

Министерство образования и науки РФ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«ИВАНОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ В.И. ЛЕНИНА»

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

«ЭНЕРГИЯ-2013»

ВОСЬМАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
СТУДЕНТОВ, АСПИРАНТОВ
И МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ

ИВАНОВО, 23 – 25 апреля 2013 г.

МАТЕРИАЛЫ КОНФЕРЕНЦИИ

**ТОМ 3
ЧАСТЬ 1**

ИВАНОВО

ИГЭУ

2013

УДК 620 + 621

ББК 31

Э 45

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА // Восьмая международная научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2013»: материалы конференции. В 7 т. Т. 3. Ч. 1. – Иваново: ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», 2013. – 188 с.

ISBN

ISBN

Помещенные в сборник тезисы докладов студентов и аспирантов электроэнергетического факультета Ивановского государственного энергетического университета отражают основные направления научной деятельности кафедр в области электроэнергетики и высшего профессионального образования.

Сборник предназначен для студентов, аспирантов и преподавателей вузов, интересующихся вопросами электроэнергетики.

Тексты тезисов представлены авторами в виде файлов, сверстаны и при необходимости сокращены. Авторская редакция сохранена.

ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ

Председатель оргкомитета: проректор по научной работе, д.т.н., проф. **В.В. ТЮТИКОВ**.

Члены оргкомитета: декан электроэнергетического факультета, к.т.н., профессор **А.Ф. СОРОКИН**, зав. кафедрой «Автоматическое управление электроэнергетическими системами», к.т.н., доцент **В.Д. ЛЕБЕДЕВ**, зав. кафедрой «Теоретические основы электротехники и электротехнологий», д.т.н., профессор **В.А. МАРТЫНОВ**, заместитель зав. кафедрой «Электрические станции и диагностика электрооборудования», к.т.н., доцент **В.М. ЛАПШИН**, зав. кафедрой «Высоковольтные электроэнергетика, электротехника и электрофизика», к.т.н., доцент **В.Ф. ВОРОБЬЕВ**, зав. кафедрой «Электрические системы», к.т.н., доцент **А.Ю. МУРЗИН**, заместитель декана электроэнергетического факультета по научной работе к.т.н., доцент **А.В. МАКАРОВ**.

СЕКЦИЯ 13

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Председатель – д.т.н., профессор **Слышалов В.К.**
Секретарь – ассистент **Москвин И.А.**

*Д.Н. Кормилицын, студ.; рук. И.А. Москвин, асс.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПРИМЕНЕНИЕ УСТРОЙСТВ ПРОДОЛЬНОЙ ЕМКОСТНОЙ КОМПЕНСАЦИИ В ПЕРЕДАЧАХ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Применение продольной емкостной компенсации дальних электропередач повышает пропускную способность и благоприятно влияет на режимы при передаче мощности больше натуральной. Однако при малых перетоках мощности могут возникать перенапряжения, ввиду того, что устройства продольной емкостной компенсации (УПК) являются источниками реактивной мощности. Данная проблема может быть устранена введением регулирования емкостного сопротивления УПК в зависимости от тока (мощности) линии. С целью анализа влияния подобного регулирования на режимы электроэнергетической системы (ЭЭС) были проведены расчеты по полной математической модели, приведенной в [1], для электроэнергетической системы, изображенной на рис. 1.

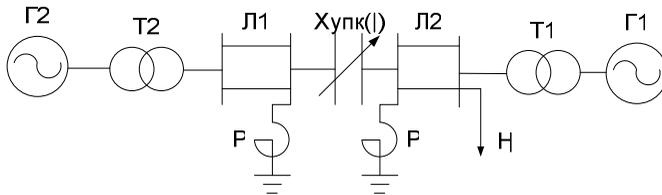


Рис. 1. Исследуемая электроэнергетическая система

Расчет статических характеристик мощностей эквивалентных генераторов показал значительное увеличение предела передаваемой мощности за счет применения регулируемой продольной компенсации. Также в ходе исследований изучены вопросы отстройки от режимов с резонанс-

ными переходами и предложен критерий для идентификации рабочих участков угловых характеристик генераторов.

Вычислительные эксперименты по моделированию переходных режимов в электрической системе при «больших» возмущениях показали, что использование в УПК управляемой емкости существенно улучшает динамическую устойчивость системы при выбранных соответствующим образом характеристиках элемента.

Анализ установившихся режимов в электрической системе при малых возмущающих воздействиях показал, что использование в УПК управляемой емкости существенно улучшает аperiodическую статическую устойчивость системы.

Библиографический список

1. **Устойчивость** электроэнергетической системы из двух электрических станций с регулируемой продольной компенсацией / В.П. Голов, А.А. Мартиросян, И.А. Москвин, А.А. Виноградова // Вестник ИГЭУ. – 2012. – № 5. – С.26 – 31.

И.А. Москвин, асс.;
рук. В.П. Голов, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)

САМОВОЗБУЖДЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ ИЗ ДВУХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ С РЕГУЛИРУЕМОЙ ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИЕЙ

Применение регулируемой продольной емкостной компенсации дальних электропередач повышает предел передаваемой мощности по условию сохранения аperiodической статической устойчивости, но в то же время увеличивает возможность возникновения самовозбуждения и самораскачивания в системах, содержащих такие элементы. Эти явления могут возникать совместно при увеличении степени компенсации [1]. С целью анализа указанных выше явлений были проведены расчеты по полной математической модели, приведенной в [2], для электроэнергетической системы, изображенной на рис. 1, показавшие справедливость вышесказанного.

При приближении сопротивления емкости в УПК к границе зоны самовозбуждения и самораскачивания начинается колебательный процесс с нарастающей амплитудой, который можно наблюдать на рис. 2.

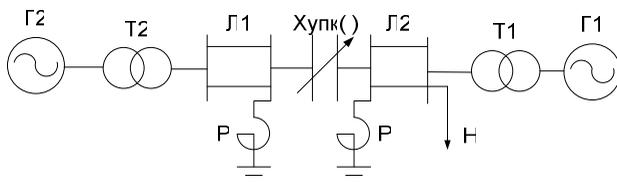


Рис. 1. Исследуемая электроэнергетическая система

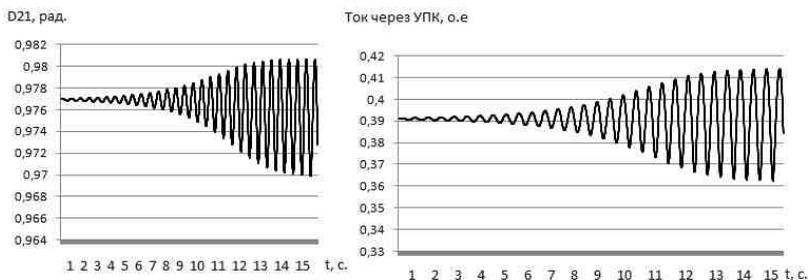


Рис. 2. Кривые изменения взаимного угла между векторами ЭДС двухмашинной системы и тока через УПК по времени

Автоматическое регулирование возбуждения сильного действия генераторов позволяет устранить колебания режимных параметров и значительно увеличить степень компенсации индуктивного сопротивления линии электропередачи. На рис. 3 показаны графики переходного процесса с той же степенью компенсации, что и на рис. 2, но с применением АРВ сильного действия генераторов. Регулирование осуществлялось по отклонению напряжения на шинах генератора, по первой и второй производным угла между векторами ЭДС синхронных машин.

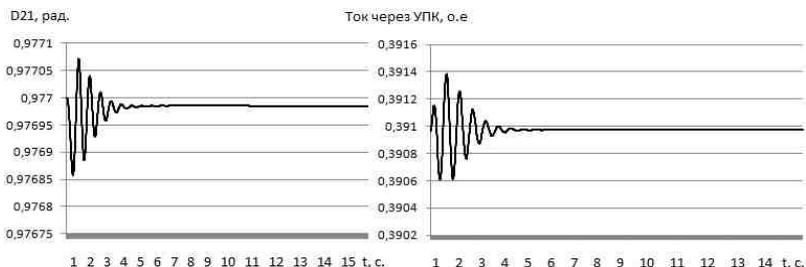


Рис. 3. Кривые изменения взаимного угла между векторами ЭДС двухмашинной системы и тока через УПК по времени с учетом АРВ СД

Библиографический список

1. **Веников, В.А.** Самовозбуждение и самораскачивание в электрических системах / В.А. Веников, Н.Д. Анисимова, А.И. Долгинов. – М.: Высш. шк., 1964.

2. **Устойчивость** электроэнергетической системы из двух электрических станций с регулируемой продольной компенсацией / В.П. Голов, А.А. Мартиросян, И.А. Москвин, А.А. Виноградова // Вестник ИГЭУ. – 2012. – № 5. – С. 26 – 31.

***И.Е. Иванов, С.Ю. Токарев, аспиранты;
рук. А.Ю. Мурзин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)***

**МОДЕЛИРОВАНИЕ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА
ОДНОЦЕПНЫХ ТРАНСПОНИРОВАННЫХ
И НЕТРАНСПОНИРОВАННЫХ ЛИНИЙ
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА ЯЗЫКЕ МАТЛАВ**

При моделировании установившегося режима воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) часто возникает необходимость получения большого количества комплексных векторов – фазоров – токов и напряжений по концам ВЛЭП. Подобная задача, в частности, появляется при разработке алгоритмов идентификации актуальных параметров ВЛЭП на основе синхронизированных замеров токов и напряжений [1]. Прилегающие участки сети при этом играют второстепенную роль по отношению к объекту моделирования и в общем случае могут быть представлены двумя эквивалентированными системами или эквивалентированной системой с одной стороны ВЛЭП и комплексной нагрузкой – с другой.

