	Рефтинская ГРЭС	7	AVR-3MTK
2014	Белоярская АЭС	4	AVR-2M
2014	Ростовская АЭС	3, 4	AVR-3M
2015	Ленинградская АЭС-2	1, 2	AVR-3MT
2015	Усть-Среднеканская ГЭС	3	AVR-3MTK
2015	Рефтинская ГРЭС	8	AVR-2M
2015	Пермская ГРЭС	2	AVR-3MTK
2015	Нововоронежская АЭС-2	1, 2	AVR-3MT

## Заключение

В ОАО «НТЦ ЕЭС» разработана методика выбора параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов отечественной структуры в эталонной цифровой модели энергосистемы.

Методика заключается в последовательной настройке ПИД-регулятора напряжения, канала внутренней стабилизации по первой производной по времени тока ротора и каналов внешней стабилизации по частоте напряжения и ее первой производной

по времени по критерию «минимакс», применение которого обеспечивает максимальное снижение амплитуд колебаний на резонансных частотах в заданном частотном диапазоне. Такой подход обеспечивает оптимизацию настройки ПИД-регулятора напряжения по условиям обеспечения наивысших запасов колебательной устойчивости, что позволяет снизить коэффициенты усиления по каналам производных режимных параметров и тем самым уменьшить высокочастотные пульсации напряжения возбуждения. Выбор оптимальных в смысле принятого критерия качества параметров настройки выполняется в ПК «WinOblast».

Более чем десятилетний опыт, накопленный в ОАО «НТЦ ЕЭС» при проведении работ по проверке параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов в условиях физической модели энергосистемы, свидетельствует об эффективности описанной методики.

## Литература

1. Юрганов А. А., Кичаев В. В. Современное состояние проблемы регулирования возбуждения синхронных машин // Сборник материалов международной научно-технической конференции «Современные системы возбуждения для нового строительства и реконструкции электростанций. Опыт наладки и эксплуатации систем возбуждения нового поколения». – СПб., 2004.
2. Есипович А. Х., Зеккель А. С., Папафанасопуло С. Г. Совершенствование регулирования возбуждения генераторов Кольской АЭС для повышения уровней колебательной устойчивости транзита Колэнерго-Карелия-Ленэнерго // Сб. докладов открытой Всероссийской научно-технической конференции «Управление режимами Единой энергосистемы России». – М., ЭНАС, 2002.
3. Юрганов А. А., Кожевников В. А. // Регулирование возбуждения синхронных генераторов. – СПб.: «Наука», 1996. 137 с.
4. Meyer B. (EDF), Stubbe M. (TRACTEBEL). EUROSTAG – A Single Tool for Power System Simulation. Transmission & Distribution International, March 1992.
5. Stubbe M., Bihain A., Deuse J., Baader J. C. (TRACTEBEL). STAG – A New Unified Software Program for the Study of the Dynamic Behaviour of Electrical Power Systems. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 4, № 1, p. 129–138, February 1989.
6. Есипович А. Х., Штефка Й. Анализ колебательной устойчивости электроэнергетических систем (WinOblast) // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2013618603, 13.09.2013.
7. Есипович А. Х., Зеккель А. С. Расчет колебательной устойчивости и оптимизация настроек АРВ генераторов // Сборник трудов Федерации энергетических и электротехнических обществ. – СПб., 1992.
8. Есипович А. Х., Зеккель А. С. Программный комплекс расчета колебательной устойчивости и выбора настройки регуляторов возбуждения // Электрические станции. № 12. 1995.
9. Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов. СТО 59012820.29.160.20.001-2012. – М.: ОАО «СО ЕЭС», 2012.
10. Есипович А. Х., Жененко Г. Н., Зеккель А. С., Черкасский А. В. Системные вопросы регулирования возбуждения генераторов в сложных энергообъединениях. – Кишинев: Штиинца, 1989.

11. Герасимов А. С., Есипович А. Х., Зеккель А. С., Штефка Й. Современные программные средства анализа устойчивости электроэнергетических систем // Электрические станции. № 12. 2005.
12. Гущина Т. А., Есипович А. Х., Зеккель А. С., Кирьянко Г. В. Микропроцессорный регулятор возбуждения АРВ-М. Результаты испытаний и научно-технические рекомендации по использованию // Известия НИИ Постоянного тока. № 59. 2002.
13. Герасимов А. С., Есипович А. Х., Зеккель А. С., Кирьянко Г. В., Исаченко Л. А. О комплексном подходе к модернизации систем возбуждения генераторов крупных гидроэлектростанций // Известия НИИ постоянного тока. № 63. 2008.

*Есипович Аркадий Хаимович*, канд. техн. наук, доцент, заведующий лабораторией физического моделирования отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: esipovich\_a@ntcees.ru

*Кабанов Дмитрий Анатольевич*, заведующий сектором испытаний систем управления и автоматики лаборатории испытаний и моделирования электроэнергетических систем отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kabanov\_d@ntcees.ru

УДК 621.311

С. П. Высогорец

## Совершенствование диагностирования заводских дефектов в оборудовании с полимерной изоляцией на примере высоковольтных вводов

---

Установлено влияние значения приложенного напряжения на обнаружение дефекта в высоковольтных вводах с полимерной изоляцией при проведении инфракрасной диагностики. Предложено регламентировать заводам-изготовителям при заводских испытаниях проведение тепловизионных измерений.

*Ключевые слова:* ввод, напряжение, тепловизионное измерение, испытание.

### Введение

Современная диагностика ориентирована на поиск методов, направленных на раннее выявление дефектов. Важным и достаточно объективным методом диагностики высоковольтного оборудования является обследование под рабочим напряжением в инфракрасном диапазоне с помощью тепловизора [1].

Согласно технической политике ПАО «Россети», в современной энергетике приоритет в применении высоковольтных вводов 110 кВ отдается вводам с твердой RIP-изоляцией [2]. Вместе с этим в обзоре технологических нарушений [3] отмечено восемь случаев повреждения высоковольтных вводов 110 кВ силовых трансформаторов с RIP-изоляцией (типа ГКТ, ГКТП), находящихся в эксплуатации менее 5 лет с основной причиной повреждения – заводской дефект изготовления.

В общем количестве нарушений в работе электрооборудования повреждения вводов занимают особое место. По оценкам независимых экспертов, по вине вводов происходит до 30 % отказов силовых трансформаторов как в России, так и за рубежом [4]. Указанное свидетельствует о том, что проблема надежной эксплуатации вводов стоит как перед эксплуатирующими организациями, так и перед производителями данной продукции.

По результатам анализа аварийности высоковольтного оборудования (110 кВ и выше) и обобщению применения в энергосистемах нетрадиционных методов контроля его состояния, проведенным в 1989–1990 гг. ОАО «Фирма ОРГРЭС», установлено, что более 60 % развивающихся дефектов может быть выявлено в эксплуатационных условиях на ранней стадии современными методами диагностики. К таким методам, помимо тепловизионного контроля, отнесено в том числе измерение тангенса угла диэлектрических потерь и емкости под приложенным напряжением, равным или приближенным к рабочему [5].

### Анализ конструктивных особенностей фарфоровых и полимерных вводов с RIP-изоляцией с оценкой их дефектности

Конструкция вводов с внешней полимерной изоляцией предусматривает надежную герметизацию ввода. Литье и полимеризация происходят непосредственно на изоляционном остове, что полностью исключает применение наполнителя, в том числе трансформаторного масла. Также отсутствует необходимость в пружинном стяжном узле (рис. 1). Во вводах с внешней фарфоровой изоляцией сжатие прокладок осуществляется пружинным стяжным узлом, обеспечивающим стабильное усилие

при изменении длины остова и покрышки в диапазоне  $-60 \dots +120$  °C. Пространство между остовом и покрышкой заполнено наполнителем для защиты от увлажнения (рис. 2) [6].



Рис. 1. Ввод с внешней полимерной изоляцией

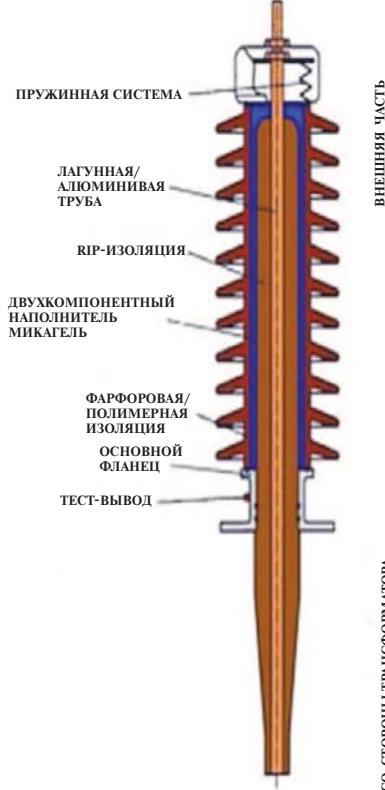


Рис. 2. Ввод с внешней фарфоровой изоляцией

Наличие пружинного стяжного узла во вводах с фарфоровой изоляцией делает их более надежными в части устойчивости к резким температурным колебаниям.

По результатам оценки закупочной кампании одного из филиалов ДЗО ПАО «Россети» установлено, что общее количество приобретенных вводов 110 кВ за период 2005–2013 гг. составило 53 штуки, среди которых 81 % составили вводы с полимерной внешней изоляцией и 19 % – вводы с фарфоровой внешней изоляцией.

При проведении плановых испытаний в вышеуказанном филиале ДЗО были проведены отбраковочные испытания 53 высоковольтных трансформаторных вводов 110 кВ со сроком эксплуатации до 5 лет с полимерной внешней изоляцией и внутренней RIP-изоляцией. Причиной отбраковки послужило ухудшение электрических характеристик изоляции: рост емкости и  $\tg$  основной изоляции в сравнении с заводскими испытаниями [7].

Исходя из года выпуска отбраковка вводов с внешней полимерной изоляцией проводилась в следующих количествах: 2006 г. – 1 штука; 2007 г. – 5 штук; 2008 г. – 3 штуки; 2009 г. – 3 штуки.

В целях устранения выявленных дефектов были проведены следующие работы: замена вводов по заводской гарантии (гарантия 3 года) – 6 штук; ремонт вводов в заводских условиях – 1 штука.

Первый отбракованный в 2010 г. ввод ГКПТ-II-60-110/630 (2006 год выпуска) был отремонтирован в заводских условиях и в 2012 г. повторно смонтирован на трансформатор (введен в работу). В 2013 г. по результатам тепловизионных измерений вышеуказанный ввод вновь был отбракован. Межремонтный период составил 1 год, что указывает на низкую эффективность проведенного ремонта.

### **Поиск эффективных диагностических приемов. Моделирование дефекта в лабораторных условиях**

Высоковольтные вводы, указанные выше и ранее отбракованные по результатам плановых электрических измерений (рост емкости и  $\tg\delta$  основной изоляции в сравнении с заводскими испытаниями, таблица 1), были подвергнуты тепловизионным измерениям в целях определения места локализации дефектов. При инфракрасном наблюдении было обнаружено появление локальных нагревов в зависимости от уровня рабочего напряжения:

- при линейном напряжении сети 110 кВ локальные нагревы не выявлены;
- при линейном напряжении сети 116 кВ и более обнаружены локальные нагревы трех вводов, установленных на силовых трансформаторах ТМТН 6300/110-71-У1 (место нагрева 2–3-й и 4–5-й юбки вводов соответственно).

Оценка теплового состояния высоковольтных вводов производится косвенным способом, и суждение о тепловом состоянии контролируемого объекта осуществляется путем выявления температурных аномалий на поверхности покрышки, изменения значений температуры и анализа характера ее распределения, сопоставления мест нагрева с аналогичными участками фазы или других фаз, анализа причин возникновения температурной аномалии с учетом конструктивных особенностей электрооборудования и токоведущих частей [8].

Вместе с этим в ходе анализа термограмм был применен расчет разности измеренных температур  $\Delta T$  различных участков нагрева поверхности ввода:  $T_{\max} - T_{\min}$ . Построен температурный профиль изменения температуры по поверхности высоковольтного ввода. Произведем расчет коэффициента дефектности  $K_{\text{деф}}$  применительно к оценке состояния ввода:  $T_{\max, \text{деф. ввод}} / T_{\min, \text{испр. анал}}$  [8]. Результаты представлены в таблице 1 и на рис. 3–7.

Таблица 1

Результаты измерений высоковольтных вводов с полимерной изоляцией

№	Тип ввода (номер рисунка)	Срок экс- плуатации до обнаружения дефекта, лет	$\Delta T$ , °C	Место локации пятна нагрева	$K_{\text{деф}}$ , ед.	$\Delta C_1$ , %	$\tg\delta_1, \% / \text{рост}$ $\tg\delta_1, \%$
1	ГКПТ- III-90-126/800 01 (рис. 3)	4	5,3	Между 2-й и 3-й юбками ввода	1,4	14,3	0,68/0,38
2	ГКПТ- III-90-126/800 01 (рис. 4)	4	5,1	Между 4-й и 5-й юбками ввода	1,4	14	1,01/0,71

## Окончание таблицы 1

№	Тип ввода (номер рисунка)	Срок экс- плуатации до обнаружения дефекта, лет	$\Delta T$ , °C	Место локации пятна нагрева	$K_{\text{деф}}$ , ед.	$\Delta C_1$ , %	$\operatorname{tg}\delta_1$ , %/рост $\operatorname{tg}\delta_1$ , %
3	ГКПТ- II-60-110/630 01 (рис. 5)	3	9,4	Между 4-й и 5-й юбками ввода	1,6	без изме- нений	1,36 «плава- ющий»/1,06
4	ГКДПТ- II-60-110/630 01 (рис. 6)	5	3,1	Между 4-й и 5-й юбками ввода	1,2	14,1%	0,56 «плава- ющий»/0,26
5	ГКДПТ- II-60-110/630 01 (рис. 7)	5	4,6	Между 4-й и 5-й юбками ввода	1,5	13	1,20/0,9
6	ГКПТ- III-90-126/800 01 (рис. 8)	5	7,7	Между 2-й и 3-й юбками ввода	1,5	12,79	0,50/0,2
7	ГКПТ- III-90-126/800 01 (рис. 9)	5	6,9	Между 2-й и 3-й юбками ввода	1,4	13,9	0,90/0,6
8	ГКПТ- III-90-126/800 01 (рис. 10)	3	15,3	Нагрев нижней части ввода (не- исправность изоляции ниже фланца ввода)	1,9	13,81	0,99/0,69
9	ГКДПТ- II-60-110/630 01 (рис. 11)	5	3,2	Нагрев верхней части остова ввода	1,3	14,69	0,8/0,5

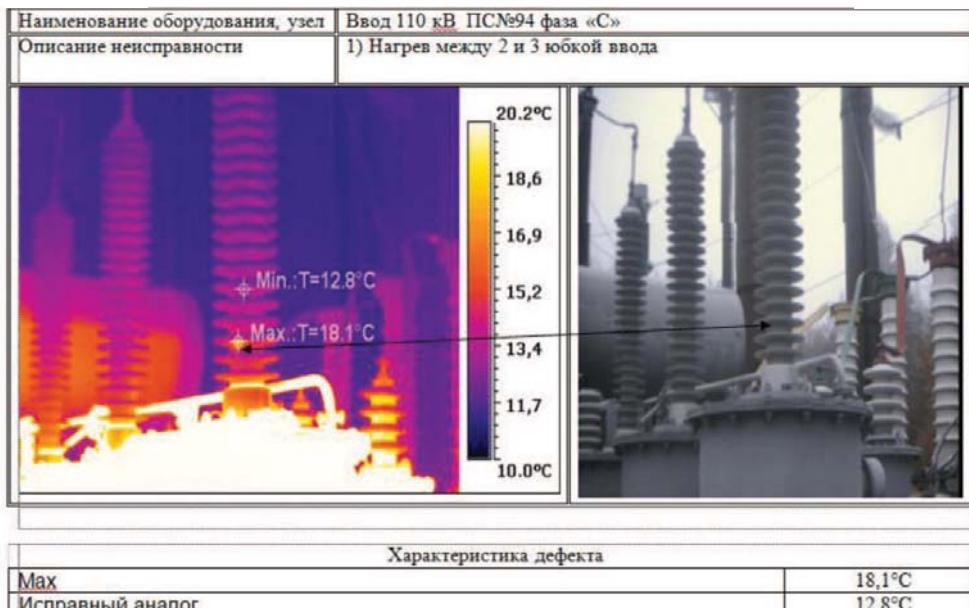


Рис. 3. Термограмма ввода 110 кВ ПС 94 Т-1, фаза С

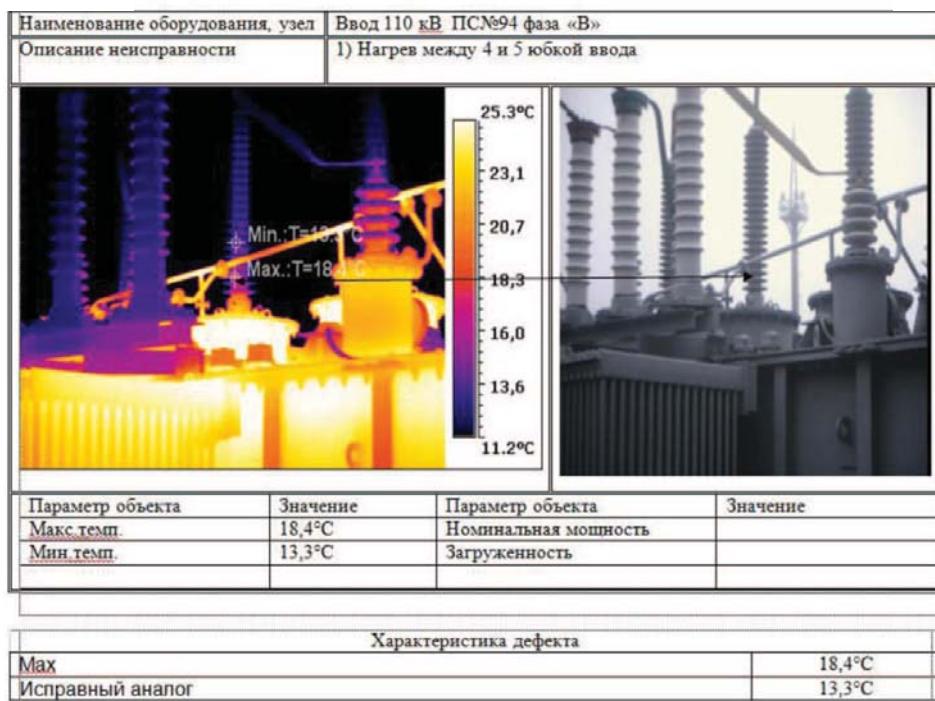


Рис. 4. Термограмма ввода 110 кВ ПС 94 Т-1, фаза В

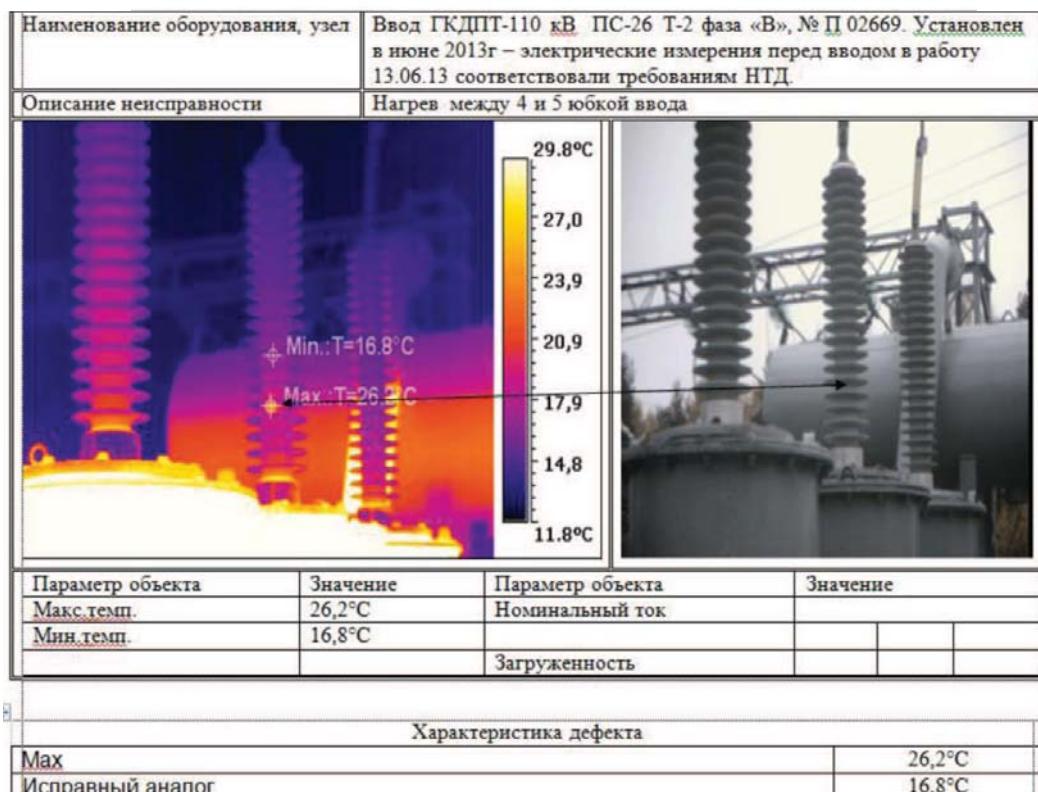


Рис. 5. Термограмма ввода 110 кВ ПС 26 Т-2, фаза В

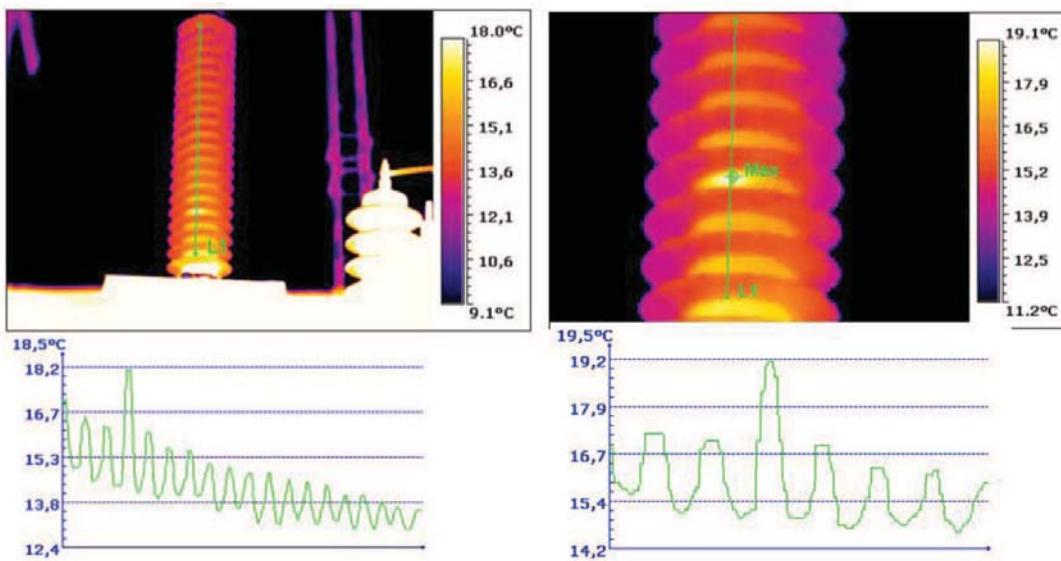


Рис. 6. Термограмма и температурный профиль ввода 110 кВ ПС 26 Т-1, фаза С

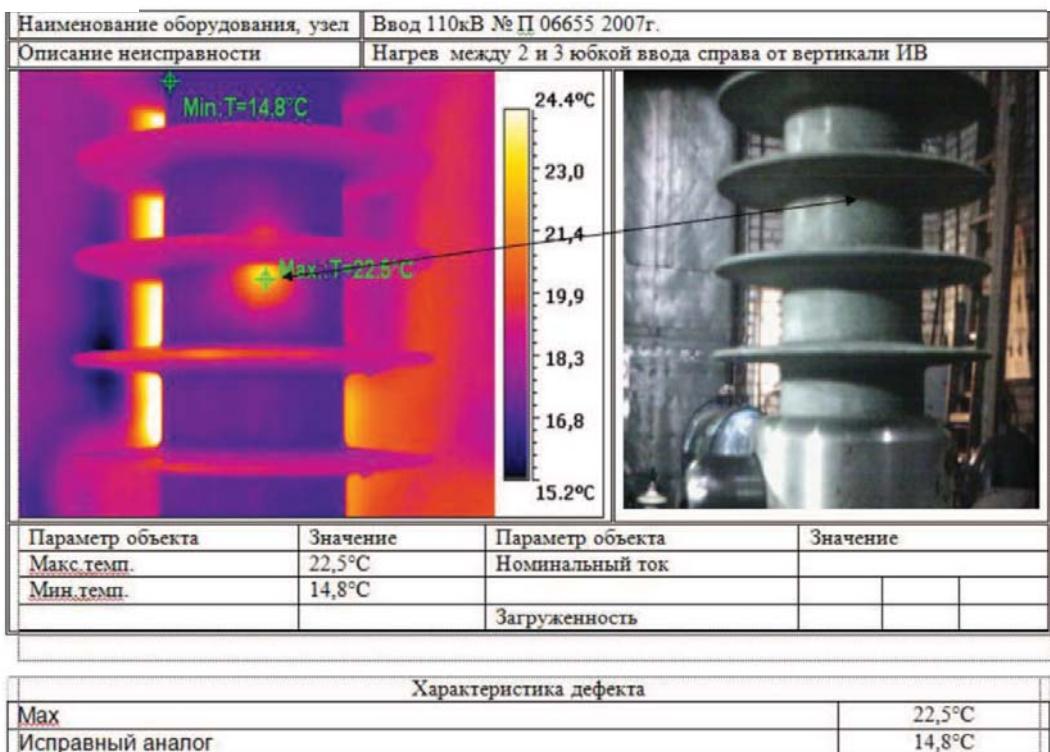


Рис. 7. Термограмма ввода 110 кВ, заводской № П06655

Построение температурного профиля по результатам обследования высоковольтного ввода ГКДПТ-110, проведенного 22.09.2015 г., представлено на рис. 6:

- температура пятна нагрева 19,1 °C;

- температура ввода в нормальной области 15,2–16,8 °C;
- температурная разница 2,1–2,2 °C.

Так, построение температурного профиля позволяет надежно обнаружить локальную точку нагрева по поверхности ввода.

В лабораторных условиях были проведены экспериментальные измерения высоковольтных вводов с полимерной изоляцией ГКТП (ГКПТ) напряжением 110 кВ. Измерения проводились с применением следующего оборудования: тепловизора ThermoPro™ TP8 SN:08638 и УИВ-100 с ДН-100Е.

Работы были организованы в два этапа.

Этап 1: на изолированный от земли высоковольтный ввод с RIP-изоляцией поочередно подавалось испытательное напряжение  $U_{\phi} = 63, 70, 73, 100$  кВ с частотой 50 Гц в течение 30 минут. Параллельно с объекта проводились тепловизионные измерения, в ходе которых было установлено появление на поверхности ввода локального нагрева при фазном напряжении 70 кВ и более.

Этап 2: далее к вводу прикладывалось напряжение с шагом 1 кВ, начиная с напряжения 65 кВ. Установлено, что порогом напряжения, при котором обнаруживался локальный нагрев, является напряжение 66 кВ (установлено для всех испытуемых вводов – 9 шт.). При увеличении напряжения более 66 кВ наблюдался рост температуры локального нагрева, при этом при снижении напряжения ниже 66 кВ установлено полное исчезновение пятна локального нагрева.