Проведение большого количества вычислительных экспериментов в программном комплексе АТР (в т.ч. с использованием графического препроцессора ATPDraw) возможно, но связано со значительными временными затратами, прежде всего, при переносе результатов расчетов – токов и напряжений – в математические приложения, например, МАТЛАВ, для их обработки и интеграции в последующие вычислительные алгоритмы. В связи с этим актуальной представляется задача разработки кода, позволяющего автоматизировать процесс получения токов и напряжений непосредственно в программном обеспечении, используемом для запуска главных алгоритмов (в данном случае – МАТЛАВ). Это существенно упрощает и ускоряет процесс моделирования, а также открывает практически безграничные возможности для автоматизи-

ческого варьирования параметров ВЛЭП, эквивалентированной системы или нагрузки.

В данной работе рассматривается алгоритм получения токов и напряжений установившегося режима для трёхфазных одноцепных ВЛЭП – транспонированных и нетранспонированных. Схема электрической сети в однолинейном исполнении приведена на рис. 1. Эквивалентированная система представлена ЭДС и активно-индуктивным сопротивлением (сопротивления прямой и нулевой последовательностей в общем случае могут быть различны); комплексная нагрузка в конце ВЛЭП также представлена активно-индуктивным сопротивлением. Задачей является вычисление фазовых токов и напряжений фаз А, В и С по обоим концам ВЛЭП.

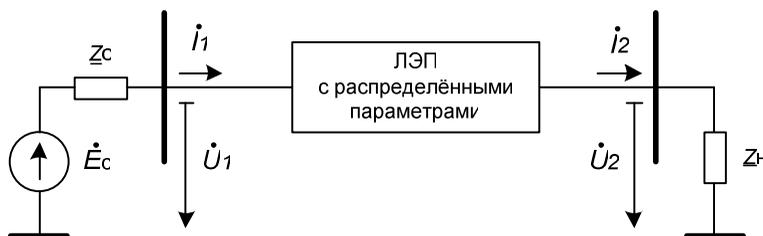


Рис. 1. Модель электрической сети, используемой для расчёта установившегося режима, в однолинейном исполнении

На основании модели сети, отражённой на рис. 1, можно составить следующую систему четырёх матричных уравнений:

$$\dot{E}_c - \dot{U}_1 = \underline{z}_c \dot{I}_1, \quad (1)$$

$$\dot{U}_2 = \underline{z}_n \dot{I}_2, \quad (2)$$

$$\dot{T}_u^{-1} \dot{U}_2 = \dot{A} \dot{T}_u^{-1} \dot{U}_1 - \dot{B} \dot{T}_i^{-1} \dot{I}_1, \quad (3)$$

$$\dot{T}_i^{-1} \dot{I}_2 = \dot{A} \dot{T}_i^{-1} \dot{I}_1 - \dot{C} \dot{T}_u^{-1} \dot{U}_1. \quad (4)$$

В уравнениях (1) – (4) параметры \dot{E}_c , \dot{U}_1 , \dot{U}_2 , \dot{I}_1 и \dot{I}_2 представляют собой ЭДС эквивалентированной системы, напряжения в начале ВЛЭП и в конце ВЛЭП, а также токи в начале ВЛЭП и в конце ВЛЭП соответственно:

$$\dot{\mathbf{E}}_c = \begin{bmatrix} \dot{E}_{cA} \\ \dot{E}_{cB} \\ \dot{E}_{cC} \end{bmatrix}; \dot{\mathbf{U}}_1 = \begin{bmatrix} \dot{U}_{1A} \\ \dot{U}_{1B} \\ \dot{U}_{1C} \end{bmatrix}; \dot{\mathbf{U}}_2 = \begin{bmatrix} \dot{U}_{2A} \\ \dot{U}_{2B} \\ \dot{U}_{2C} \end{bmatrix}; \dot{\mathbf{I}}_1 = \begin{bmatrix} \dot{I}_{1A} \\ \dot{I}_{1B} \\ \dot{I}_{1C} \end{bmatrix}; \dot{\mathbf{I}}_2 = \begin{bmatrix} \dot{I}_{2A} \\ \dot{I}_{2B} \\ \dot{I}_{2C} \end{bmatrix}.$$

Матрицы \mathbf{z}_c и $\mathbf{z}_н$ содержат сопротивления эквивалентированной системы и нагрузки соответственно и выглядят следующим образом:

$$\mathbf{z}_c = \begin{pmatrix} \underline{z}_s & \underline{z}_m & \underline{z}_m \\ \underline{z}_m & \underline{z}_s & \underline{z}_m \\ \underline{z}_m & \underline{z}_m & \underline{z}_s \end{pmatrix}; \mathbf{z}_н = \begin{pmatrix} \underline{z}_{нA} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{z}_{нB} & 0 \\ 0 & 0 & \underline{z}_{нC} \end{pmatrix},$$

где параметры \underline{z}_s и \underline{z}_m – соответственно собственное и взаимное сопротивление эквивалентированной системы (могут быть легко определены, исходя из значений сопротивлений прямой и нулевой последовательностей).

Уравнения (3) и (4) составлены на основании теории длинных линий [2] и методики перехода от фазных координат к модальным [3]. Параметры \mathbf{T}_u и \mathbf{T}_i представляют собой матрицы фазово-модальных преобразований для напряжений и токов соответственно. Эти матрицы известны и равны между собой при моделировании транспонированной линии; для нетранспонированных линий их элементы вычисляются на основании теории поиска собственных значений и векторов матриц [3, 4]. Матрицы \mathbf{A} , \mathbf{B} и \mathbf{C} являются диагональными, что можно считать стандартным приёмом приведения не связанных между собой уравнений (в данном случае – уравнений длинной линии для каждой из трёх модальных компонент) в матричную форму:

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} \text{ch}(\gamma_1 \cdot l) & 0 & 0 \\ 0 & \text{ch}(\gamma_2 \cdot l) & 0 \\ 0 & 0 & \text{ch}(\gamma_3 \cdot l) \end{pmatrix},$$

$$\mathbf{B} = \begin{pmatrix} Z_1 \cdot \text{sh}(\gamma_1 \cdot l) & 0 & 0 \\ 0 & Z_2 \cdot \text{sh}(\gamma_2 \cdot l) & 0 \\ 0 & 0 & Z_3 \cdot \text{sh}(\gamma_3 \cdot l) \end{pmatrix},$$

$$\dot{\mathbf{C}} = \begin{pmatrix} \frac{\text{sh}(\gamma_1 \cdot l)}{Z_1} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\text{sh}(\gamma_2 \cdot l)}{Z_2} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\text{sh}(\gamma_3 \cdot l)}{Z_3} \end{pmatrix},$$

где каждый из параметров Z – модальное волновое сопротивление одной из модальных компонент, γ – модальная постоянная распространения, а l – длина ВЛЭП.

Решая систему уравнений (1) – (4) относительно искомых напряжений и токов $\dot{\mathbf{U}}_1$, $\dot{\mathbf{U}}_2$, $\dot{\mathbf{I}}_1$ и $\dot{\mathbf{I}}_2$, получаем:

$$\dot{\mathbf{I}}_1 = \dot{\mathbf{D}}^{-1} \dot{\mathbf{E}},$$

$$\dot{\mathbf{I}}_2 = \dot{\mathbf{T}}_i \dot{\mathbf{A}} \dot{\mathbf{T}}_i^{-1} \dot{\mathbf{I}}_1 - \dot{\mathbf{T}}_i \dot{\mathbf{C}} \dot{\mathbf{T}}_u^{-1} (\dot{\mathbf{E}}_c - \mathbf{z}_c \dot{\mathbf{I}}_1),$$

$$\dot{\mathbf{U}}_1 = \dot{\mathbf{E}}_c - \mathbf{z}_c \dot{\mathbf{I}}_1,$$

$$\dot{\mathbf{U}}_2 = \mathbf{z}_H \dot{\mathbf{I}}_2,$$

где параметры $\dot{\mathbf{D}}$ и $\dot{\mathbf{E}}$ определяются по приведённым ниже выражениям:

$$\dot{\mathbf{D}} = \dot{\mathbf{T}}_u^{-1} \mathbf{z}_H \dot{\mathbf{T}}_i \dot{\mathbf{A}} \dot{\mathbf{T}}_i^{-1} + \dot{\mathbf{T}}_u^{-1} \mathbf{z}_H \dot{\mathbf{T}}_i \dot{\mathbf{C}} \dot{\mathbf{T}}_u^{-1} \mathbf{z}_c + \dot{\mathbf{A}} \dot{\mathbf{T}}_u^{-1} \mathbf{z}_c + \mathbf{B} \dot{\mathbf{T}}_i^{-1},$$

$$\dot{\mathbf{E}} = \dot{\mathbf{T}}_u^{-1} \mathbf{z}_H \dot{\mathbf{T}}_i \dot{\mathbf{C}} \dot{\mathbf{T}}_u^{-1} \dot{\mathbf{E}}_c + \dot{\mathbf{A}} \dot{\mathbf{T}}_u^{-1} \dot{\mathbf{E}}_c.$$

Предлагаемый алгоритм был реализован на языке MATLAB и многократно протестирован, в частности, на модели сети 330 кВ с параметрами, представленными в табл. 1.

Таблица 1. Параметры элементов схемы замещения сети по рис. 1, используемые для верификации разработанного алгоритма

Элемент	Значение	
ЭДС системы, кВ	Фаза А	330 \angle 0°
	Фаза В	330 \angle -120°
	Фаза С	330 \angle 120°

Элемент	Значение		
	Сопrotивление системы, Ом	Прямая последовательность	0,8031 + 16,0850j
Нулевая последовательность		1,6062 + 32,17j	
Матрица сопротивлений транспонированной ВЛЭП (в скобках – нетранспонированной), Ом/км	0,1388 + 0,5391j (0,1344 + 0,5450j)	0,0900 + 0,2327j (0,0851 + 0,2264j)	0,0900 + 0,2327j (0,0929 + 0,2210j)
	0,0900 + 0,2327j (0,0851 + 0,2264j)	0,1388 + 0,5391j (0,1326 + 0,5474j)	0,0900 + 0,2327j (0,0919 + 0,2506j)
	0,0900 + 0,2327j (0,0929 + 0,2210j)	0,0900 + 0,2327j (0,0919 + 0,2506j)	0,1388 + 0,5391j (0,1495 + 0,5248j)
Матрица проводимостей транспонированной ВЛЭП (в скобках – нетранспонированной), 10 ⁵ См/км	0,3171j (0,3080j)	-0,0557j (-0,0427j)	-0,0557j (-0,0473j)
	-0,0557j (-0,0427j)	0,3171j (0,3181j)	-0,0557j (-0,0771j)
	-0,0557j (-0,0473j)	-0,0557j (-0,0771j)	0,3171j (0,3252j)
Сопrotивление трёхфазной комплексной нагрузки в конце ВЛЭП, Ом	Фаза А	390 + 157,1j	
	Фаза В	400 + 163,4j	
	Фаза С	410 + 154j	

В табл. 2 отражены результаты вычисления токов и напряжений всех фаз по обоим концам транспонированной ВЛЭП длиной 200 км, а в табл. 3 – нетранспонированной.