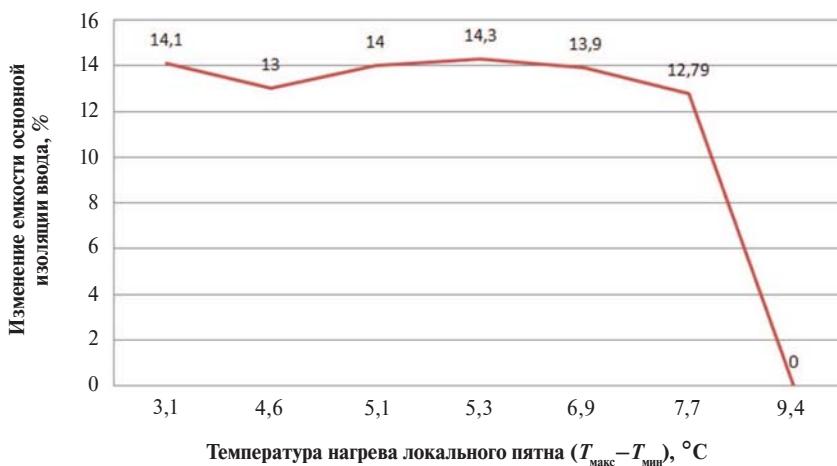
Допустимый диапазон изменения напряжений в распределительной сети составляет 110–119 кВ. Принимая во внимание то, что, как правило, в сети 110 кВ  $U_{\phi}$  ниже 114 кВ и лишь в ряде случаев 117 кВ (или  $U_{\phi}$  65,9 кВ для одного ввода), локальный нагрев в ходе текущей эксплуатации обнаружить тепловизором не представляется возможным.

Важным является то, что в исследуемую выборку были включены те высоковольтные вводы, которые до проведения экспериментальных испытаний имели значение тангенса угла диэлектрических потерь основной изоляции в пределах 0,5–1,36 %, при этом во всех случаях был зафиксирован рост тангенса угла диэлектрических потерь основной изоляции по сравнению с заводскими испытаниями, а также в ходе эксплуатации установлен рост емкости ввода более чем на 5 % (от 11 до 15 %) в сравнении с заводскими измерениями.

На рис. 8 представлена зависимость изменения температуры пятна нагрева от изменения емкости основной изоляции высоковольтного ввода в ходе текущей эксплуатации. Зависимость представлена для семи высоковольтных вводов, имеющих схожее место локализации нагрева/дефекта: между 2-й и 3-й юбками ввода, а также между 4-й и 5-й юбками ввода.

На основании представленных данных можно утверждать, что при изменении емкости ввода на 12 % приложенном напряжении 70 кВ надежно фиксируется наличие локального пятна нагрева температурой не менее 3,1 °C. Средняя температура нагрева наблюдаемого локального пятна составила 6,0 °C, средний коэффициент дефектности 1,4. Зависимости изменения температуры локального пятна нагрева от величины изменения емкости основной изоляции не обнаружено.

Важным является то, что согласно требованиям [8] рекомендуется инфракрасный контроль проводить при максимальной токовой нагрузке, при этом указано,



**Рис. 8.** Зависимость изменения температуры пятна нагрева от изменения емкости основной изоляции ввода

что контроль при нагрузке  $0,3 I_{\text{ном}}$  и ниже не обеспечивает выявление дефекта на ранней стадии его развития. Обнаруженные факты, изложенные выше, указывают на то, что помимо токовой нагрузки важным фактором, позволяющим выявлять дефекты на ранней стадии развития, является значения приложенного напряжения. Соответственно фактор напряжения целесообразно включить в перечень рекомендуемых к учету при организации инфракрасного контроля.

### Результаты вскрытия отбракованных вводов

Высоковольтные вводы, в которых были установлены вышеизложенные отклонения изоляционных характеристик, имеющие место локализации нагрева/дефекта между 2-й и 3-й, а также между 4-й и 5-й юбками ввода, были подвергнуты осмотру со вскрытием.

При вскрытии кремнийорганической покрышки одного из высоковольтных вводов (ГКПТ-III-90-126/800 01) было обнаружено (рис. 9):

- некачественное приклеивание к остову ввода;
- наличие скрытых незаполненных полостей;
- некачественное изготовление в части алюминиевых обкладок – «волновой эффект»;
- некачественный схлест с видимым зазором при соединении в кольцо.

В отношении остальных шести вскрытых высоковольтных вводов обнаружено:

- наличие скрытых незаполненных полостей;
- некачественное изготовление в части алюминиевых обкладок – «волновой эффект»;
- некачественный схлест с видимым зазором при соединении в кольцо.

Оправдано для выявления дефектов изготовления при заводских испытаниях параллельно с высоковольтными испытаниями проводить инфракрасный контроль поверхности вводов с двух противоположных сторон с подачей напряжения не менее 70 кВ.

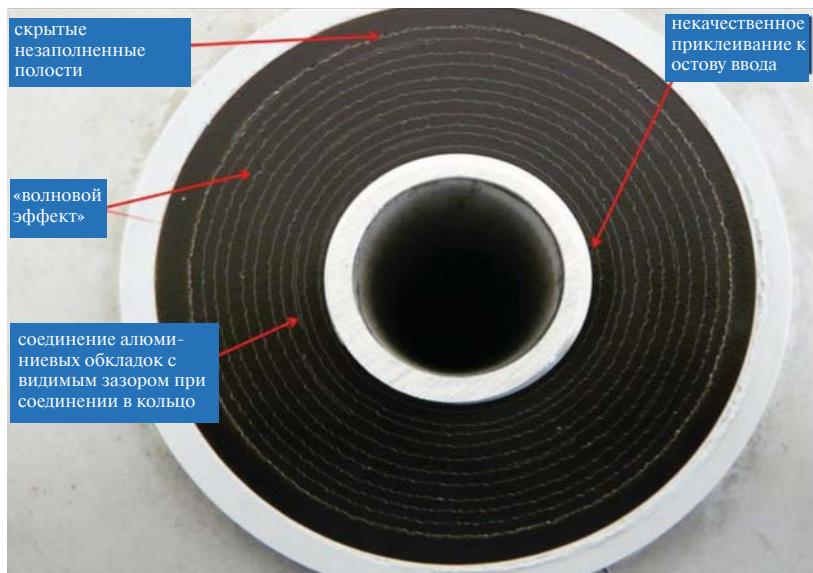


Рис. 9. Фотография обработанного места спила ввода между 4-й и 5-й юбками

## Выводы

Целесообразно ввести в область обязательного анализа при тепловизионных измерениях построение и оценку температурного профиля высоковольтного ввода как элемента, позволяющего надежно обнаружить локальные точки нагрева по поверхности. Установлено, что при изменении емкости ввода на 11 % приложенном напряжении 70 кВ надежно фиксируется наличие локального пятна нагрева температурой не менее 3,1 °C. Средняя температура нагрева наблюдаемого локального пятна составила 6,0 °C, средний коэффициент дефектности 1,4.

Обнаружено влияние значения напряжения на результат тепловизионных измерений. Так, появление локального нагрева на поверхности ввода, обусловленного дефектом (пробой между обкладками ввода), происходит при напряжении  $U_{\phi} = 66$  кВ. При изменении напряжения  $U_{\phi}$  наблюдается изменение температуры локального нагрева: 66 кВ и более – рост температуры; ниже 66 кВ – уменьшение температуры вплоть до полного исчезновения локального пятна нагрева. Соответственно оправдано напряжение включить в перечень факторов, рекомендуемых авторами [8] к учету при организации инфракрасного контроля.

В целях раннего выявления дефектов изготовления необходимо регламентировать заводам-изготовителям высоковольтных вводов 110 кВ с внешней полимерной изоляцией и внутренней RIP-изоляцией проводить при заводских испытаниях телевизионные измерения поверхности вводов с двух противоположных сторон приложенном напряжении не менее 70 кВ (относительно земли) с обязательным вложением термограмм в паспорт оборудования.

Оправдано в случае обнаружения ухудшения состояния вводов с полимерной изоляцией по результатам электрических измерений при проведении претензионной работы регламентировать проведение представленных лабораторных экспериментов, позволяющих установить вероятное место локализации дефекта.

**Список литературы**

1. *Mихеев Г. М.* Электростанции и электрические сети. Диагностика и контроль электрооборудования. – М.: Додэка-XXI, 2010. 224 с.
2. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. – М.: МИК, 2013. 272 с.
3. Обзор технологических нарушений (аварий), произошедших в ДЗО ПАО «Россети» в декабре 2015 г., связанных с повреждением нового оборудования, значимыми повреждениями оборудования, ошибками персонала и повторяющимися отключениями ВЛ 110 кВ и выше. – М, 2016. 8 с.
4. Материалы XI Международной научно-практической конференции «Трансформаторостроение-2005» (Запорожье, Украина). – Запорожье: НИЦ «ЗТЗ – Сервис», 2005.
5. СРМ-2000. Сборник информационных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть // Приложение к Сборнику распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем. Изд. пятое, перераб. и доп. / под общ.редакцией Ф. Л. Когана. – М.: СПО ОРГРЭС, 2002. 72 с.
6. Высоковольтные вводы с изоляцией конденсаторного типа для силовых трансформаторов и реакторов / ООО «Масса», Публикация 01. 2010. 20 с.
7. Объем и нормы испытания электрооборудования / под общ. ред. Б. А. Алексеева, Ф. Л. Когана, Л. Г. Мамиконянца. 6-е изд., с изм. и доп. – М: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. 256 с.
8. РД 153-34.0-20.363-99. Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ. – М., ОАО «Фирма ОРГРЭС». 2000. 140 с.

*Высогорец Светлана Петровна*, канд. техн. наук, главный специалист службы эксплуатации департамента технического обслуживания и ремонтов Межрегиональной распределительной сетевой компании Северо-Запада (ПАО «МРСК Северо-Запада»).

E-mail: vsp@mrsksevzap.ru

# ИЗ ОПЫТА МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.314

Е. В. Ефимова, А. В. Коробков, А. Н. Смирнов, В. А. Шлайфштейн

## Актуальные вопросы использования ветроэлектрических и солнечных установок с учетом мирового опыта их применения

Выполнен краткий обзор развития ветряной и солнечной электроэнергетики за рубежом. На основе мирового опыта развития этих направлений обсуждаются проблемы становления отечественной системной ветряной и солнечной генерации. Обращается внимание на необходимость в преддверии широкого внедрения указанных типов генерации в ЕЭС России решения большого круга технических проблем.

*Ключевые слова:* ветряная и солнечная генерация, зарубежный опыт, внедрение в ЕЭС России, технические проблемы.

В последние годы в мире наблюдается активное развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ), наиболее распространенными среди которых являются ветряная и солнечная генерация. По данным, приведенным в статье председателя Научного совета РАН по нетрадиционным возобновляемым источникам энергии д-ра техн. наук О. С. Попеля [1], установленная мощность электрогенерирующих установок на нетрадиционных ВИЭ (без крупных ГЭС) к концу 2008 г. достигла 280 ГВт, а в 2010 г. превысила мощность всех атомных электростанций – 340 ГВт. Суммарная мощность 150 тыс ветроэнергетических установок (ВЭУ) в составе сетевых ветростанций на конец 2009 г. составила 159 ГВт. За 2009 г. в эксплуатацию было введено 39 ГВт ВЭУ, их установленная мощность по сравнению с концом 2008 г. (120 ГВт) выросла на 32 %. Выработка ими электроэнергии в 2009 г. достигла 324 ТВт·ч. Суммарная мощность действующих в мире фотоэлектрических преобразователей (ФЭП) к концу 2009 г. достигла 21,3 ГВт, причем в 2009 г. в эксплуатацию было введено более 7 ГВт, а прирост продаж ФЭП на мировом рынке за год составил более 50 %. Годовая выработка ими электроэнергии в 2009 г. составила 23,9 ТВт·ч.

Лидерами развития ветроэнергетики являются Китай и США. По опубликованным данным к концу 2014 г. общая мощность ветровых энергоблоков в Китае достигла 96,4 ГВт, что составило 7 % суммарной мощности генерирующего оборудования страны и 27 % мощности ветроэнергетических установок в мире. Лишь за один 2014 г. мощность ВЭУ Китая увеличилась на 19,8 ГВт. Объем выработанного электричества ветровыми электростанциями в 2014 г. составил 153,4 млрд кВт·ч.

В США на начало 2014 г. мощность ветроэнергетических установок составила около 66 ГВт. В январе 2014 г. на ветроэлектростанции пришлось 4,8 % всей произведенной в США электроэнергии, что стало самым высоким январским показателем за всю историю страны. К 2030 г. планируется получение на ветростанциях 20% электроэнергии. Обращается внимание на то, что за последние 4 года стоимость электроэнергии ветростанций снизилась на 43 %. Крупнейшей в США является ветростанция «Alta Wind Energy Center» в Калифорнии мощностью 1320 МВт.

Эффективность работы функционирующих ВЭУ характеризуется числом часов использования максимума. По данным за 2009 г., приведенным выше, средневзвешенное

число часов использования максимума составляет около 2300 часов. Это весьма высокий показатель. Особенно высоки эти показатели у оффшорных ветропарков. Так, например, предполагается, что число часов использования максимума строящейся английской ВЭС «Greater Gabbard» составит почти 3500 часов.

В качестве солнечных электростанций в данном материале рассматриваются установки, базирующиеся на генерации тока в результате фотоэлектрического эффекта. Установки такого типа широко представлены в качестве элементов распределенной генерации. В то же время в мире насчитывается уже более 10 электростанций установленной мощностью более 200 МВт, которые показывают стабильную работу с минимальным техническим обслуживанием.

Одной из крупнейших в мире является солнечная электростанция «Topaz» в Калифорнии, США, ее мощность составляет 550 МВт. На этой станции на площади около 25 км<sup>2</sup> установлено 9 млн панелей, стоимость ее сооружения составила 2,5 млрд долл. Ожидаемая годовая выработка электроэнергии составляет 1096 ГВт·ч, чему соответствует число часов использования максимума  $T_m = 2000$  ч.

В настоящее время около 100 стран имеют специальные государственные программы освоения ВИЭ и на государственном уровне утвержденные индикативные показатели их развития на среднесрочную и долгосрочную перспективу. Большинство стран ставят своей целью добиться вклада ВИЭ в энергобаланс страны на уровне не менее 15–20 % к 2020 г., а страны Европейского союза – до 40 % к 2040 г. Приоритетное развитие ВИЭ с темпами роста в десятки процентов в год осуществляется при мощной государственной законодательной, финансовой и политической поддержке.

Представляет интерес обсудить проблемы становления отечественной системной ветряной и солнечной генерации на основе мирового опыта развития этих направлений.

Как отмечается в [1], основными стимулами для развития системной генерации на основе возобновляемых источников энергии в мире являются следующие обостряющиеся во времени проблемы:

- обеспечение энергетической безопасности стран и регионов, сильно зависящих от импорта энергоресурсов;
- обеспечение возрастающих энергетических потребностей населения мира;
- обеспечение экологической безопасности.

Зачастую к указанным проблемам добавляют ожидаемое повышение стоимости традиционных энергоносителей, что на данном этапе развития не находит подтверждения.

Наиболее актуальной для каждой страны в отдельности является проблема собственной энергетической безопасности. Возможно, именно поэтому активное развитие возобновляемой энергетики пока что не затронуло Россию. По данным [2] на конец 2013 г. в ЕЭС России было установлено ВЭС суммарной мощностью всего 8,5 МВт, солнечных электростанций не было вовсе.

Идея широкого использования в ЕЭС России генерации на базе ВИЭ находит своих сторонников, хотя нельзя не отметить, что существует и противоположная точка зрения, в соответствии с которой развитие в России этого направления целесообразно в качестве автономных установок, допуская их широкое системное применение лишь в отдаленной перспективе. Тем не менее идеи внедрения нетрадиционных источников энергии нашли поддержку в законодательной базе РФ. В частности,

они нашли отражение в Федеральном законе от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», а также в распоряжениях Правительства РФ от 13.11.2009 г. № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» и от 08.01.2009 г. № 1-р «Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года». В дополнение к этим документам в 2013 г. было принято Постановление Правительства РФ № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности».

На этапе до 2020 г. в соответствии с планами развития электроэнергетики существенного развития ветряной и солнечной энергетики в России не намечается. Однако в перспективе до 2030 г. в утвержденной правительством «Схеме территориального планирования в энергетике России до 2030 года» намечено сооружение 16 ветростанций мощностью от 100 до 1000 МВт. Информация о сооружении солнечных электростанций в этом документе отсутствует.

Следует заметить, что указанные выше законы и постановления регламентируют организационно-экономические аспекты развития в России возобновляемой энергетики. Эти же аспекты указываются в качестве необходимых в публикациях, ратующих за поддержку развития в России возобновляемых источников энергии [1, 3], с чем нельзя не согласиться. Однако в условиях перспективы появления значительных объемов такой генерации нельзя не считаться и с проблемами, обусловленными ее влиянием на работу объединенной энергосистемы. В этой связи ОАО «СО ЕЭС» сформулирована постановка задачи, направленная на разработку научно-технических и нормативных основ использования больших объемов ветряной и солнечной генерации в составе ЕЭС России.

В этой части большую помочь может оказать накопленный за рубежом опыт сооружения и эксплуатации ветряных и солнечных электростанций. Остановимся вкратце на достигнутых за рубежом результатах.

При изучении мирового опыта обращает на себя внимание чрезвычайная динамичность развития рассматриваемых направлений. Как указывается в [4], лишь «с середины 80-х гг. прошлого века по настоящее время в мире ВЭУ с горизонтальной осью вращения сменилось примерно 8 поколений. Каждое из последующих поколений отличается от предыдущих: большей единичной мощностью до 7500 кВт; степенью автоматизации; решением технических и экологических проблем; более высокой производительностью и более низкой себестоимостью вырабатываемой электроэнергии». Изменились и применяемые технические решения. На смену короткозамкнутым асинхронным генераторам, использовавшимся на начальных этапах развития ветроэнергетики, пришли асинхронные машины двойного питания и синхронные генераторы, подключаемые к сети через полномасштабные электронные преобразователи. В этой связи ориентироваться на решения уровня 10-летней давности оказывается нецелесообразным, эти решения оказываются весьма устаревшими.

Развитие ветряной и солнечной генерации начиналось в качестве элементов распределенной генерации, к настоящему времени многие из построенных станций существенно переросли ее масштабы.

Бурное развитие переменной генерации вызвало необходимость ужесточения требований к условиям их работы в составе энергосистем. Если на ранних этапах их развития основные функции поддержания устойчивости и надежности работы энергосистемы возлагались на традиционную генерацию, то по мере замещения значительной части традиционной генерации переменной к последней стали применять те же требования, что и к традиционной. В частности, к такой генерации были предъявлены требования:

- поддержания напряжения в точках ее примыкания;
- сохранения в работе (запрет на отключение) при возникновении в энергосистеме характерных возмущений;
- к регулированию активной мощности;
- к качеству вырабатываемой электроэнергии.

Эти требования нашли отражение в разработанной научно-технической документации и в, частности в сетевых кодексах.

Также особое внимание былоделено снижению негативного влияния на надежность работы энергосистем в связи с нестабильностью получения электроэнергии от переменной генерации. В этом плане были проведены работы по улучшению качества метеопрогнозов в целях достижения лучшей предсказуемости уровня такой генерации. Развивается сетевое строительство, обеспечивающее обмен мощностью между территориально разнесенными ветряными и солнечными электростанциями, в результате чего достигается снижение колебаний суммарной переменной генерации относительно уровня традиционной генерации. Большое внимание уделяется разработке подходов к выбору резервов генерации, обеспечивающих уровень надежности работы энергосистемы в условиях значительного использования переменной генерации на уровне надежности работы энергосистемы, сформированной на основе исключительно традиционных источников энергии. Разработано программное обеспечение для учета ветряных и солнечных электростанций в расчетах устойчивости работы энергосистем.

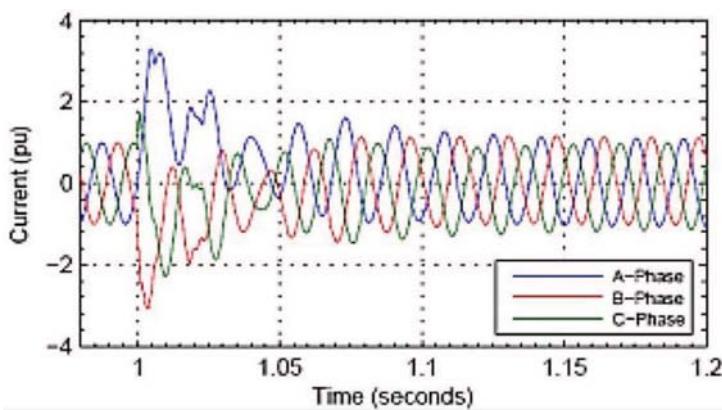
Широкое внедрение переменной генерации явилось мощным стимулом для развития устройств накопления электроэнергии, в результате чего достигнуты большие успехи как в техническом, так и в экономическом плане по созданию мощных аккумулирующих установок.

Развитие нетрадиционной генерации вызвало необходимость в решении ряда новых научно-технических проблем. Одной из таких проблем является влияние рассматриваемых установок на уровни токов короткого замыкания (ТКЗ). Если учет ТКЗ от ветрогенерации, использующей асинхронные генераторы с короткозамкнутым ротором, может быть выполнен с использованием стандартных программ расчета, то существенно сложнее оказывается проблема расчета ТКЗ от генераторов двойного питания. Генераторы этого типа оснащены вставками постоянного тока на основе преобразователей напряжения (ВПТН), осуществляющими возбуждение фазного ротора генератора, на который они подают напряжение переменного тока регулируемой частоты с возможностью изменения чередования фаз. Реализация такого принципа возбуждения позволяет регулировать скорость вращения ротора генератора в пределах  $\pm 30\%$  от номинальной. Управление режимом работы вставки постоянного тока позволяет осуществлять быстродействующее регулирование как активной, так и реактивной мощности генератора. При этом системы регулирования, устанавливаемые различными производителями, различаются между собой.

В частности, для условий удаленных симметричных коротких замыканий рассматриваются системы регулирования, обеспечивающие поддержание постоянства активной либо реактивной мощности. При более близких коротких замыканиях генератор может быть переведен в режим ограничения тока, причем величина этого ограничения может быть как постоянной, так и зависимой от времени. При коротких замыканиях, сопровождающихся глубокими снижениями напряжения на шинах ветростанции, может быть отдано предпочтение для выдачи реактивной мощности взамен выдачи активной.

В дополнение к этому на преобразователях ВПТН устанавливаются защиты от перенапряжений, возникающих в обмотках ротора при близких коротких замыканиях. Поскольку проектирование преобразователя применительно к этим условиям сочли неэкономичным, в схеме управления были предусмотрены защитные устройства, срабатывание которых шунтирует преобразователь и превращает машину двойного питания в обычновенный асинхронный генератор.

Характер изменения тока короткого замыкания генератора двойного питания при длительном трехфазном замыкании приведен на рисунке 1 [5].



**Рис. 1.** Характер изменения тока короткого замыкания генератора двойного питания при длительном трехфазном замыкании

В этом процессе электронный ключ включается и отключается средствами управления через два периода промышленной частоты, еще до снятия короткого замыкания. После отключения электронного ключа вносимый генератором ток равен примерно 1,2 о.е., это реактивный ток, оказывающий поддержку напряжению энергосистемы и ограниченный этим значением. При этом оказывается, что если бы полное сопротивление короткого замыкания было бы вдвое больше и напряжение на зажимах машины снизилось бы только наполовину, то ток генератора был бы по существу тем же самым.

Таким образом, режим работы асинхронного генератора двойного питания с точки зрения токов короткого замыкания не может быть охарактеризован как обусловленный напряжением за сопротивлением, в этом режиме генератор выступает как источник тока.

Реакция генераторов рассматриваемого типа существенно отличается от реакции традиционных синхронных и асинхронных генераторов и во время несимметричных коротких замыканий. Обычные генераторы проявляются в этих условиях как источники напряжения в схеме прямой последовательности и пассивным со-противлением в схеме обратной последовательности. Прямая и обратная последовательности полностью разделены в моделях обычных генераторов, что является принципиальным положением метода симметричных составляющих, используемого во всех программах расчета токов короткого замыкания. В условиях регулируемости электронного преобразователя, входящего в состав генератора двойного питания, токи прямой и обратной последовательности оказываются взаимосвязанными; и схемы обратной последовательности, так же как и схемы прямой последовательности, оказываются содержащими активные источники. Оба этих фактора представляют фундаментальное отличие от стандартного представления генераторов в программах расчета ТКЗ.

Режим короткого замыкания асинхронного генератора двойного питания сложен не только присущей ему прерывистостью, обусловленной включениями и отключениями защитного электронного ключа, но и тем, что режим, соответствующий отключенному состоянию ключа, зависит от типов системы регулирования, которые могут существенно отличаться у различных изготовителей оборудования. Указанные обстоятельства не позволяют с приемлемой точностью отобразить режим короткого замыкания рассматриваемого типа генератора в стандартных программах расчета токов короткого замыкания.

Реакция на короткие замыкания ветроустановок, генераторы которых подключены к сети через полномасштабные преобразователи, определяется стратегией управления, реализованной в выходном преобразователе, которая существенно различается у разных производителей. В связи с этим в зарубежной литературе указывается, что точное моделирование реакции таких генераторов на короткое замыкание может быть весьма затруднительным, в связи с чем предлагается идти на компромисс между точностью воспроизведения процесса протекания короткого замыкания и сложностью модели ветротурбины.

Для исследований ТКЗ генераторов рассматриваемого типа рекомендуется учитывать их как регулируемые источники тока с заданными уровнями ограничения. При этом рабочей точкой может быть любое значение между нулем и максимальным током преобразователя, что определяет границы вклада рассматриваемых генераторов в ТКЗ: от отсутствия тока до максимального реактивного тока инвертора. Аналогично этим генераторам ведут себя фотоэлектрические преобразователи солнечных электростанций.

Другой проблемой, решение которой должно предшествовать широкому развитию нетрадиционных источников генерации в нашей стране, является разработка принципов и методов моделирования ветряных и солнечных электростанций при выполнении расчетов электрических режимов и электромеханических переходных процессов для оценки их влияния на условия устойчивости и надежности работы энергосистем.

И наконец, в качестве еще одного условия для широкого внедрения обсуждаемых видов генерации в России следует указать на необходимость разработки норм

мативно-технической документации, определяющей условия работы такой генерации в составе энергосистем. В зарубежной энергетике имеется большое количество документации такого рода, среди которой наиболее приближенными к практике являются сетевые кодексы отдельных энергосистем. Основные проблемы, освещаемые в этих кодексах, совпадают: это требования к допустимым диапазонам изменения частоты и напряжения и требования к поддержанию напряжения на шинах станций, требования к работе генерации во время и после аварийных возмущений, требования к участию в регулировании активной мощности, требования к качеству их электроэнергии. Однако численные показатели этих требований различаются, в связи с чем без предварительного анализа указанные документы не могут быть использованы в российских условиях.

Таким образом, одними из важных технических проблем, которые должны быть решены в преддверии широкого внедрения ветряной и солнечной генерации в ЕЭС России, являются проблемы ее корректного учета в исследованиях уровней токов короткого замыкания, установленных и переходных режимов, а также подготовка нормативно-технической документации, определяющей условия работы такой генерации в составе энергосистем. Работа в указанных направлениях в настоящее время ведется в НТЦ ЕЭС по заданию ОАО «СО ЕЭС».

### **Список литературы**

1. Попель О. С. Возобновляемые источники энергии в регионах Российской Федерации: проблемы и перспективы // Энергосовет. № 5 (18). 2011.
2. Приказ Минэнерго России от 01.08.2014 № 495 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2014–2020 годы».
3. Милованова К. С. Состояние и перспективы развития ветроэнергетики // Электричество. 2010. № 11.
4. Белей В. Ф. Рекомендации к проектированию ветропарков на основе опыта эксплуатации ветропарка в Калининградской области // Energy fresh. № 1 (3), март 2011.
5. Fault Current Contributions from Wind Plants. Prepared by the Joint Working Group. Draft 11.4.