Таблица 2. Результаты вычисления токов и напряжений для транспонированной ВЛЭП с помощью разработанного кода на языке MATLAB и моделирования в ATP

Параметр	Значение	
	Напряжение в начале ВЛЭП, В (в скобках – результат ATP)	Фаза А
Фаза В		-140856 – 227342j (-140856 – 227342j)
Фаза С		-126594 + 235947j (-126594 + 235947j)
Напряжение в конце ВЛЭП, В (в скобках – результат ATP)	Фаза А	248813 – 38254j (248813 – 38253j)
	Фаза В	-157871 – 197109j (-157870 – 197110j)
	Фаза С	-92773 + 236930j (-92774 + 236930j)
Ток в начале ВЛЭП, А (в скобках – результат ATP)	Фаза А	532,6 – 112,3j (532,6 – 112,3j)
	Фаза В	-351,9 – 396j (-351,9 – 396j)
	Фаза С	-185,1 + 499,1j (-185,1 + 499,1j)
Ток в конце ВЛЭП, А (в скобках – результат ATP)	Фаза А	514,9 – 305,5j (514,9 – 305,5j)
	Фаза В	-510,7 – 284,2j (-510,7 – 284,2j)
	Фаза С	-8,2 + 580,9j (-8,2 + 580,9j)

Таблица 3. Результаты вычисления токов и напряжений для нетранспонированной ВЛЭП с помощью разработанного кода на языке MATLAB и моделирования в ATP

Параметр	Значение	
	Напряжение в начале ВЛЭП, В (в скобках – результат ATP)	Фаза А
Фаза В		–140658 – 227609j (–140659 – 227608j)
Фаза С		–126308 + 236162j (–126308 + 236162j)
Напряжение в конце ВЛЭП, В (в скобках – результат ATP)	Фаза А	247382 – 40159j (247382 – 40156j)
	Фаза В	–155596 – 197233j (–155600 – 197235j)
	Фаза С	–93792 + 238965j (–93792 + 238962j)
Ток в начале ВЛЭП, А (в скобках – результат ATP)	Фаза А	529,6 – 126,2j (529,6 – 126,2j)
	Фаза В	–335,7 – 386,1j (–335,7 – 386,1j)
	Фаза С	–199,1 + 512,9j (–199 + 512,9j)
Ток в конце ВЛЭП, А (в скобках – результат ATP)	Фаза А	510,1 – 308,4j (510,1 – 308,4j)
	Фаза В	–506 – 286,4j (–506 – 286,4j)
	Фаза С	–8,7 + 586,1j (–8,7 + 586,1j)

Представленные в табл. 2 и 3 данные свидетельствуют о том, что результаты расчётов с помощью реализованного в MATLAB кода и моделирования схемы сети в ATP идентичны. Следовательно, алгоритм вычисления комплексов токов и напряжений разработан и реализован корректно. Предложенный алгоритм используется авторами как подпрограмма, запускаемая в теле цикла вычисления необходимого количества токов и напряжений при вариации параметров элементов схемы по рис. 1 на каждом шаге цикла. Кроме того, авторами разработан собственный код вычисления матриц сопротивлений и проводимостей на основе геометрических характеристик и физических свойств проводников одноцепной ВЛЭП произвольной конфигурации. Интеграция данного кода с предложенным алгоритмом позволяет в ещё большей степени автоматизировать моделирование установившегося режима одноцепных ВЛЭП с распределёнными параметрами.

Библиографический список

1. **Phadke, A.G.** Synchronized phasor measurements and their applications / A.G. Phadke, J.S. Thorp. – Springer, 2008.
2. **Демирчян, К.С.** Теоретические основы электротехники. В3т. Т. 2 / К.С. Демирчян, Л.Р. Нейман. – Питер, 2003.
3. **Dommel, H.W.** Electromagnetic Transients Program (EMTP) Theory Book / H.W. Dommel. – Bonneville Power Administration, 1986.
4. **ATP Rule Book.** Chapter XXI “LINE CONSTANTS” supporting program”. – P. 21 – 45. (Источник доступен онлайн для зарегистрированных пользователей программы ATP).

Ю.С. Мешкова, асс.;
рук. А.Ю. Мурзин, к.т.н., доцент,
А.А. Братолюбов, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)

ИССЛЕДОВАНИЕ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ДАЛЬНЕЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С УПРАВЛЯЕМЫМ УСТРОЙСТВОМ ПОПЕРЕЧНОЙ КОМПЕНСАЦИИ НА ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Целью работы является исследование влияния управляемого устройства поперечной компенсации на статическую устойчивость электропередачи большой протяженности с использованием физико-математической модели.

Для достижения поставленной цели решались следующие **задачи**:

- разработана электрическая схема модели дальней электропередачи с управляемым устройством поперечной компенсации;
- проведены эксперименты и определены угловые характеристики активной мощности и напряжения на шинах синхронного генератора;
- построены зависимости для оценки запаса аperiodической статической устойчивости.

Методы исследования. Для решения поставленных задач в работе использовались методы математического и физического моделирования, теории систем автоматического управления, теории дальних линий электропередачи, теории электрических цепей, теории электрических машин. Исследования проводились с использованием комплекта типового лабораторного оборудования производства ИПЦ «Учебная техника» (г. Челябинск) «Модель одномашинной электрической системы с узлом комплексной нагрузки, релейной защитой, автоматикой и измерителем параметров показателей качества электроэнергетики (стендовое исполнение, компьютеризованная версия)».

Описание объекта исследований. На рис. 1 приведена электрическая схема исследуемой электроэнергетической системы (ЭЭС), которая содержит синхронный генератор (Г), оснащенный устройством автоматического регулирования возбуждения (АРВ), и электрическую систему бесконечной мощности (С), соединенные линией электропередачи (Л1 и Л2) большой протяженности. В промежуточной точке (между Л1 и Л2) подключено устройство управляемой поперечной компенсации, в качестве которого используется статический тиристорный компенсатор (СТК).

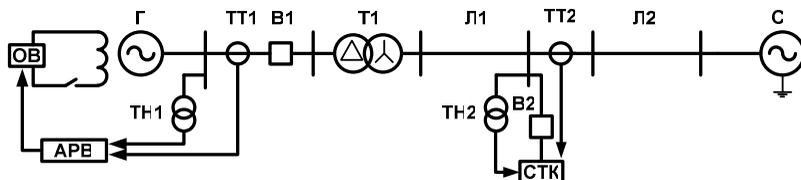


Рис. 1. Схема исследуемой ЭЭС

В качестве первичного двигателя используется машина постоянного тока с независимым возбуждением. В качестве синхронного генератора используется машина переменного тока. В качестве повышающего трансформатора используется трехфазная трансформаторная группа. Передача мощности от синхронного генератора в электрическую систему бесконечной мощности осуществляется с помощью дальней линии электропередачи (линия с распределенными параметрами).

Для измерения режимных параметров цепи и подключения цепей управления используются измерительные трансформаторы тока и напряжения.

В качестве СТК используются блоки регулируемых емкости и индуктивности, подключенные через трехфазный тиристорный регулятор и выключатель (В2).

Управление устройствами АРВ и СТК осуществляется программно с помощью средств LabVIEW. Системы управления АРВ и СТК представляют собой ПИД-регуляторы [1]. Регулируемой величиной для устройства АРВ является напряжение на выводах синхронного генератора. Регулирование осуществляется за счет изменения тока возбуждения. Для устройства СТК регулируемой величиной является напряжение в узле его подключения. Регулирование осуществляется за счет изменения угла открытия тириستоров СТК.

Включение генератора на параллельную работу с сетью производилось вручную методом точной синхронизации. Угловые характеристики определялись для трех режимов работы ЭЭС:

- 1) синхронный генератор имеет постоянное возбуждение, передача мощности осуществляется без устройства СТК;
- 2) напряжение на выводах генератора регулируется с помощью устройства АРВ, передача мощности осуществляется без СТК;
- 3) напряжение на выводах генератора регулируется с помощью устройства АРВ, передача мощности осуществляется с подключенным устройством СТК.

Для второго и третьего режимов параметры систем управления (ПИД-регуляторов) были подобраны таким образом, чтобы максимально

увеличить передаваемую в систему мощность по условию сохранения статической устойчивости (при утяжелении режима по углу).

Результаты исследования. В результате проведенных исследований были получены угловые характеристики активной мощности и напряжения на шинах синхронного генератора (рис. 2).

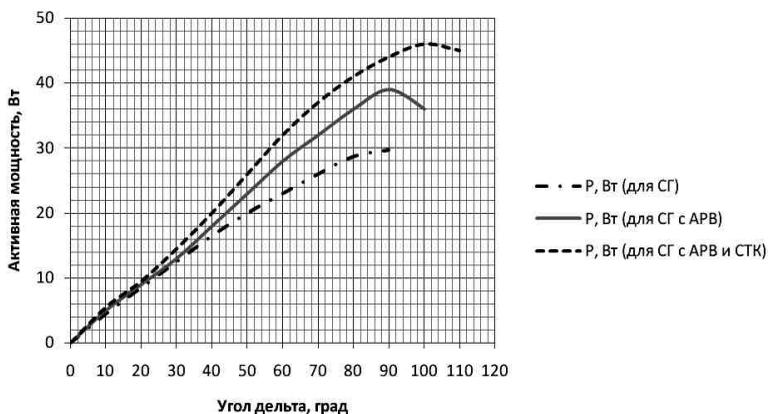


Рис. 2. Угловые характеристики активной мощности

По рис. 2 видно, что предельная передаваемая мощность по условию сохранения статической устойчивости электропередачи больше при совместном использовании устройств АРВ и СТК.