*Ефимова Елена Владимировна*, научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: efimova\_e@ntcees.ru

*Коробков Андрей Викторович*, младший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: korobkov\_a@ntcees.ru

*Смирнов Андрей Николаевич*, канд. техн. наук, заведующий отделом электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: smirnov\_a@ntcees.ru

*Шлайфштейн Владимир Аронович*, канд. техн. наук, доцент, ведущий научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: shlaifshtein\_v@ntcees.ru

## СТРАНИЦЫ ИСТОРИИ

Л. П. Владимирский, Е. А. Соломоник

### К истории высоковольтного корпуса НИИПТ

Исторически сложилось так, что бывший 2-й корпус НИИПТ – дом на ул. Курчатова, 14, – стал одной из многих «высоковольтных точек», расположенных в районе Политехнического института (в Сосновке). Именно в Политехническом институте (ЛПИ) в 1912 г., спустя 12 лет после образования института, М. А. Шателеном была создана первая в Санкт-Петербурге высоковольтная лаборатория. В том же 1912 г. в парке ЛПИ Шателеном была построена первая опытная ВЛ 110 кВ.

Возможно, поэтому уже в советское время именно в этом микрорайоне возникли крупные высоковольтные лаборатории, открытые испытательные площадки и опытные воздушные линии электропередачи. Так, в 70-е гг. прошлого столетия в этом районе были установлены каскады испытательных трансформаторов (в основном  $3 \times 750$  кВ фирмы «Тур», Дрезден, ГДР) в ЛПИ и НИИПТ. Одна из улиц микрорайона была названа именем Шателена.

О предыстории «высоковольтного» здания на ул. Курчатова, 14 (бывший 2-ой корпус НИИПТ), существует много устных рассказов и версий, частично опубликованных в воспоминаниях ниииптян. Однако все они не дают достоверной картины событий, так как задокументированных архивных данных по этому вопросу, по-видимому, не сохранилось. Совершенно неожиданно из середины XX в. в наши руки попала небольшая заметка Алексея Васильевича Корсунцева, видного ученого-высоковольтника, работавшего в описываемых ниже лабораториях еще в 20–30 гг. прошлого века. О самом Алексее Васильевиче более подробно можно прочесть в «Известиях НИИ постоянного тока», № 64, с. 314–315. Заметка Корсунцева так и названа «С чего началась ЛТВН?». С какой целью была написана эта заметка и почему она не была опубликована полвека назад, нам неизвестно, но, написанная очевидцем описываемых событий, заметка вносит достаточную ясность в этот действительно интересный вопрос. Можно сказать, что Алексей Васильевич, давно ушедший из жизни, преподнес ниииптянам, живо интересующимся историей института, ценный сюрприз как раз к 70-летию НИИПТ.

Алексей Васильевич так начинает свою заметку: «1929 год. Успешно и досрочно завершается выполнение Ленинского плана ГОЭЛРО. Идет первый год первой пятилетки. С 1926 года вошла в строй Волховская гидроэлектростанция, целиком созданная на шведском оборудовании. Высоковольтные подстанции Днепровской ГЭС представляют собой своеобразный музей: для накопления опыта и сравнения эксплуатационных свойств различных конструкций на них сознательно устанавливаются одновременно высоковольтные аппараты американских, швейцарских и итальянских фирм. На очереди стоит задача освобождения от иностранной зависимости, создание отечественной высоковольтной техники и отечественной электропромышленности. Необходимым условием для этого является развитие экспериментальных и теоретических научных работ в области энергетики. В соответствии с правительственным решением в государственном физико-техническом институте (ГФТИ) организуется лаборатория высоких напряжений, входящая в состав электрофизического сектора

ГФТИ под руководством крупнейшего советского ученого-электротехника академика А. А. Чернышева. Здание первого высоковольтного зала этой лаборатории с полуцилиндрической крышей из волнистого железа и сейчас (*в 60-е гг. прошлого века. – Е. Соломоник*) можно видеть из северных окон второго корпуса НИИПТ». Ныне никакого высоковольтного корпуса ГФТИ уже из окон НИИПТ не видно, скорее всего на этом месте расположены новые корпуса Физико-технического института РАН.

Корсунцев продолжает: «Вскоре был получен заказанный в Германии в 1928 году каскад из трех испытательных трансформаторов 333 кВ, которые могли соединяться последовательно или в звезду для работы на опытную трехфазную линию 500 кВ длиной 1,5 км, отходящую в северном направлении от высоковольтного зала и предназначенную для исследования потерь на корону. Это оборудование уже давало возможность проводить работы для внедрения нового класса напряжения 220 кВ для сооружения Свирских ГЭС и передачи их энергии в Ленинград». Каких-либо опубликованных работ высоковольтной лаборатории ГФТИ обнаружить не удалось (лаборатория находилась вблизи ныне существующего здания на ул. Курчатова, 14, а не в этом здании). Но зато именно здесь (в малом высоковольтном зале НИИПТ) до сих пор эффективно используется трансформатор 333 кВ (нижняя ступень упомянутого немецкого каскада фирмы «Кох и Штерцель», т. е. эта установка успешно эксплуатируется в России уже более 80 лет!). В 60-х гг. прошлого века по предложению С. Д. Мерхалева путем переключения схемы соединения обмоток этого трансформатора его мощность была существенно увеличена по сравнению с первоначальной и на нем стало возможным проводить испытания загрязненных и увлажненных изоляторов. Вот что значит немецкое качество. Немецкие каскады, полученные НИИПТ из Дрездена в 70-е гг., эксплуатировались на ул. Курчатова, 14, на открытом воздухе до тех пор, пока не построили новый высоковольтный корпус на ул. Константинова, 1, где около 40 лет до сих пор нормально работают немецкий каскад  $2 \times 600$  кВ на открытом воздухе и один трансформатор 600 кВ в закрытом зале.

Далее следует второй этап предыстории ЛТВН НИИПТ со слов Корсунцева: «В 1930 году электрофизический сектор ГФТИ был преобразован в самостоятельный ленинградский электрофизический институт (ЛЭФИ) в системе Наркомата тяжелой промышленности (*при этом рассматриваемая лаборатория была передана этому институту. – Е. Соломоник*).

Одновременно в Советском Союзе начала развиваться электротехническая научная общественность. В 1931 году в Ленинграде состоялась “Первая всесоюзная конференция по электропередаче больших мощностей на большие расстояния токами сверхвысоких напряжений”. В 1932 году, также в Ленинграде, проводилось “Всесоюзное совещание по вопросам метеорологии, связанным с сооружением высоковольтных линий электропередачи” и в 1934 году – Пленум электротехнической научно-исследовательской ассоциации по вопросам энергетики. Во всех этих совещаниях принимали активное участие многие сотрудники высоковольтной лаборатории ЛЭФИ, в которой велись работы по большинству важнейших направлений высоковольтной техники. Научная деятельность лаборатории проходила под непосредственным руководством академика А. А. Чернышева, который одновременно возглавлял кафедру ТВН Политехнического института (ЛПИ) (*проф. А. А. Горев по ложному обвинению по “Делу промпартии” в это время был отстранен от работы в*

*ЛПИ. – Е. Соломоник*). Теоретические работы, в основном посвященные перенапряжениям в трансформаторных обмотках, проводились под руководством крупного ученого, математика академика Г.А. Гринберга. Из его группы впоследствии вышли такие известные ученые, как математики Н.Н. Лебедев и Е.С. Вентцель, радиофизик М.И. Конторович.

Высоковольтные испытания проводились под руководством К.С. Стефанова, В.И. Воробьева, Б.М. Рябова. Высоковольтными измерениями с разработкой первых высоковольтных катодных осциллографов занимался Л.Р. Нейман.

Наряду с этим, под руководством профессора Н.П. Виноградова проводились механические испытания проводов и сварных металлических опор на открытом наружном стенде».

Как видно, в рассматриваемое время в лаборатории-предшественнице ЛТВН НИИПТ большинство работ велось наряду с физиками также и сотрудниками Политехнического института, в том числе с кафедры «ТВН».

Начинается третий этап в предыстории ЛТВН НИИПТ. «Таким образом, в 1934 году лаборатория обладала коллективом, способным решать серьезные задачи. На очереди уже ставился вопрос о создании мощной гидроэлектростанции на Волге – в Куйбышеве – и строительстве линий электропередачи 400 кВ. Было необходимо создавать соответствующую экспериментальную базу. И вот, под руководством академика А. А. Чернышева началось и было быстро завершено строительство нового высоковольтного корпуса – теперешнего корпуса номер два НИИПТ, в котором был размещен упомянутый каскад трансформаторов  $3 \times 333$  кВ и построен импульсный генератор 4,3 МВ».

Таким образом, в 1934 г. в Ленинграде, в Яшумове переулке (ныне ул. Курчатова), был построен специально для высоковольтных целей пятиэтажный дом с большими круглыми окнами на первом этаже, с двумя примыкающими большими производственными дворами (западным и восточным), т. е. примерно то, что мы можем увидеть и сегодня (рис. 1–3). Третий, четвертый и пятый этажи здания со служебными комнатами сотрудников по внутреннему периметру были окружены беско-



Рис. 1. Современный вид 2-го корпуса НИИПТ со стороны «Позитрона»



**Рис. 2.** Современный вид 2-го корпуса НИИПТ со стороны Физико-технического института



**Рис. 3.** Современный вид фасада 2-го корпуса НИИПТ

нечными овальными балконами, размешавшимися вокруг огромного центрального зала, что создавало неповторимую уникальную картину. На наш взгляд, было построено по-своему красивое производственное здание, аналогичных решений лабораторий ТВН с выходом из камеральных помещений прямо на балкон испытательного зала, по-видимому, не было и нет.

Ввод лаборатории в работу был осуществлен к концу 1934 г., при этом продолжали работать расположенные поблизости лаборатории ТВН ЛЭФИ и ЛПИ. Казалось бы, теперь можно было приступить для решения поставленных целей непосредственно к использованию нового (большого!) высоковольтного зала, но к этому времени наступает новый (четвертый) этап в рассматриваемой высоковольтной истории. Продолжаем цитировать Корсунцева: «Однако 1935 год принес существенные изменения в жизни лабораторий. Было принято правительственное решение о передаче лаборатории в переулке Яшумова в Наркомат обороны промышленности и постановке на ее высоковольтном оборудовании физических научных исследований в области ядерной физики (теперь бывшая ЛТВН получила название «Лаборатория № 9»). Начальником лаборатории был назначен М. И. Корсунский (впоследствии автор известной книги «Атомное ядро»); из прежнего коллектива лаборатории ТВН ЛЭФИ осталась только небольшая часть сотрудников-высоковольтников. Физические исследования в лаборатории на высоком напряжении проводились в течение 3 лет.

В 1938 году специальная комиссия рассмотрела результаты трехлетней работы лаборатории и пришла к заключению, что ресурсы лаборатории № 9 оказались недостаточными для получения ожидаемых результатов. После этого лаборатория была законсервирована, а спустя некоторое время передана ЛПИ, где в это время под руководством профессора А. А. Горева уже строилась в специальном здании (своя) новая высоковольтная лаборатория». До начала ВОВ эти строительные работы продвигались очень медленно.

Начался очередной (пятый) этап в жизни нашей лаборатории уже без физиков и оборонцев. «Наличие в ЛПИ мощного конденсаторного производства дало А. А. Гореву возможность реконструировать ГИН в лаборатории на переулке Яшумова, заменив в нем конденсаторы на большие по емкости. Благодаря этому, А. А. Гореву удалось исследовать импульсную прочность коронирующих воздушных промежутков типа провод-провод, провод-опора и т. п. Дальнейшее освоение лаборатории одновременно с преобразованием и строительством нового здания ЛТВН ЛПИ продвигались плохо. Создание в 1938 году специального «Бюро Куйбышевских работ» (А. А. Чернышев) для обеспечения создания Куйбышевской ГЭС расширило возможности финансирования лабораторий, но все осложняющаяся внутренняя и международная обстановка в последние предвоенные годы и затем начало Великой Отечественной войны привели к прекращению работы лабораторий. Большое количество сотрудников ушло на фронт, остальные зимой 1941–1942 гг. были эвакуированы из Ленинграда».

В целом за 30-е гг. рассмотренные выше высоковольтные организации, в основном укомплектованные специалистами Политехнического института, по объективным причинам (в основном из-за ведомственных перемещений) сделали для прогресса отечественной энергетики сравнительно немного, их публикаций в научно-технических журналах практически не было. В то же время весьма продуктивно работала высоковольтная лаборатория в ВЭИ (Москва), в 1941 г. в Госэнергоиздате по результатам этих исследований, несмотря на то что страна готовилась к большой войне, была даже выпущена монография «Изоляторы».

За время блокады здание лаборатории в переулке Яшумова пришло в полуразрушенное состояние. Здесь проводились работы по восстановлению боевых

самолетов, базировавшихся на аэродроме, находившемся в расположеннном вблизи Сосновском лесопарке. «После возвращения в Ленинград А. А. Горева с остатками его коллектива в 1945 году для восстановления лаборатории не было ни средств, ни исполнителей. К счастью, в 1945 году было принято правительственное решение о создании НИИ постоянного тока и восстановлении в его составе высоковольтной лаборатории. А. А. Горев был назначен главным научным руководителем НИИПТ. После этого началась разработка проекта восстановления лаборатории в основном силами совместителей – работников кафедры ТВН ЛПИ (*В. В. Гей, А. М. Залесский, Б. М. Рябов, О. В. Щербачев и др. – Е. Соломоник*). Дирекция НИИПТ была, однако, заинтересована в укомплектовании собственных кадров высоковольтников, и в 1948 году начальником лаборатории ТВН НИИПТ был назначен А. К. Герцик – талантливый энергичный инженер, имевший большой опыт эксплуатации и строительства высоковольтных сетей, но впервые столкнувшийся с вопросами научных исследований. Благодаря энергии А. К. Герцика и его умению работать с людьми, в трудных условиях ему удалось в короткий срок восстановить лабораторию, несмотря на отсутствие А. А. Горева, который к этому времени уже не работал в НИИПТ и сосредоточился на строительстве корпуса ТВН в ЛПИ. После развертывания работ в восстановленной лаборатории ТВН НИИПТ за десятилетний срок было выполнено много работ, имевших значительную ценность для отечественной энергетики. Они были направлены, в основном, на задачи освоения напряжений класса 400–500 кВ (в сборниках трудов НИИПТ №№ 1–10 за 1957–1963 гг. было опубликовано более 50 работ по тематике ТВН. – Е. Соломоник). А.К. Герцик внезапно заболел и скончался в 1958 году в расцвете сил, в разгаре работы над своей кандидатской диссертацией». Об этом и последующем («тихооевском») периоде жизни ЛТВН НИИПТ см. «Известия НИИ Постоянного тока» № 64 (2010), с. 312–324 и № 65 (2011), с. 235–253.