Напряжение на выводах синхронного генератора при использовании устройства АРВ в режимах с поперечной компенсацией и без нее поддерживается постоянным (не зависит от выдаваемой генератором активной мощности).

Оценка запаса аperiodической статической устойчивости. Коэффициент запаса аperiodической статической устойчивости электропередачи увеличился с 8 до 64 %. Расчет производился относительно режима передачи по линии натуральной мощности [2].

Разработанная физико-математическая модель будет использована при постановке лабораторной работы для исследования статической устойчивости дальней линии электропередачи.

Библиографический список

1. Васильев, В.Г. LabVIEW для изучающих теорию автоматического управления: учеб. пособие / В.Г. Васильев. – Тверь: Изд-во ТГТУ, 2012. – 158 с.
2. Рыжов, Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: учеб. для вузов / Ю.П. Рыжов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 488 с.

Н.О. Дорбидонтова, студ.;
рук. А.Ю. Мурзин, к.т.н., доцент,
А.А. Братолюбов, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СВЯЗЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ИВАНОВСКОЙ ОБЛАСТИ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ФИЛИАЛА «ИВАНОВСКИЕ ПГУ»

В настоящее время на Ивановских ПГУ ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация» находится в работе генерирующее оборудование энергоблока № 2, установленной мощностью 325 МВт. В связи с растущей потребностью в Ивановской и Ярославской энергосистемах в электроэнергии, предполагается установка дополнительного генерирующего оборудования на энергоблоке № 1 мощностью 325 МВт. В связи с этим актуальными являются исследования параллельной работы генераторов Ивановских ПГУ (ИвПГУ) с генерирующим оборудованием других электростанций, в том числе Костромской и Ярославской энергосистем.

В целях обеспечения надежности электрических связей между ИвПГУ и соседними энергосистемами должны быть решены следующие задачи:

- 1) расчет и анализ установившихся режимов Ивановской энергосистемы;
- 2) исследование статической устойчивости;
- 3) исследование динамической устойчивости;
- 4) выбор устройств противоаварийной автоматики с необходимыми объемами управляющих воздействий.

Расчет и анализ установившихся режимов Ивановской энергосистемы. Расчет и анализ установившихся режимов проводился согласно [1].

При работе двух энергоблоков Ивановских ПГУ в нормальной схеме в зимний и летний периоды в перспективе до 2020 г. напряжение в электрической сети 110-220 кВ не превышает наибольшего рабочего напряжения и не ниже минимально допустимого значения.

Анализ результатов расчетов послеаварийных режимов, возникающих в нормальной схеме сети в летний период 2020 г. показал, что токовых перегрузок воздушных линий и автотрансформатора связи 220/110 кВ, установленного на ИвПГУ, не наблюдается.

Анализ расчетов послеаварийных режимов в ремонтных схемах электрической сети показал возникновение токовых перегрузок линий электропередачи (ЛЭП) и автотрансформатора (табл. 1 и 2).

Таблица 1. Наиболее тяжелые послеаварийные режимы в ремонтной схеме двухцепная ЛЭП 220 кВ «Ивановские ПГУ – Неро»

Наименование ВЛ	Идоп.	Аварийное отключение 2-х цепей ВЛ 220 кВ ИвГРЭС-Иваново				Аварийное отключение 2-х цепей ВЛ 110 кВ ИвГРЭС-Иваново				Аварийное отключение 2-х цепей ВЛ ИвГРЭС-Отрадное		
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%,	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%,	P, МВт	Q, Мвар	I, А
АТ связи 220/110 кВ	503	-320	-5	772(53%)	-33	13	85		-1	5	12	
ИвГРЭС – КВЛ 110кВ Комсомольская 1,2	605	156	-28	823(36%)					113	-19	16%	
ИвГРЭС-Писцово	380	-112	-29	587(54%)	-97	-22	498(52%)		-85	26	454(36%)	
Отрадное-Тейково	485	-104	-19	545	-96	-14	494(22%)		-19	-5	103	
Иваново-Отрадное	510	30	-4	155	-81	-17	423		-25	-3	130	
Иваново-Тейково	485	12	1	61	43	-7	222		22	-4	116	

Таблица 2. Наиболее тяжелые послеаварийные режимы в ремонтной схеме двухцепная ЛЭП 110 кВ «Ивановские ПГУ – Иваново»

Наименование ВЛ	Идоп.	Аварийное отключение АТ связи				Аварийное отключение 2-х цепей ВЛ 220 кВ ИвГРЭС-Неро				Аварийное отключение 2-х цепей ВЛ 220 кВ ИвГРЭС-Иваново		
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%,	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%,	P, МВт	Q, Мвар	I, А
АТ связи 220/110 кВ	503				-32	13	88		-24	31	97	
ИвГРЭС-Иваново 1,2 220	693	-32	-28	104	-177	-7	423					
ИвГРЭС - Отрадное-1,2	510	-112	2	555(47%)	-93	9	465		-106	16	544(30%)	
Писцово-Нерехта	380	-93	22	470(58%)	-98	22	417(9%)		-77	31	430(35%)	
Отрадное-Тейково	485	-107	10	544(48%)	-96	14	494(21%)		-100	21	526(31%)	
Иваново-Отрадное	510	103	-17	540	78	-19	412		98	-33	537(30%)	
Иваново-Тейково	485	59	-5	307	42	-7	219		57	-15	308	

Для снятия перегрузки транзитных линий 110 кВ наиболее эффективным управляющим воздействием является разгрузка первого энергоблока ПГУ-325, так как мощность данного блока преимущественно выдается в сеть 110 кВ и его разгрузка оказывает большее влияние на сеть 110 кВ, а применение разгрузки второго энергоблока ПГУ-325, электрически более удаленного, менее эффективна. Однако разгрузка энергоблока № 2 эффективна для снятия перегрузки автотрансформатора связи 220/110 кВ.

Исследование статической устойчивости. Для внешнего сечения Ивановских ПГУ выполнена оценка запасов статической устойчивости по активной мощности. Расчеты статической устойчивости станции были выполнены с учетом перераспределения мощности между генераторами Ивановских ПГУ, с одной стороны, и генераторами Костромской ГРЭС, с другой. При этом выдача мощности от Ивановской ГРЭС увеличивалась, а от Костромской ГРЭС уменьшалась.

В качестве контролируемого сечения было принято внешнее сечение станции, состоящее из двухцепных ЛЭП 220 кВ «Ивановские ПГУ – Иваново» и «Ивановские ПГУ – Неро» и автотрансформатора связи.

Наименьший из допустимых перетоков активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса по статической

устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении получился равным $P_{\text{доп}} = 319$ МВт.

Коэффициент запаса определен в соответствии с [2]. Оценка коэффициента запаса статической устойчивости по мощности показала, что условный режим максимальных нагрузок при нормальной конфигурации сети обладает достаточно высоким запасом статической устойчивости.

Наименьшим запасом устойчивости по мощности (56 %) обладает послеаварийный режим, возникающий при аварийном отключении двухцепной ЛЭП 220 кВ «Ивановские ПГУ – Иваново».

Как показал анализ статической устойчивости, коэффициент запаса в наиболее характерных режимах для рассматриваемых этапов развития энергосистемы значительно превышает нормативный.

При аварийных отключениях сетевых элементов в ремонтных схемах запас устойчивости снижается, но остается на уровне, превышающем нормативные показатели.

Исследование динамической устойчивости. Анализ характера переходных процессов, вызванных нормативными возмущениями в рассматриваемом районе сети 110 – 220 кВ, прилегающем к Ивановским ПГУ, проведен с целью выявления необходимости разработки противоаварийных мероприятий для сохранения динамической устойчивости станции и предотвращения развития аварий в энергосистеме.

В соответствии с [2] динамическая устойчивость должна быть обеспечена для нормальной схемы электрической сети энергосистемы при нормативных возмущениях I, II и III группы, а в ремонтных схемах – при нормативных возмущениях I и II группы.

Расчеты динамической устойчивости проводились в программном комплексе «Mustang-95» на основе расчетной схемы, которая учитывает электрические сети 35 – 110 кВ Ивановской энергосистемы и сети 110 – 500 кВ соседних энергосистем, оказывающие влияние на режимы работы Ивановской энергосистемы. В качестве шин бесконечной мощности приняты шины 500 кВ подстанции Бескудниково. Переходные процессы в генераторах на электростанциях Ивановской энергосистемы моделировались уравнениями Парка–Горева. В расчетной схеме генераторы электростанций других энергосистем представлялись источниками ЭДС и переходными сопротивлениями.

Результаты расчетов показали:

- 1) при нормативных возмущениях I и II группы динамическая устойчивость сохраняется во всех рассмотренных режимах;
- 2) при отключении трехфазных коротких замыканий вблизи шин 110 кВ действием устройства резервирования при отказах выключателя (УРОВ) при отказе выключателя длительностью возмущения 0,5 с (нор-

мативные возмущения III группы) происходит нарушение динамической устойчивости. При этом выходят из синхронизма генераторы блока № 1, подключенного к шинам 110 кВ;

3) при отключении трехфазных коротких замыканий вблизи шин 220 кВ действием УРОВ при отказе выключателя длительностью возмущения 0,5 с нарушение динамической устойчивости не происходит, так как генераторы блока № 2, присоединенные к шинам 220 кВ, сохраняют параллельную работу с энергосистемой.

Выбор устройств противоаварийной автоматики с необходимыми объемами управляющих воздействий. В соответствии с анализом послеаварийных режимов для ликвидации возможных перегрузок линий электропередачи и автотрансформатора связи требуется установка автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО) как на энергоблоке № 1, так и на энергоблоке № 2.

АОПО предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки электрооборудования и ЛЭП. АОПО реализует следующие управляющие воздействия:

- длительная разгрузка турбин энергоблоков;
- отключение генераторов Ивановских ПГУ.

В АОПО предусматривается не менее двух ступеней с контролем величины и длительности токовой перегрузки электрооборудования и ЛЭП. Первая ступень действует на сигнал, последняя – на отключение перегружаемого элемента сети.

Для предотвращения нарушений устойчивости на линиях выдачи мощности Ивановских ПГУ, по которым может возникнуть асинхронный ход, должна быть установлена автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР), разделяющая энергосистему на отдельные части.

На всех транзитных ЛЭП 220 кВ и ЛЭП 110 кВ, отходящих от Ивановских ПГУ, установлены двухступенчатые устройства автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР). Устройства АЛАР выполнены на базе отдельных терминалов «АЛАР-М» и действуют на отключение выключателя КРУЭ своей линии с запретом АПВ. Первая ступень АЛАР срабатывает без выдержки времени при превышении фазового угла между напряжениями по концам ЛЭП – 180 град. Напряжение на противоположном конце линии вычисляется из измеренного напряжения и тока в месте установки АЛАР и заданных параметров защищаемой линии. Вторая ступень АЛАР срабатывает при прохождении фазового угла между напряжениями по концам линии двух оборотов (циклов качания), с контролем времени длительности цикла. Напряжение на противоположной стороне ЛЭП вычисляется из измеренного тока протекающего по линии. АЛАР имеет блокирующие органы, которые блокируют срабатывание ступеней при коротких замыканиях вблизи места установки АЛАР.

На генераторах ГТ-21, ГТ-22 и ПТ-20 блока № 2 Ивановских ПГУ установлены устройства АЛАР ФЦС (терминал фирмы «ЭКРА»). I ступень АЛАР предназначена для ликвидации асинхронного режима с центром качаний внутри блока генератор – трансформатор и действует на отключение в цепи генератора и останов турбины. II ступень АЛАР предназначена для ликвидации асинхронного режима с центром качаний в сети 220 кВ и действует на отключение выключателя 220 кВ и блока генератор – трансформатор. Аналогичные устройства АЛАР требуется установить и на генераторах блока №1 Ивановских ПГУ.

Библиографический список

1. **Положение** по управлению режимами работы энергосистемы в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» Ивановское РДУ. Утв. 28.12.2012.
2. **СО** – 153.34.20.576.2003. Методические указания по устойчивости энергосистем.
3. **Инструкция** Филиала ОАО «СО ЕЭС» Ивановское РДУ по оперативному обслуживанию противоаварийной автоматики (АЛАР). Утв. 23.11.2011.

*А.О. Костров, Д.А. Короткова, студенты;
рук. А.А. Братолобов, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ ДЛЯ РАСЧЕТА ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ЭЭС

В современной инженерной практике расчет режима короткого замыкания (КЗ) производится весьма приближенно, по методике, сложившейся на заре формирования энергосистем и действующей поныне в соответствии с ГОСТом и МЭК [1, 2]. В соответствии с ней более или менее точному расчету подлежит лишь начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ $I_{по}$. Величина ударного тока КЗ i_y оценивается ориентировочно через ударный коэффициент K_y .

$$i_y = \sqrt{2} I_{по} \cdot K_y, \quad (1)$$

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}. \quad (2)$$

Формула (2) получена в предположении, что ЭЭС (или ее участок) можно представить эквивалентной RL цепью относительно точки КЗ с постоянной затухания T_a единственной эквивалентной аperiодической составляющей тока КЗ. При этом значение K_y ограничено

$$K_y < 2. \quad (3)$$

Для разветвленных схем ЭЭС данное допущение нуждается в проверке. Кроме этого, в последнее время все большее внимание уделяется идее создания «умных сетей», которые будут иметь различные компенсирующие устройства как продольного, так и поперечного включения. Для них упомянутое допущение тем более проблематично.

Современные методы и средства вычислений позволяют производить полные расчеты переходного режима КЗ в мгновенных величинах. Эти расчеты могут иметь как исследовательское, так и прикладное назначение (например, для настройки устройств релейной защиты и автоматики).

В работе на примере ЭЭС (рис. 1), содержащей синхронные компенсаторы, показана возможность полного расчета переходного режима КЗ и проведена оценка общепринятых допущений по определению ударного тока.

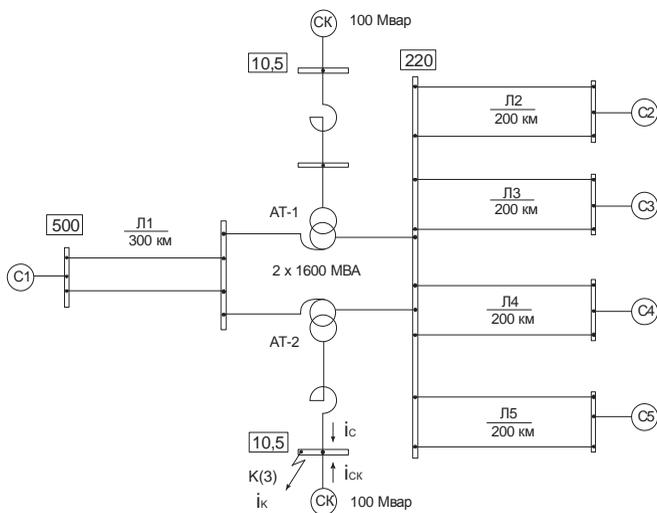


Рис. 1. Схема ЭЭС

Для расчета применяется метод переменных состояния [3], позволяющий формализовать задачу построения машинных алгоритмов. В соответствии с ним система дифференциальных уравнений может быть записана в матричном виде

$$\frac{d\mathbf{X}}{dt} = \mathbf{A}\mathbf{X} + \mathbf{B}\mathbf{V}, \quad (4)$$

где \mathbf{X} – вектор переменных состояния (токов, напряжений); \mathbf{V} – вектор входных величин (источников); \mathbf{A} – матрица, определяемая топологией электрической цепи и параметрами ее элементов; \mathbf{B} – матрица вклада входных величин.

На рис. 2 представлена схема замещения ЭЭС, а на рис. 3 – ее граф, по которым формируются матрицы уравнения (4).

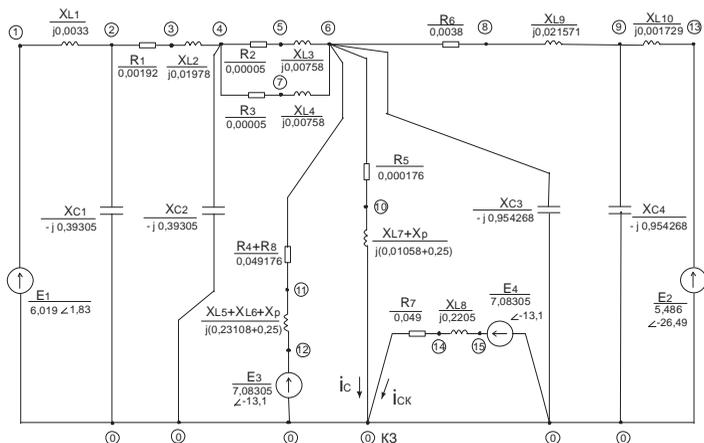


Рис. 2. Схема замещения ЭЭС

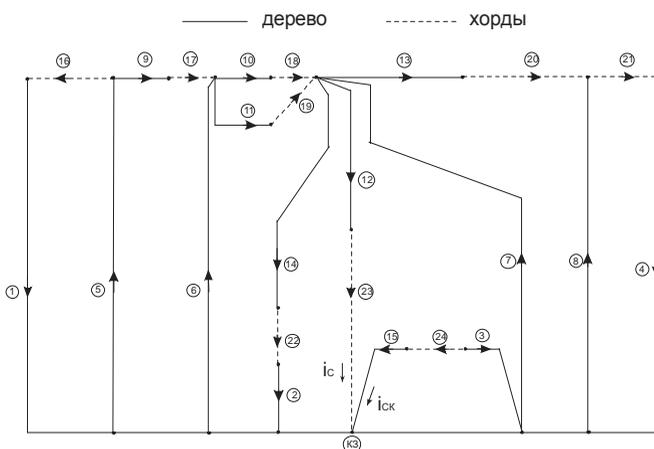


Рис. 3. Граф сети

Численное решение (4) с использованием встроенных функций MathCAD дало результаты для токов $i_c(t)$ от системы и $i_{ck}(t)$ от СК (рис. 4, 5). Момент коммутации подобран таким образом, чтобы получить максимальный выброс тока $i_c(t)$, т.е. ударный ток i_{yc} .