В первое десятилетие своей работы ЛТВН НИИПТ была оснащена вывезенным по reparации из Германии однобаковым масляным испытательным трансформатором 1000 кВ («миллионником») с мотор-генератором для регулирования высокого напряжения. Внешним символом лаборатории были большие немецкие измерительные шары диаметром 3,0 м. Имелись также самодельная дождевальная установка и несколько изготовленных собственными силами маломощных испытательных установок постоянного напряжения 300 и 1000 кВ, выполненных с использованием ламповых кенотронов. Было задействовано еще несколько специфических установок: генератор импульсных токов в полуподвальном помещении, стенд для механических испытаний гирлянд изоляторов (разрывная машина), барокамера для определения разрядных характеристик при различной плотности воздуха, установка с трансформатором Тесла, крупногабаритные измерительные «электроды Роговского» и др. В северной части здания на втором этаже была создана специальная установка для определения загрязняемости и разрядных напряжений изоляторов при постоянном напряжении (так называемая грязная комната). Статья по этой работе, опубликованная в первом выпуске сборника трудов НИИПТ, до сих пор цитируется в зарубежной научно-технической литературе.

В те же 50-е гг. вблизи нынешнего пр. Науки (напротив будущих 3-го и 4-го корпусов НИИПТ) для ЛТВН были сооружены испытательная площадка, опытная ВЛ и одноэтажное здание для сотрудников (так называемый «каскад»). Здесь была создана установка постоянного напряжения, установлен каскад испытательных

трансформаторов  $3 \times 750$  кВ, а также другое испытательное оборудование. Дело в том, что в 40–50-е гг. ЛТВН находилась на окраине города и не было проблем с окружающей населенной застройкой города даже на «каскаде».

В большом высоковольтном зале 2-го корпуса НИИПТ по-прежнему активно использовался довоенный ГИН 4,3 МВ высотой около 20 м, обладавший уникальной «емкостью в ударе». Для его размещения в зале высотой около 25 м с сохранением проектных параметров потребовалось нижнюю часть устройства разместить в специальном массивном углублении около 3 м, которое существует до сих пор (так называемый котлован ГИН). Звук импульсных разрядов был столь мощным, что многие нииптяне и гости института стремительно пробегали по балконам здания в промежутках между разрядами. Курильщики на балконах здания соревновались, кто удержит пепел на сигарете после импульсного удара. Этот знаменитый ГИН был демонтирован только в 80-х гг., когда на испытательную площадку и в высоковольтный зал ЛТВН НИИПТ на пр. Науки поступили из ГДР новые современные ГИН наружной и внутренней установки на 5,0 и 4,3 МВ соответственно.

Свою неопубликованную заметку Корсунцев заканчивает так: «На смену А.К. Герцику пришел новый заведующий лабораторией Н.Н. Тиходеев. Это совпало с постановкой перед лабораторией новых задач, связанных с освоением сверхвысоких и ультравысоких напряжений 750 и 1150 кВ. Потребовалось радикальное переоснащение и развитие лаборатории ТВН НИИПТ, после чего здесь развернулись работы в неизмеримо большем, чем прежде, масштабе, внесшие большой вклад в развитие советской энергетики. Этот этап развития ЛТВН проходил под руководством Н.Н. Тиходеева на глазах большинства наших сотрудников и уже не относится к периоду “предыстории”, которому посвящена эта заметка».



Рис. 4. Испытательный трансформатор 750 кВ, 2 А

В 70-е гг. на западном дворе 2-го корпуса НИИПТ был установлен и введен в действие новый испытательный каскад  $3 \times 750$  кВ («Тур», ГДР). Испытуемые объекты (воздушные промежутки, изоляционные конструкции) размещались на испытательной площадке западного двора. Одновременно в большом высоковольтном зале 2-го корпуса был установлен трансформатор 750 кВ той же фирмы (рис. 4).

Установка нового проходного изолятора 750 кВ (стенного ввода напряжения в здание) после капитального ремонта со сносом северной и западной частей внутренних балконов позволила поднимать в большом зале переменное напряжение до 1000 кВ (одна ступень каскада плюс такой же трансформатор в зале). Выше поднимать значение напряжения не позволяли габариты здания, в первую очередь промежуток от испытательного трансформатора до стен. В это же время силами НИИПТ была спроектирована, изготовлена и установлена в большом зале уникальная для того времени мощная испытательная установка постоянного напряжения 1200 кВ, 0,3 А (рис. 5). В результате в зале можно было проводить испытания гирлянд изоляторов и внешней изоляции электрооборудования в загрязненном и увлажненном состоянии натуральных размеров. Были проведены испытания при переменном и постоянном напряжениях длинных гирлянд изоляторов (длиной до 10 м) и высоких опорных конструкций (длиной до 8 м). Для 70-х гг. прошлого века полученные данные являлись определенным рекордным достижением и были использованы при выборе изоляции первых в мире электропередач 1150 кВ переменного тока и  $\pm 750$  кВ постоянного тока. За рубежом изоляционные конструкции примерно такой же длины только в начале XXI в. впервые испытаны в сооруженных в Китае новых испытательных центрах ультравысокого напряжения.



Рис. 5. Испытательная установка постоянного тока 1200 кВ, 0,3 А

Для проведения высоковольтных испытаний при очень сильных загрязнениях в 1972 г. в восточной части большого зала был установлен специальный мощный испытательный трансформатор 500 кВ, 3000 кВ·А («Тур», ГДР), который позволяет производить испытания сильно загрязненных изоляторов и изоляционных конструкций классов напряжения до 500 кВ без искажения результатов испытаний. Одновременно создана питаемая от этого трансформатора мощная испытательная установка постоянного напряжения 500 кВ (рис. 6). Это позволило впервые в мире провести испытания загрязненных изоляторов этого класса напряжения при воздействии коммутационных импульсов большой длительности, характерных для электропередач постоянного тока УВН, при приложении рабочего постоянного напряжения перед приложением импульса к испытуемым загрязненным изоляторам, что адекватно отражает работу изоляторов на линиях постоянного тока в реальных условиях.

Хочется отметить, что в большом высоковольтном зале НИИПТ (рис. 7) работать всегда было легко и уютно, чувствовалось, что оно обжито многими поколениями высоковольтников. За последние 20 лет здесь были выполнены многочисленные испытания изоляторов (линейных и опорных, фарфоровых, стеклянных и полимерных) при рабочем напряжении и импульсах коммутационных перенапряжений при различных степенях загрязнения. Результаты этих испытаний легли в основу современной системы выбора и эксплуатации внешней изоляции электроустановок (ВЛ и ОРУ ПС) в условиях загрязнения.

Остается добавить, что здание ТВН НИИПТ (2-й корпус НИИПТ) в годы расцвета научно-исследовательских работ в институте было плотно заселено сотрудниками института. Кроме ЛТВН (большой и малый высоковольтные залы, западный двор) здесь размещались лаборатория ртутных вентилей, длительное время занимавшая значительную часть большого высоковольтного зала, измерительная лаборатория, несколько подразделений специального назначения, научно-техническая и художественная библиотеки, научно-технический архив, патентно-информационный отдел и другие службы института. Сокращение персонала НИИПТ и ликвидация



**Рис. 6.** Комбинированная испытательная установка переменного напряжения 500 кВ, 6 А и постоянного напряжения 500 кВ, 0,3 А



Рис. 7. Большой высоковольтный зал 2-го корпуса НИИПТ (современный вид)

некоторых подразделений привели к тому, что после распада СССР (в 90-е гг. минувшего века) корпус стал активно заселяться сотрудниками арендующих помещения НИИПТ организаций. Такая же судьба сложилась в наши дни у высоковольтного корпуса ЛПИ (СПбПУ).

О чем может вспоминать в нынешние времена постаревший высоковольтный корпус: о тысячах нииптян, прошедших по его лестницам и балконам, об ученых, инженерах, электромонтерах, с увлечением занимавшихся исследованиями, а может быть, о чудесном техническом архиве НИИПТ с сотнями томов немецких исследований по проекту ППТ «Эльба» или о прекрасной художественной библиотеке НИИПТ (местком и энтузиазм К. И. Покровской), о соседних зданиях Физтеха, «Позитрона» и «Гириконда», о прекрасно укомплектованной научно-технической библиотеке института, выписывавшей всю необходимую исследователям отечественную и зарубежную техническую литературу, о бесчисленных гостях института, замечательных самодеятельных музыкально-сатирических вечерах «Весна в НИИПТ-64» и «Весна в НИИПТ-65», о кинофильмах, снимавшихся в большом высоковольтном зале, в том числе «Иду на грозу»? Большой высоковольтный зал не забыл, как непосредственно Тиходеев демонстрировал на себе безопасность работы в зале при высоком напряжении.

В заключение отметим, что 80-летняя судьба нашего высоковольтного здания была насыщена переменчивыми событиями и разнообразными проблемами работавших здесь людей. Относительно стабильным и успешным с точки зрения проведения в здании нужных стране высоковольтных работ был период 1960–1990 гг.

(«Тиходеевское тридцатилетие»), эти же годы были и наиболее плодотворными в научном и практическом отношениях, прежде всего потому, что существовал реальный социальный заказ на исследования в области ТВН. В начале нового века ввиду отсутствия в стране интереса к работам по вопросам СВН и УВН объем высоковольтных исследований здесь заметно сократился, но в наши дни хотелось бы ожидать, что напряженная жизнь большого высоковольтного зала и корпуса в целом начнет возрождаться и исследования в области ТВН будут востребованы для создания ВЛ постоянного тока нового поколения. Будем полагать, что нииптяне отметят в 2045 г. столетие НИИПТ и юбилей отремонтированного здания с большими круглыми окнами на первом этаже на Курчатова, 14.

P.S.

Уже после передачи этого очерка в редколлегию журнала нами были обнаружены некоторые дополнительные материалы, касающиеся 2-го корпуса НИИПТ. На сайте Союза архитекторов Санкт-Петербурга (<http://www.citywalls.ru/house17258.html>) в разделе «Конструктивизм» указано, что здание построено в 1934–1936 гг. и представляет определенную архитектурную ценность.

«Несмотря на ограниченность средств оформления, фасад здания производит очень сильное впечатление. Фасад представляет собой симметричную композицию, построенную на контрасте глухих участков стен по краям с горизонтальными ленточными окнами в середине и вертикальными окнами в центре; выразительность облика основана не на обилии декора, а на удачных пропорциях, членениях, соотношениях различных конструктивных элементов, что является характерной чертой конструктивизма как архитектурного стиля.

Оригинально решен вход в здание: мощный портал, облицованный туфом, такой камень редко встречается в Ленинграде той поры — симметрично расположенные большие круглые окна. Возможно, это архитектурное отражение сугубо технологических круглых элементов на боковом фасаде.

Несмотря на большой объем здания, авторы разделили фасад по высоте за счет остекления высокого первого этажа и выделив несущие пилоны на фасаде, которые поддерживают остальные три этажа. Этот прием горизонтального расчленения фасада на прозрачную нижнюю часть с тонкими пylonами и верхнюю с протяженными ленточными окнами позволил избежать гнетущего ощущения у зрителя подавляющей массы здания. Глухие участки кирпичных стен у торцов имеют вид мощных вертикальных пylonов из-за соотношения сторон прямоугольника стены явно в пользу вертикали.

Площадка слева от здания изначально и до 1990-х гг. была полигоном для испытаний оборудования, предназначавшегося для эксплуатации на открытом воздухе, сейчас превращена в автостоянку».

Кроме этого интересные воспоминания о нашем здании приведены в сборнике «Лесное – исчезнувший мир...» (С. Е. Глезеров, ЦПГ, 2011), фрагменты которых приведены ниже.

«...Здание Института постоянного тока было интересно своим внутренним устройством. Поражал воображение громадный зал во всю высоту и ширину здания. Пять открытых галерей опоясывали зал, создавая впечатление гигантского театра. От пола поднимались вверх фантастических форм электрические аппараты с блестящими

шарами по два метра в диаметре. Я и другие “электрики” такого же возраста (школьники младших классов) облазали там зимой 1942–1943 гг. все галереи и закоулки. Здание было в плачевном состоянии. Крыша текла, с галерей свешивались громадные сосульки, в помещениях и на лестницах образовались толстые натеки льда. Мы сами добавили там порядочно разрушений, снимая кабели и электрооборудование. Бывало, и просто хулиганили, орали, свистели. По залу металось гулкое эхо.

Откуда нам было знать, что на верхних этажах здания в нескольких комнатах под башенкой на крыше до войны разрабатывался, а теперь стоял в бездействии первый советский радиолокатор. Я заходил в эти комнаты, видел скопление аппаратуры и даже отвинтил что-то для своих нужд. Это едва не кончилось для меня трагически. Аппаратура была секретной, но то ли по разгульяйству, то ли из-за всеобщей разрухи и голода, в те зимние месяцы она никем не охранялась.

Через какое-то время КГБ все же схватился. Найти лазутчиков не представило труда, и нас взяли за штаны. Разговаривали сурово. Большинство расплакалось, а на меня вдруг напала строптивость. Меня пообещали согнуть в барабан рог, но в конце концов махнули рукой...» (из воспоминаний В.О. Кобака).

«...Мы переходили проспект и шли по Яшумову переулку (теперь улица Курчатова), по левой его стороне, где стояло несколько двухэтажных деревянных домов. С правой стороны домов почти не было, там отходил Пустой переулок (ныне ул. Шателена), за ним шел сосновый лесок. Потом на этой стороне появилось светлое двухэтажное здание музыкальной школы (в 1945 г. оно отошло к Институту постоянного тока)... За оврагом начиналась территория Физико-технического института. К началу 1940-х гг. на ней уже возвышался купол циклотрона.

Почти вся противоположная сторона Яшумова переулка за поворотом тоже представляла собой индустриальный пейзаж... Мы, малыши середины 1930-х гг., конечно, не могли тогда знать и понимать, что, проходя здесь каждый день по пути в детский сад, мы становились современниками и свидетелями рождения первого в нашей стране наукограда. Более того, мы оказались его ровесниками!

На наших глазах возводились корпуса “Позитрона” (тогда – НИИ-34) и поднялось пятиэтажное здание НИИ постоянного тока. Его светло-серый квадрат фасада казался сошедшим прямо с чертежной доски: от середины до краев проведены линейкой полоски сплошных окон, между ними стеклянная вертикаль, внизу под ней четкий ряд ступеней центральной лестницы, циркулем – по обе стороны от нее – круглые окна, похожие на два огромных иллюминатора, и опять по линейке, в обе стороны от крыльца и по всему фасаду, две черты пристенного газона.

Цветы там почти никогда не росли, но зато верхняя часть поребрика примерно в полумetre от земли образовывала ровную, как будто специально выложенную плитками дорожку. Какое же удовольствие было для нас, малышей, которых еще водили за руку, вскочить на этот поребрик, пробежать по всей его длине, потом чуть-чуть посидеть в чаше иллюминатора, сползти на ступени крыльца и затем, в обратном порядке, повторить все это на втором крыле фасада. Это был наш ритуал, игра, поджидавшая нас на середине пути. Жаль, этого газона давно уже нет. Само же здание – образец конструктивизма – существует и по сей день. Но без газона, без одной,

казалось бы, незначительной детали, и все здание уже не то, оно смотрится ординарным и плоским, и оборвалась моя живая связь с ним.

Исчезла и еще одна, несомненно, более ценная и значимая, можно сказать даже грандиозная достопримечательность этого места. Рядом, на площадке, раньше стояли две высоковольтные опоры с подвесками гигантских керамических изоляторов – рабочий полигон института. Пусть он пережил свое прямое назначение, но сохранить его – значило бы оставить нетронутым индустриальный пейзаж 1930-х гг., сохранить то, что мы называем памятником промышленной архитектуры. А в данном случае это и памятник технической мысли, истории науки и всей полной энтузиазма эпохе индустриализации страны (в те годы не случайно и Политехнический институт назывался Индустриальным). Ни опор, ни гирлянд изоляторов – пустая площадка» (из воспоминаний Г. В. Кравченко).

*Авторы благодарят Нину Ивановну Степину и Дмитрия Серафимовича Печалина за помощь в подготовке материала.*

*Владимирский Лев Львович*, канд. техн. наук, заведующий отделом техники высоких напряжений Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: vladimirsky@niipt.ru

*Соломоник Евгений Аронович*, канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник отдела техники высоких напряжений Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: solomonik@niipt.ru



**Научно-технический центр Единой энергетической системы** является многопрофильным электроэнергетическим научным и инжиниринговым центром Системного оператора, головной научной организацией отрасли в области развития системообразующей сети Единой энергетической системы России и межгосударственных электрических связей.

---

ОАО «НТЦ ЕЭС» активно сотрудничает с крупнейшими отечественными компаниями (ОАО «СО ЕЭС», ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «РусГидро», ТГК, ОГК) и с зарубежными фирмами Австрии, Германии, Италии, Китая, США, Швейцарии, Швеции, Японии и других стран.

### **Основные направления научно-технической деятельности**

1. Проектирование и развитие электроэнергетических систем.
2. Устойчивость, надежность, живучесть и управляемость электроэнергетических систем.
3. Режимное и противоаварийное управление.
4. Развитие технологий оперативно-диспетчерского управления энергосистемами.
5. Автоматизированные системы мониторинга, сбора, передачи, обработки информации и управления технологическими процессами.
6. Комплексное проектирование подстанций и линий электропередачи.

### **Экспериментальная база**

- Цифро-аналого-физический комплекс на базе электродинамической (физической) модели энергосистемы для исследования функционирования объектов электроэнергетики и энергосистем любого уровня; натурных испытаний на функционирование устройств управления, защиты и автоматики, систем АСУ ТП в реальном времени.
- Цифровая модель реального времени (RTDS).
- Испытательный стенд устройств релейной защиты и систем автоматизации.

### **Выполняемые работы**

- Разработка перспективных схем и программ развития электроэнергетики.
- Проведение исследований перспективных схем развития электроэнергетических систем на базе единой математической модели ЕЭС России.
- Разработка рекомендаций по совершенствованию проектных решений развития энергосистем и энергообъектов.
- Разработка схем выдачи мощности электростанций.
- Разработка схем внешнего энергоснабжения энергорайонов и отдельных потребителей.
- Создание, верификация и актуализация цифровых моделей для исследования переходных режимов и устойчивости электроэнергетических систем.

- Разработка рекомендаций и технических решений по обеспечению устойчивости, надежности и живучести электроэнергетических систем и отдельных энергообъектов.
- Разработка и внедрение систем автоматического управления и мониторинга режимных параметров на уровнях ЕЭС, ОЭС, ЭС.
- Разработка алгоритмов и программно-технических комплексов локальных и централизованных устройств режимного и противоаварийного управления.
- Разработка проектов модернизации систем противоаварийной автоматики.
- Разработка проектной и рабочей документации по РЗА, ПА и АИИС КУЭ.
- Решение задач ПА «под ключ»: от ТЭО до внедрения на объекте.
- Расчеты токов короткого замыкания и разработка рекомендаций по их снижению для конкретных энергообъектов.
- Проверка на функционирование (экспертиза) и настройка устройств регулирования, управления, защиты и автоматики на электродинамической модели, в том числе «под ключ».
- Аттестация цифровых автоматических регуляторов возбуждения, цифровых устройств АЛАР и разработка рекомендаций по их применению в ЕЭС России.
- Настройка «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.
- Создание и внедрение программно-вычислительного комплекса по расчету токов короткого замыкания и автоматизированному расчету уставок релейной защиты и автоматики.
- АСУ ТП для подстанций переменного и постоянного тока, атомных, тепловых и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- АСУ ТП на базе информации от МПРЗА для подстанций классов напряжения до 330 кВ, СН электрических станций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- Система анализа и просмотра аварийной информации от разнородных распределенных источников регистрации для АСДУ энергосистем и энергообъединений, подстанций переменного и постоянного тока, атомных, тепловых и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- Цифровая автоматика ликвидации асинхронных режимов – АЛАР-Ц.

- Разработка основных технических решений по внедрению объектов распределенной генерации.
- Оценка эффективности инвестиций в строительство, реконструкцию, модернизацию и техническое перевооружение электросетевых и генерирующих объектов на стадии выполнения работ по проектированию и на стадии реализации инвестиционного проекта.
- Разработка и внедрение программно-вычислительных комплексов для решения задач по автоматизации процессов, обладающих большой алгоритмической, композиционной и структурной сложностью, а также распределенных и «облачных» информационных систем.

### **Участие в системе добровольной сертификации ОАО «СО ЕЭС»**

В 2013 г. ОАО «НТЦ ЕЭС» допущено к проведению добровольной сертификации в СДС «СО ЕЭС» в области подтверждения соответствия автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов требованиям стандарта организации ОАО СО «ЕЭС» СТО 59012820.29.160.20.001-2012 «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов».

### **Аспирантура**

Одной из важнейших сфер деятельности ОАО «НТЦ ЕЭС», как организации, располагающей авторитетной научной школой и современной, а во многом уникальной экспериментально-исследовательской базой, является подготовка кадров высшей квалификации через аспирантуру.

Обучение в аспирантуре ведется по образовательной программе 13.06.01 – Электро- и теплотехника.

Профили подготовки:

- 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы;
- 05.14.12 – Техника высоких напряжений.

Лицензия Федеральной службы по надзору в сфере образования и науки на право ведения образовательной деятельности в сфере послевузовского профессионального образования – № 0353 от 24 сентября 2012 г.



ОАО «НТЦ ЕЭС» является Ведущим научно-техническим партнером РНК СИГРЭ. На базе НТЦ ЕЭС работает подкомитет В4 «Электропередачи постоянным током высокого напряжения и силовая электроника».

## Акцент на теплоэнергетику: в Санкт-Петербурге прошел Российский международный энергетический форум

*C 17 по 20 мая в конгрессно-выставочном центре «Экспофорум» прошел IV Российской международный энергетический форум, собравший более 8000 специалистов: топ-менеджеров ведущих энергетических компаний, представителей федеральной и региональной власти, ведущих экспертов и ученых.*

Последние достижения в энергетической отрасли в рамках форума представила XXIII Международная специализированная выставка «Энергетика и Электротехника». Ее участниками стали более 250 производителей, поставщиков оборудования и услуг для тепло- и электросетей из 12 стран. Продукцию и технологии презентовали «Газпром Энергохолдинг», Свердловский завод трансформаторов тока, «Севкабель», «Завод «Инвертор», «КАМАЗ», «Завод СЭТ», «Тайко Электроникс РУС», «Электронмаш», «Электротехнические заводы «Энергомера» и др.

Особое внимание в этом году было уделено *отечественным разработкам и инновационным решениям* – так, компания *AVT&Co* привезла зарядные станции для электромобилей с оплатой за зарядку наличными деньгами или бесконтактными банковскими картами. Новую технологию заливки трансформатора под давлением APG представил завод «Электроцит-Ко». Яркий пример импортозамещения показала компания «НПК МСА», представившая на выставку металлоконструкции для сборки электрощитового оборудования достойного качества, полностью производимые в России.

Не пропадает интерес иностранных компаний к российскому рынку. В этом году на национальном стенде Чешской Республики площадью 110 кв. метров было представлено 9 чешских компаний. Международным опытом поделилась компания *SJJBATT* из Индонезии, специализирующаяся на производстве солнечных батарей, генераторов, сигнализаций и другого оборудования. Одна из старейших компаний Италии – *Giovenzana* – продемонстрировала сразу несколько направлений продукции: подъемно-транспортное оборудование, лифты, автоматизация.

Дискуссионная часть Форума включала *более 30 конференций, круглых столов, технических дискуссий*. Центральным событием стало пленарное заседание «Электроэнергетика России в современных условиях: внешние вызовы и экспортные возможности российского ТЭК», генеральный директор ООО «Газпром энергохолдинг» Денис Федоров подчеркнул, что строительство мощных газовых турбин – уже не первостепенная задача, для опережения других стран на рынке энергетического машиностроения нужно создавать принципиально новые проекты с перспективой в 5–7 лет. Он также высказал мнение, что снижение цены вследствие создания общего энергорынка стран Евразийского экономического союза (ЕАЭС) негативно скажется на энергокомпаниях России.

В свою очередь заместитель директора Департамента энергетики Евразийской экономической комиссии Юрий Рымашевский, комментируя последствия создания общего энергорынка в странах-участницах ЕАЭС (России, Армении, Белоруссии, Казахстане и Киргизии), заявил, что это должно помочь найти энергетический баланс всех стран. Рынок энергетических ресурсов по разным направлениям будет вводиться поэтапно – общий рынок электроэнергии будет готов к 2019 году, а нефти, газа и нефтепродуктов – планируют подготовить к 2025. «В российской энергетике две беды – тарифы и прогнозы. Реформа энергетики застопорилась. Есть НП «Совет Рынка», а самого рынка нет. Сейчас я занимаюсь выращива-

нием стартапов в области энергетики и считаю, что один из основных аспектов возможного развития этого направления – новые технологии», – отметил *председатель Совета директоров Российского Технологического Фонда (RTF) Доминик Фаш*.

*Руководитель проектов по экспорту машиностроения Георгий Голенев* презентовал на форуме потенциал Российского экспортного центра. С экспертным мнением о возможностях энергетического рынка в России поделились *заместитель генерального директора ОАО «Силовые машины» Юрий Суняев, и. о. генерального директора ПАО «Федеральный испытательный центр» Александр Дюжинов*.

Вопросы реализации программ инновационного развития в энергетике, перспективы взаимодействия с вузами и промышленными компаниями, индивидуальный подход к заказчикам эксперты обсудили на международной научно-практической конференции «Интеграция науки, образования и производства». Спикерами выступили представители ПАО «ФИЦ», ОАО «Силовые машины», НИУ «МЭИ», ООО «Газпром проектирование», ООО «Энергомаркет». Международным опытом в создании технологических парков поделился *Доминик Фаш* на примере технопарка «София Антиполис» и его роли в развитии национальной экономики.

Основные вызовы в теплоснабжении в Петербурге затронули в рамках круглого стола с участием генерального директора *ООО «Газпром энергохолдинг» Дениса Федорова и генерального директора АО «Газпром теплоэнерго» Леонида Богорада*. Спикеры отметили, что вопрос теплоэнергетики на сегодняшний день выходит на первое место: задолженность за тепло и более 50% процентов этой задолженности приходится на управляющие компании. Ранее на пленарном заседании *председатель «Совета производителей энергии» Игорь Миронов* отметил, что задолженность потребителей на рынке тепловой генерации достигла 250 млрд рублей, задолженность потребителей перед крупными генерирующими компаниями в теплоэнергетике составляет 200 млрд рублей.

Не осталась в стороне и проблема модернизации отрасли. О перспективах *развития модернизации муниципальной инфраструктуры в рамках государственно-частного партнерства в области энергетики и ЖКХ* поговорили на одноименном круглом столе форума. Спикеры мероприятия, среди которых генеральный директор «Сберэнргодевелопмент» Владимир Усичев, директор Департамента энергосбережения и повышения энергетической эффективности Минэнерго Александр Митрейкин, директор ГАУ «Центр энергосберегающих технологий Республики Татарстан при Кабинете Министров Республики Татарстан» Евгений Мартынов, подчеркнули, что на смену бюджетному финансированию сфер энергетики и ЖКХ приходит инвестирование, основанное на внимательном расчете финансовых и технических показателей. Приоритет инвесторов в первую очередь отдается проектам с низкими капитальными затратами и высокой отдачей в форме экономии эксплуатационных затрат.

Традиционно на форуме наградили лауреатов и победителей Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие топливно-энергетической и добывающей отраслей. На конкурс в 2016 году было представлено 183 работы от 71 предприятия (организаций). Дипломами лауреата конкурса были награждены 24 организации, в том числе ООО «Мосэнерго», АО «Газпром промгаз», ОАО ХК «Якутуголь», ПАО АНК «Башнефть», ООО «Разум Ресурс», ПАО «Мурманская ТЭЦ», ЗАО «Уралтермосвар», ООО «Аргос», ОАО «ТГК-1» и многие другие.