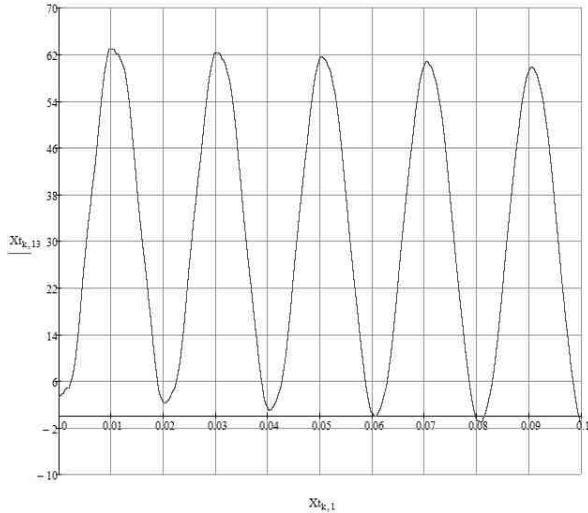


Рис. 4. График тока КЗ от системы, $i_{yc} = 63$ кА

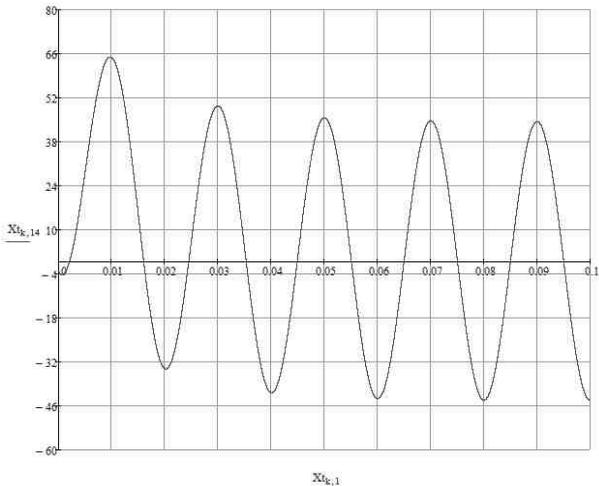


Рис. 5. График тока КЗ от СК

Проверка решения в системе MATLAB – SIMULINK, в которой процедура формирования матриц для уравнения (4) автоматизирована, показала полное совпадение результатов (рис. 6, 7, 8).

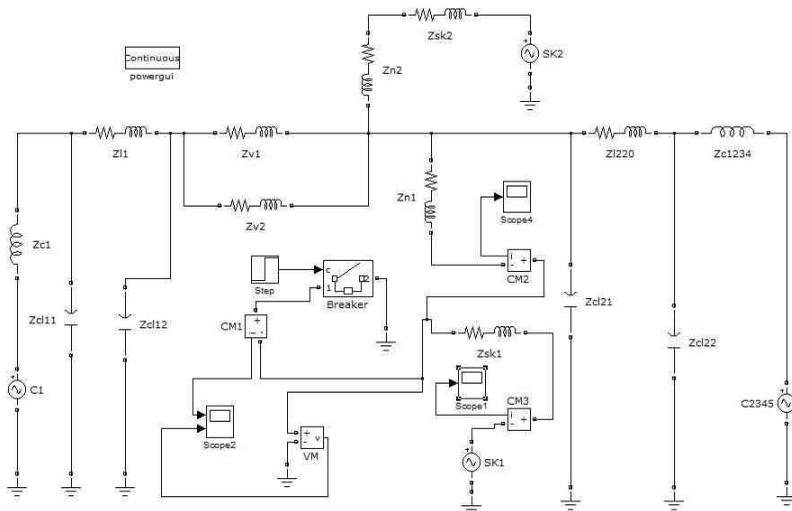


Рис. 6. Структурная схема моделирования в SIMULINK

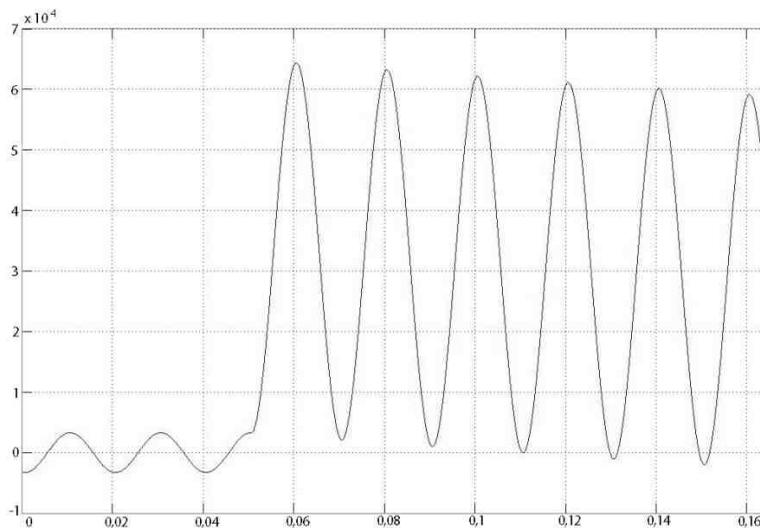
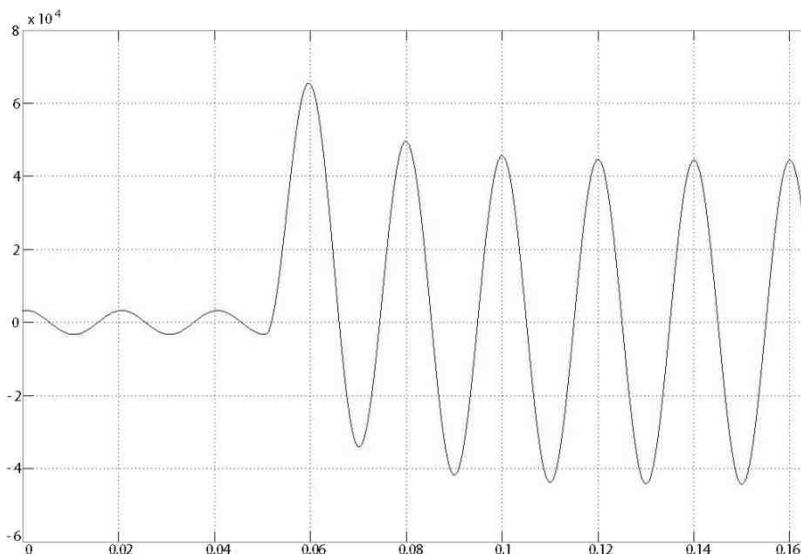


Рис. 7. График $i_c(t)$, $i_{yc} = 63$ кА

Рис. 8. График $i_{ск}(t)$

Ударный коэффициент, определенный по расчету переходного процесса КЗ для тока со стороны системы (рис. 4,7) составляет $K_{yc} = 2,1$, а по приближенной формуле (2) – $K_{yc} = 1,9$. Как видно, погрешность составляет 10%. В отдельных случаях погрешность может быть больше, что приведет к выбору оборудования недостаточно стойкого к токам КЗ.

Таким образом, для ЭЭС, содержащих компенсирующие устройства, упрощенные методики расчета КЗ, рекомендованные ГОСТ, могут приводить к заметным погрешностям в сторону занижения ударного тока.

Полные расчеты переходных процессов КЗ, необходимые в этих случаях, целесообразно выполнять по методу переменных состояния.

Библиографический список

1. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ.
2. МЭК 60909-0 Токи короткого замыкания в системах трехфазного переменного тока.
3. Нейман, Л.Р. Теоретические основы электротехники. Т.2. / Л.Р. Нейман, К.С. Демирчян. – СПб.: Питер, 2003. – 572 с.

*О.Е. Гречина, В.В. Скорик, студенты;
рук. А.А. Братолюбов, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ИССЛЕДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАВЕДЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ОТКЛЮЧЕННОЙ ДЛЯ РЕМОНТА ВЛ И СПОСОБОВ ЕГО СНИЖЕНИЯ

Отключенные и выведенные в ремонт воздушные линии электропередачи (ВЛ) могут находиться под наведенным относительно земли напряжением, вызванным влиянием проходящих рядом других ВЛ. При этом появляется опасность поражения электрическим током ремонтного персонала.

Существующие правила предписывают в сетевых предприятиях иметь перечень таких линий, которые после отключения могут находиться под опасным наведенным напряжением, для того, чтобы при проведении работ на них предусмотреть соответствующие меры безопасности.

В настоящее время вопросам наведенного напряжения в научной сфере уделяется всё больше внимания, так как вопрос остается до конца не проработанным.

Так, Ю. Целебровский, д.т.н., профессор Новосибирского ГТУ, в своей статье [1] предлагает внести уточнения в определение «воздушной линии под наведенным напряжением» и необходимость выделения работ на таких линиях в отдельную группу «работы в электроустановках при наличии наведенного напряжения», которую следует ввести в Межотраслевые правила [5]. Ю. Целебровский делает анализ технических мероприятий линий, находящихся под наведенным напряжением. [2]. А в другой статье [3] профессор продолжает изучение линий под наведенным напряжением, где он раскрывает реальные опасности и методики измерения напряжений. Автор приводит перечень необходимых измерений для обнаружения наводимого напряжения и показателей наведенных напряжений и токов, описывает технические мероприятия, обеспечивающие безопасность при работе на таких линиях [4].

Однако продолжают иметь место случаи поражения обслуживающего персонала электрическим током наведенного напряжения, которые являются результатом недопонимания природы возникновения и механизма проявления этого напряжения. Особенность его проявления состоит в сохранении опасности поражения электрическим током даже при прикосновении к заземлённому по правилам проводнику.

В работе рассмотрены некоторые факторы, определяющие уровень наведенного напряжения в отключенной ВЛ и способы его снижения в месте производства работ.

Для примера (рис. 1) взята двухцепная ВЛ-110 кВ протяженностью 60 км с полным циклом транспозиции проводов. Обе цепи подвешены на общих опорах типа СК-1. Провода марки АС-185/43. Одна из цепей выведена для ремонта в точке 4. Другая цепь, влияющая, нагружена мощностью 25 МВт с последующим набросом до 50 МВт.

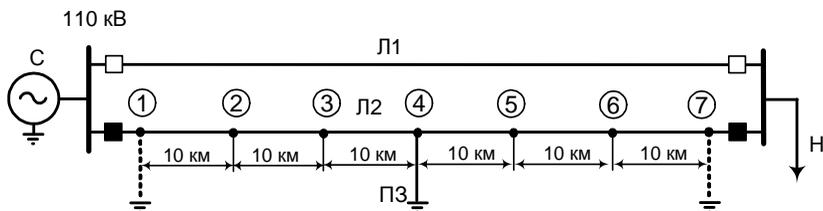


Рис. 1. Схема электропередачи

Исследование проводилось на математической модели в программном комплексе SIMULINK (рис. 2). Учитывалась распределенность параметров линии и транспозиция проводов.