Состоялась церемония награждения лауреатов Национальной отраслевой премии «Путь инноваций». По итогам решения жюри первое место среди электроэнергетических компаний получила ГК «Россети», второе – ПАО «Интер РАО ЕЭС», третье – ПАО «Русгидро».

В Центре деловых контактов состоялось более 600 бизнес-встреч между производителями инновационной продукции и энергетическими, генерирующими компаниями. Среди участников: ОАО «Теплосеть Санкт-Петербурга», ОАО «Силовые машины», ПАО «МРСК Северо-Запада», ООО «Ижорская энергетическая компания», ГК «Балтийский Дом», ООО «Сургут перевалка», АО «Юго-Западная ТЭЦ».

## CONTENT, ABSTRACTS, KEYWORDS

### Methodical issues in the study of operating modes of power systems

Akimov D. A., Korovkin N. V., Odintsov M. V., Frolov O. V.

#### The method of choosing the placement and parameters of phase-shifting transformers.

Different methods of optimal choosing the placement and parameters of phase-shifting transformers are considered. Angle sensory matrix PSDF construction and analysis are performed for 14-node and 57-node IEEE schemes. Dependencies of node voltage and active power losses on PST angle with use of bilinear theorem are obtained, active power losses-optimal placements of PST are proposed, their optimal angles are determined.

*Keywords:* Unified Energy System, phase-shifting transformer, PSDF matrix, bilinear theorem, optimal placement, optimal PST angle.

Suslova O. V., Chekan G. V.

#### Using the modified topological method for assessing the reliability of technical systems by the example of HVDC back-to-back Russia–Finland.

Calculations of complex parameters of structural reliability by the example of Russia–Finland power transmission, which includes HVDC back-to-back (Vyborg converter station) with using the modified topological method are fulfilled. The specialized software package «DoRI\_CL» was used to create a mathematical model, which implements this method. The results obtained with the use of existing and newly developed algorithms for calculation of reliability parameters were compared. The obtained complex parameters of reliability are confirmed by the data from operation experience.

*Keywords:* complex parameters of reliability, modified topological method, software package, HVDC back-to-back, Russia–Finland power transmission.

### Simulation and study of power systems

Berdin A. S., Bliznyuk D. I., Romanov I. B.

#### Estimation of resultant load characteristics for transients' studies.

Approach to estimation of resultant load characteristics for groups of power consumers is submitted. The characteristics are estimated using information about system state obtained during contingencies in the power system.

*Keywords:* load, load characteristic, wide area measurement system, transient.

Zakaryukin V. P., Kryukov A. V.

#### Modeling of electric networks with the high-voltage coaxial cables.

Modes modeling technique of the electric networks made with use of single-core screened cables with the sewed polyethylene isolation are offered. The technique realized in the Fazonord program complex is based on use of phase coordinates and allows counting the modes, mutual electromagnetic influences and electromagnetic fields in complex electrical power system. Computer modeling of electric network modes made with use of screened cables proved the applicability of the offered technique for the solution of the practical tasks arising at design and operation of electrical power systems.

*Keywords:* electrical power system, electric network, screened cable, modeling of the modes and electromagnetic fields in phase coordinates.

Berdin A. S., Bliznyuk D. I., Gerasimov A. S.

#### Defining the resultant damping component of generating unit based on electromechanical transient measurements.

Method for defining the damping component of generating unit, that characterized its ability to damp rotor swings, is developed. The method is based on measurement approximation by means of model based on synchronous machine swing equation. The input is active power and rotor angle measurements during electromechanical transients. The method was tested using data obtained from mathematical and physical simulations and collected from field measurements in the power system. The results may be applied for simplified dynamic models of generating unit developing.

*Keywords:* damping component of generating unit, rotor swing equation, synchronous machine parameters identification, electromechanical transients, simplified synchronous machine dynamic model.

Sedoykin D. N., Yurganov A. A.

**The new structure for stabilization loop of the synchronous generator mode and the general principles of its settings based on fuzzy approximator.**

A method and algorithm for constructing the automatic adaptive system of field control (Sauvo) based on fuzzy approximator. The proposed algorithm performs an automated calculation of coefficients of system stabilizer depending on the parameters of the external network and the gain of the voltage controller.

*Keywords:* synchronous generators, field control, adaptive control system, fuzzy logic, optimal setting.

Enaldiev V. G., Merkushev D. V.

**Protection device equipment from momentary voltage dips.**

The problem of valuation of momentary voltage dips is described. The registration of voltage dips on industrial object powered from traction substation is shown. The use of voltage recovery unit with an accumulating super capacitor module is proposed. The dependence of the super capacitor module capacity on the depth of voltage dips and power load is given.

*Keywords:* momentary voltage dip, dynamic voltage recovery device, supercapacitor module.

---

## **Operational issues and assessment of the effectiveness of reliability assurance measures**

---

Koshcheev L. A.

**The evaluation of the effectiveness of a centralized emergency control in power system.**

The technical and economic effects of the centralized emergency control in power systems are discussed.

*Keywords:* power system, centralized emergency control, reliability, stability, survivability.

Gorelik T. G., Gorchakov A. A., Kirienko O. V.

**Automatic system for statistical processing the result of phasor measurement units testing.**

An automatic system for processing the result of phasor measurement units testing was created. Block scheme and methods of testing was proposed. Application for viewing the results of automatic system operation was developed. Successful complex validation of methods, automatic system and application was achieved.

*Keywords:* Phasor measurement units testing, phasor data concentrator, real time simulation of electric energy system, processing of results, synchronization, phasor measurement units.

Voloshin M. V., Demidov A. A.

**Development of algorithm for automatic correction of the daily electricity generation of hydroelectric power stations that are connected under the load frequency control and active power control systems.**

The automatic daily generation deviation correction algorithm for hydroelectric power plant connected under load frequency and active power control system is developed and introduced.

*Keywords:* optimal use of water resources, the development of the electro-energy, load frequency control (LFC) and active power control system.

Esipovich A. H., Kabanov D. A.

**The method of configuring of domestic digital AVR.**

JSC « STC UPS» has got more than ten years of proven experience in configuring AVR and PSSs parameters for large power stations. Special method of parameters configuring is based on power system frequency responses analysis and provide best possible set of parameters for AVR and PSS in terms of chosen performance criterion. Method includes using of power system digital model and «WinOblast» software. This paper describes this method, illustrating it by configuring AVR-3MT regulator parameters for brushless excitation system of generator №1 on «Leningradskaya AES-2» nuclear power station.

*Keywords:* AVR, PSS, parameters, digital model, optimization, power system frequency response, performance criterion.

*Vysogorets S. P.*

**Development of diagnosis of manufacturing defects in equipment with polymer insulation in terms of high voltage bushings.**

Specified the impact of applied voltage value on detection of defects in bushings with polymer insulation during infrared diagnostics. It is proposed to regulate the thermal-imaging measurements at the factory tests.

*Keywords:* *bushing, voltage, thermal imaging, trial.*

## **From international experience in energy field**

---

*Efimova E. V., Korobkov A. V., Smirnov A. N., Shlaifshtein V.A.*

**Actual problems of development of domestic wind and solar generation taking into account world experience of its application.**

The brief review of development of wind and solar power generation abroad is given. The problems of formation of national systems of wind and solar generation are discussed. For the widespread introduction of these types of generation in the UPS of Russia it is necessary to decide the large range of technical problems.

*Keywords:* *wind and solar generation, international experience, implementation in the UPS of Russia, technical problems.*

## **Retrospective view**

---

*Vladimirsky L. L., Solomonik E. A.*

**The history of high voltage bulk of NIIPT.**

---

**Content, Abstracts, Keywords**

**Instruction for manuscript submission**

# **ПРАВИЛА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РУКОПИСЕЙ АВТОРАМИ**

## **1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

Журнал «Известия НТЦ Единой энергетической системы» является периодическим печатным научным рецензируемым журналом.

В журнале публикуются статьи, содержащие новые результаты научных исследований в электроэнергетике по направлениям: развитие и моделирование энергосистем, регулирование, противоаварийная автоматика и автоматизированные системы управления, передача электроэнергии переменным и постоянным током, преобразовательная техника, техника высоких напряжений.

Также в журнале публикуются научные обзоры, научные рецензии и отзывы.

Периодичность выхода журнала – 2 раза в год.

Статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы» можно направить по адресу: 194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, ОАО «НТЦ ЕЭС» или по E-mail: nto@ntcees.ru.

## **2. ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ**

Авторы должны придерживаться следующей обобщенной структуры статьи: вводная часть (актуальность, существующие проблемы); основная часть (постановка, описание задачи, изложение и суть основных результатов); заключительная часть (предложения, выводы), список литературы.

### **2.1. Оформление материалов**

1. Объем статьи, как правило, не должен превышать 16 страниц формата А4.

2. Набор текста осуществляется в редакторе MS Word.

Параметры страницы. Поля: верхнее – 4 см, нижнее – 3,7 см, левое – 3,5 см, правое – 3,5 см, расстояние от края до верхнего колонтитула – 3 см. Текстовое поле – 14×22 см.

**Шрифт** Times New Roman, размер шрифта основного текста – 11, междустрочный интервал – 1,1, абзацный отступ – 0,5 см.

Заголовки, номера и названия таблиц, названия рисунков пишутся без точки в конце. Размеры формул, таблиц и рисунков не должны выходить за пределы текстового поля

3. **Формулы** набираются в редакторе MathType. В формульном редакторе (как и в основном тексте) переменные, обозначенные латинскими символами, набираются курсивом; цифры, греческие и русские символы – прямые.

В числах десятичным разделителем является запятая.

Сокращенные обозначения физических величин и единиц измерения (кВт, Гц, В, Hz) и названий функций (sin, min, const, exp и т. д.) – прямые без точки в конце.

Размеры шрифтов в формулах: основной размер – 11, индекс – 58 %, мелкий индекс – 50 %, символ – 100 %.

4. **Таблицы.** Все наименования в таблицах необходимо писать без сокращения слов (за исключением единиц измерения). Численные значения величин в таблицах и в тексте должны быть в единицах измерения СИ. Размеры шрифтов в таблицах: основной размер – 10, в таблицах большого размера допускается размер – 9.

5. **Рисунки**, выполненные при помощи компьютерных программ, передаются в редакцию в электронном виде отдельными файлами (не заверстанными в текстовые файлы статьи), в форматах тех программ, в которых они выполнены. Приемлемыми являются форматы: xls (для графиков и диаграмм), eps, cdr, vsd, tiff или jpeg (с разрешением 300 dpi). Сканирование графических рисунков нужно производить с разрешением 600 dpi, фотоснимков, представляемых в электронном виде, – с разрешением 300 dpi.

6. **Список литературы** приводится в конце статьи. Он составляется в порядке последовательности ссылок в тексте. Ссылки на литературу в тексте заключаются в квадратные скобки. В список литературы не должны включаться неопубликованные материалы и материалы служебного пользования.

**Образец и шаблон оформления статьи** приведены на сайте:

<http://www.ntcees.ru/departments/proceedings.php>.

## **2.2. Вместе с материалами статьи должны быть обязательно предоставлены:**

- номер УДК в соответствии с классификатором (в заголовке статьи);
- аннотация статьи на русском и английском языках;
- ключевые слова статьи на русском и английском языках;
- сведения об авторах, включающие фамилию, имя, отчество автора, учченую степень, ученое звание, должность, место работы, E-mail, контактные телефоны;
- экспертное заключение о возможности опубликования материалов в открытой печати;
- справка автора.

## **2.3. Рассмотрение материалов**

Представленные в редакцию материалы первоначально рассматриваются редакционной коллегией и передаются для рецензирования. После одобрения материалов, согласования различных вопросов с автором (при необходимости), редакционная коллегия сообщает автору решение об опубликовании статьи. В случае отказа в публикации статьи редакция направляет автору мотивированный отказ.

При отклонении материалов из-за нарушения сроков, требований оформления или не отвечающих тематике журнала материалы не публикуются и не возвращаются.

Редакционная коллегия не вступает в дискуссию с авторами отклоненных материалов.

Публикация материалов осуществляется бесплатно.

Более подробную информацию можно получить по телефонам редакции:

(812) 292-94-05, (812) 292-94-20

или E-mail: [npo@ntcees.ru](mailto:npo@ntcees.ru).

**СПРАВКА**

(предоставляется в редакцию каждым автором/соавтором статьи)

В соответствии с Законом Российской Федерации об авторских правах, сообщаю, что я, \_\_\_\_\_

автор (соавтор) статьи \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

уведомлен об ответственности за использование в статье материалов, защищенных авторским правом, включая цитаты, воспроизведенные данные, иллюстрации и иные материалы, и о том, что ответственность за нарушение авторских прав ложится на автора статьи.

Я сообщаю, что данная статья не опубликована и не представлена для опубликования в другие периодические издания.

Подавая статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы», я передаю редакции право на ее опубликование и дальнейшее распространение и сообщаю, что при этом не нарушаются авторские права других лиц и организаций.

Подпись автора \_\_\_\_\_ «\_\_\_» 20\_\_ г.

Ф.И.О \_\_\_\_\_

Ученая степень \_\_\_\_\_

Ученое звание \_\_\_\_\_

Место работы \_\_\_\_\_

Адрес служебный \_\_\_\_\_

Тел. служебный \_\_\_\_\_

Адрес домашний \_\_\_\_\_

Тел. домашний \_\_\_\_\_

E-mail \_\_\_\_\_

**ИЗВЕСТИЯ НТЦ  
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

Оригинал-макет выполнен  
в ООО «МЕДИАПАПИР»

Редактор  
*M. A. Иванова*

Верстка  
*C. B. Горячева*

Корректура  
*M. A. Иванова*

Подписано в печать 15.06.2016. Формат 70×108/16  
Печать офсетная. Гарнитура «Times New Roman»  
Объем 10,5 п. л. Тираж 300 экз.

Отпечатано с готового оригинал-макета на полиграфической базе  
ООО «Издательство ДЕАН»  
191119, Санкт-Петербург, ул. Константина Заслонова, д. 17.  
Тел.: (812) 712-27-40, 764-52-85