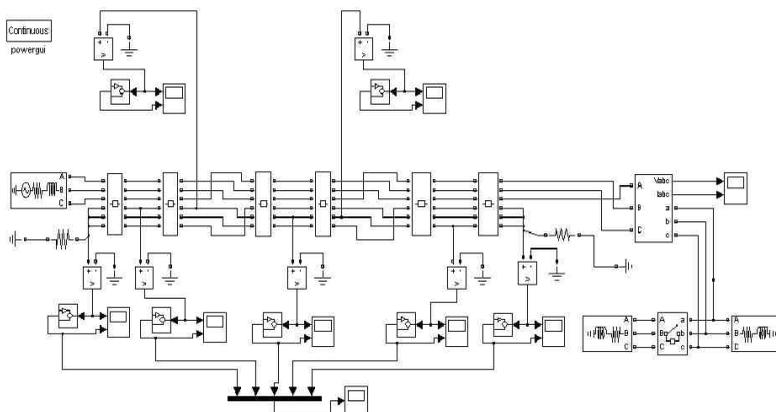


Рис. 2. Структурная схема для моделирования

По результатам моделирования получены графики распределения действующего значения наведенного напряжения вдоль длины отключенной ВЛ.

В качестве мероприятий по обеспечению безопасности работ на отключенной ВЛ (в точке 4) рассмотрены различные способы заземления отключенной ВЛ: заземление по концам линии (рис. 3); по концам и в точке производства работ (рис. 4); в одной точке производства работ

(рис. 5). Сопротивление заземляющих устройств по концам ВЛ приняты 1 Ом, а в середине линии – 10 Ом.

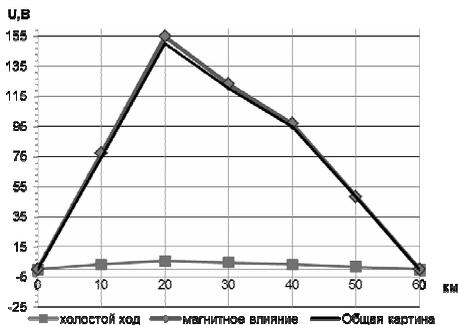


Рис. 3. Распределение наведенного напряжения вдоль линии, заземление по концам линии (фаза А)

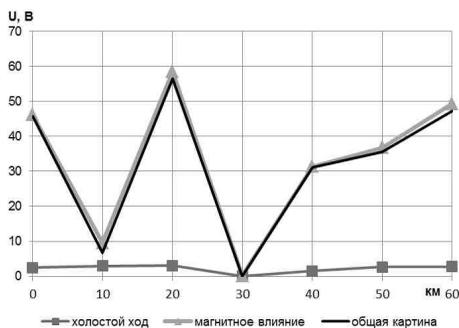


Рис. 4. Распределение наведенного напряжения вдоль линии, заземление в 1 точке – место работы (фаза А)

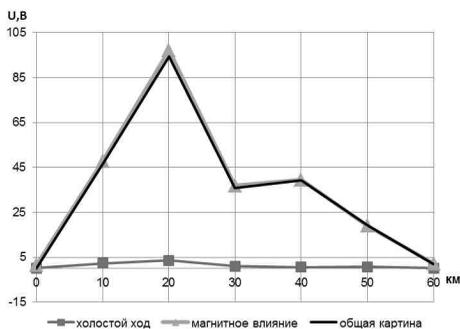


Рис. 5. Распределение наведенного напряжения вдоль линии, заземление по концам ВЛ и в месте работы (фаза А)

Из приведенных графиков видно, что безопасный уровень 25 В [6] возможен только с заземлением в одной точке, в месте производства работ.

Исследование различных факторов влияния на величину наведенного напряжения показало, что определяющим является влияние магнитной связи между работающей и отключенной ВЛ. Емкостная связь, влияние которой исследовалось по режиму холостого хода ВЛ, незначительна (рис. 3, 4, 5).

На графике (рис. 6) видно, что при увеличении активной мощности, передаваемой по влияющей линии, пропорционально увеличивается и наведенное напряжение.

Значение коэффициента передачи мощности по влияющей линии на величину наведенного напряжения незначительно (рис. 7)

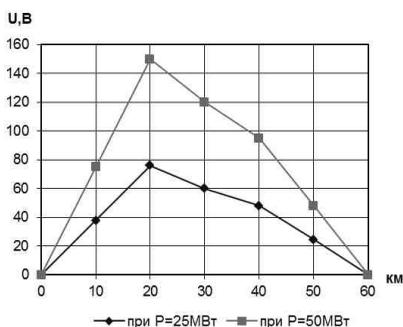


Рис. 6. Распределение наведенного напряжения вдоль линии, заземление по концам ВЛ (фаза А)

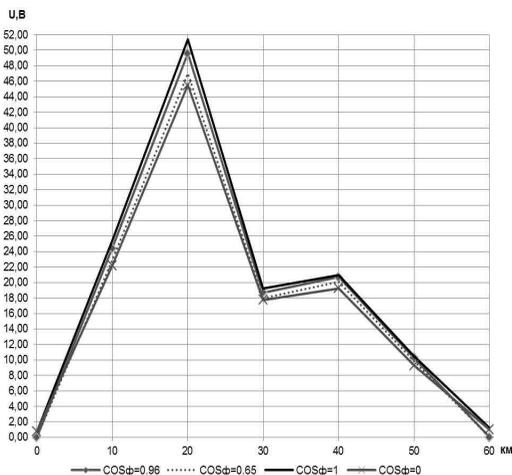


Рис. 7. Влияние $\cos\phi$ на характер распределения наведенного напряжения

Было рассмотрено распределение наведенного напряжения вдоль длины линии по фазам, в случае заземления в трех точках, с учетом транспозиции (рис. 5, рис. 8, 9). Из графиков видно, что во всех трех фазах в месте работы наведенное напряжение на линии одинаково и в нашем случае составляет 36 В. Благодаря транспозиции удалось снизить значение наведенного напряжения вдоль линии в целом.

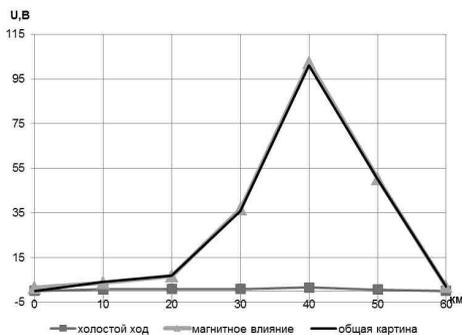


Рис. 8. Распределение наведенного напряжения вдоль линии, заземление по концам ВЛ и в месте работы (фаза В)

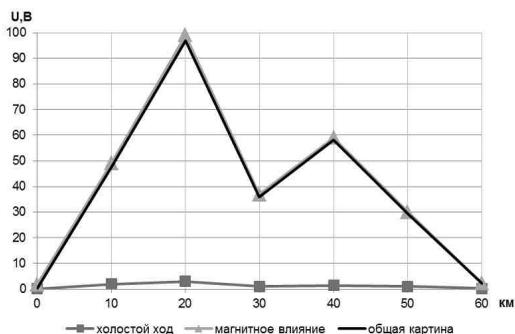


Рис. 9. Распределение наведенного напряжения вдоль линии, заземление по концам ВЛ и в месте работы (фаза С)

Библиографический список

1. **Целебровский, Ю.В.** О безопасности работ на ВЛ, находящихся под наведенным напряжением. Определения и противоречия нормативных документов / Ю.В. Целебровский // *Новости электротехники.* – 2008. – № 3 (51). – С. 60 – 63.
2. **Целебровский, Ю.В.** О безопасности работ на ВЛ, находящихся под наведенным напряжением. Анализ технических мероприятий / Ю.В. Целебровский // *Новости электротехники.* – 2008. – № 4 (52). – С. 90 – 91.

3. **Целебровский, Ю.В.** О безопасности работ на ВЛ, находящихся под наведенным напряжением. Реальные опасности и методики измерения напряжений / Ю.В. Целебровский // Новости электротехники. – 2009. – № 1 (55). – С. 54 – 57.

4. **Целебровский, Ю.В.** О безопасности работ на ВЛ, находящихся под наведенным напряжением. Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность / Ю.В. Целебровский // Новости электротехники. – 2009. – № 2 (56). – С. 54 – 56.

5. **Межотраслевые** правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. ПОТ Р М – 016 -2001, РД 153- 34.0-03.150-00 / Министерство труда и социального развития РФ, Министерство энергетики РФ. Утв. 05.01.2001. Введ. 01.07.2001. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 192 с.

6. **ГОСТ 12.1.038-82.** Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов = Electric safety. Maximum permissible values of pick-up voltages and currents. Введ. 30.06.1982. Переизд. янв.1996 с изм. 1. Система стандартов безопасности труда. Ч. 3. – М.: Изд-во стандартов, 1996. – С. 237 – 243.

*Т.А. Третчикова, Е.В. Метрели, студенты;
рук. О.А. Бушуева, к.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)*

МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Электрическая энергия является единственным видом продукции, для перемещения которого от мест производства до мест потребления не используются другие ресурсы. Для этого расходуется часть самой передаваемой электроэнергии, поэтому ее потери неизбежны.

Задача состоит в определении их экономически обоснованного уровня. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях до этого уровня – одно из важных направлений энергосбережения.

Целью работы является знакомство с мероприятиями по снижению потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях и их применение в реальных проектах.

Классификация потерь включает в себя четыре составляющие [1]:

- Технические потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах сетей.

- Расход электроэнергии на собственные нужды, необходимый для работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала.

- Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями ее измерения (недоучет электроэнергии, метрологические потери). Эти потери получают расчетным путем на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы приборов, используемых для измерения энергии (ТТ, ТН и самих электросчетчиков).

- Коммерческие потери, обусловлены несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии (т.е., в первую очередь, воровством).

Основными факторами роста технических потерь в распределительных сетях являются [2]:

- физическая изношенность электрооборудования;
- использование морально устаревших типов электрооборудования;
- несоответствие используемого электрооборудования существующим электрическим нагрузкам;
- режимы работы распределительных электрических сетей с не нормативными уровнями напряжения и реактивной мощности.

Основными факторами роста коммерческих потерь являются:

- погрешности измерений, возникающие в результате несоответствия приборов учета требуемым классам точности;
- несоответствие нагрузочных характеристик трансформаторов тока и существующих нагрузок, подключаемых к их вторичным обмоткам;
- нарушение сроков поверки и неисправности приборов учета электроэнергии;
- использование расчета количества отпущенной электроэнергии при отсутствии приборов учета;
- несовершенство методов снятия показаний с приборов учета;
- несанкционированный доступ к электрическим сетям.

К приоритетным мероприятиям по снижению технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,4 – 35 кВ относятся [3]:

- использование 10 кВ в качестве основного напряжения распределительной сети;
- увеличение доли сетей напряжением 35 кВ;
- сокращение радиуса действия и строительство ВЛ 0,4 кВ в трехфазном исполнении по всей длине;
- применение самонесущих изолированных и защищенных проводов для ВЛ напряжением 0,4 – 10 кВ;
- использование максимального допустимого сечения провода в электрических сетях 0,4 – 10 кВ с целью адаптации их пропускной способности к росту нагрузок в течение всего срока службы;

- разработка и внедрение нового более экономичного электрооборудования, в частности, распределительных трансформаторов с уменьшенными активными и реактивными потерями холостого хода, встроенных в КТП и ЗТП конденсаторных батарей;

- применение столбовых трансформаторов малой мощности 6 – 10/0,4 кВ для сокращения протяженности сетей 0,4 кВ и потерь электроэнергии в них;

- более широкое использование устройств автоматического регулирования напряжения под нагрузкой, вольтодобавочных трансформаторов, средств местного регулирования напряжения для повышения качества электроэнергии и снижения ее потерь;

- комплексная автоматизация и телемеханизация электрических сетей, применение коммутационных аппаратов нового поколения, средств дистанционного определения мест повреждения в электрических сетях.

Борьба с коммерческими потерями включает в себя:

- осуществление коммерческого учета электроэнергии (мощности) на основе разработанных для энергообъектов и аттестованных методик выполнения измерений (МВИ) по ГОСТ Р 8.563-96. Разработка и аттестация МВИ энергообъектов должны проводиться в соответствии с Типовыми МВИ – РД 34.11.333-97 и РД 34.11.334-97 [4];

- периодическая калибровка (поверка) счетчиков индукционной системы с целью определения их погрешности;

- замена индукционных счетчиков для коммерческого учета на электронные счетчики (за исключением бытовых индукционных однофазных счетчиков);

- создание нормативной и технической базы для периодической проверки измерительных трансформаторов тока и напряжения в рабочих условиях эксплуатации с целью оценки их фактической погрешности;

- создание льготной системы налогообложения для предприятий, выпускающих АСКУЭ и энергосберегающее оборудование;

- совершенствование правовой основы для предотвращения хищений электроэнергии, ужесточение гражданской и уголовной ответственности за эти хищения, как это имеет место в промышленно-развитых странах;

- создание нормативной базы для ликвидации «бесхозных» потребителей и электрических сетей, обеспечение безубыточных условий их принятия на баланс и обслуживание энергоснабжающими организациями;

- создание законодательной и технической базы для внедрения приборов учета электроэнергии с предоплатой.

В проведенном анализе структуры потерь электроэнергии в распределительных сетях 6 – 10/0,4 кВ филиала ОАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго» соотношение коммерческих и технических потерь показано на рис. 1.

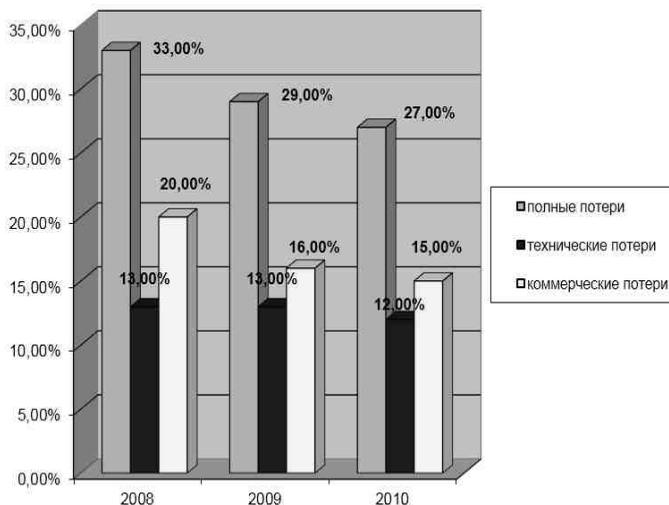


Рис. 1. Структура потерь электроэнергии в сетях филиала ОАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго»

Из диаграммы видно, что коммерческие потери электроэнергии в распределительных сетях преобладают.

В настоящее время в распределительных сетях имеют место как технические, так и коммерческие потери электроэнергии. Поэтому для конкретных сетевых предприятий необходимо применять рассмотренные выше мероприятия по снижению потерь электроэнергии. Эффективность применяемых мероприятий должна быть оценена с использованием различных методик [2].

Библиографический список

1. Железко, Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю.С. Железко. – М.: НУ ЭНАС, 2002. – 280 с.
2. Железко, Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.
3. Сборник нормативных и методических документов по измерениям, коммерческому и техническому учету электрической энергии и мощности. – М.: НЦ ЭНАС, 1998.

*И.А. Андреев, Д.А. Козлов, Н.А. Кармушко, студенты;
рук. А.А. Мартиросян, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

РАСЧЕТ ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ АПЕРИОДИЧЕСКОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ТОКОВ В МОМЕНТЫ КОММУТАЦИИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ ПРИСОЕДИНЕНИЙ

В настоящее время в России на подстанциях работающих со сверх-высоким напряжением всё большее распространение получают элегазовые выключатели. Хотя они и имеют массу преимуществ по сравнению с морально устаревшими воздушными и масляными выключателями, с ними случаются некоторые проблемы при коммутации линий сверх высокого напряжения, на которые стоит обратить внимание.

Как известно на таких линиях для компенсации реактивной мощности, а также для регулирования уровня напряжения широко используются шунтирующие реакторы. Когда речь заходит о линии сверх высокого напряжения, ёмкость которой скомпенсирована при помощи реакторов, то тут появляется серьёзная проблема, связанная с резонансными явлениями, которые в свою очередь могут повлечь за собой ряд осложнений для работы элегазового выключателя, таких как: скачки тока, а также отсутствие переходов тока через ноль вызванные наличием аperiodической составляющей. Такие осложнения могут быть чрезвычайно опасными для элегазового выключателя, особенно для выключателей с дугогасительными устройствами автокомпрессионного типа, интенсивность гашения дуги в которых напрямую зависит от величины тока.

В настоящей статье рассмотрена линия с номинальным напряжением 750 кВ, соединяющая Калининскую атомную станцию и подстанцию 750 кВ «Владимирская». По концам данной линии, как со стороны АЭС, так и со стороны подстанции установлены шунтирующие реакторы, что в сочетании с большой длиной (порядка 400 км) создаёт серьёзные предпосылки для проявления резонансных явлений во время коммутаций этой линии. Такая ситуация особенно опасна в связи с тем, что на подстанции в настоящее время ведётся реконструкция, представляющая из себя замену воздушных выключателей 750 кВ элегазовыми (GL-318 производства компании ALSTOM), с которыми и могут возникнуть проблемы при коммутации линии. Наличие большой аperiodической составляющей может значительно увеличить время горения дуги при отключении выключателя, что в свою очередь может привести к разрушению выключателя.

Цель данной работы – выявить наиболее тяжелые случаи, которые могут представлять опасность для выключателей, коммутирующих ли-

нию. В ходе работы был проведён ряд опытов моделирующих включение линии со стороны ПС «Владимирская» на холостой ход при наличии несимметричного короткого замыкания на линии. При этом было проанализировано как будет изменяться ситуация при перемещении точки КЗ по всей длине линии. Также был рассмотрен ряд случаев с разным числом подключенных к линии реакторов и разными видами несимметричных коротких замыканий. Во всех случаях было оценено влияние аperiodической составляющей на величину тока отключения выключателя линии, а также на время первого перехода через ноль этого тока. Время первого перехода через ноль тока отключения позволяет оценить возможность успешной работы выключателя, например в ситуации при срабатывании защит после неуспешного срабатывания ТАПВ линии или же в случае включения линии на короткое замыкание.

Расчёты электромагнитных переходных процессов проводились с применением программного комплекса MATLAB. Расчётная схема (рис. 1) для модели линии 750 кВ Калининская АЭС – ПС Владимирская была составлена на основе данных предоставленных Волго-Окским предприятием магистральных электрических сетей.

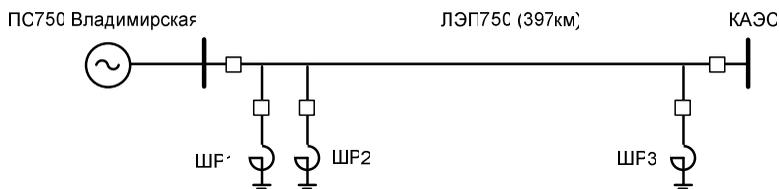


Рис. 1. Расчётная упрощенная схема электропередачи 750 кВ Калининская АЭС – ПС 750кВ Владимирская

Воздушная линия 750 кВ моделировалась как линия с распределёнными параметрами, с учётом конструкции опор, марок и расположения проводов и тросов, транспозиций и геометрии линии в целом. Эквивалентный генератор энергосистемы со стороны подстанции представлен в модели в виде источника ЭДС последовательно соединённым с сопротивлением, значения которого высчитанным исходя из данных о токах КЗ на шинах подстанции.

Чтобы оценить опасность каждого отдельно взятого случая, было принято решение сопоставлять время первого перехода тока через ноль со временем действия основных защит ЛЭП.

Для исследуемой схемы в программном комплексе MATLAB были высчитаны частоты свободных колебаний для случаев с разным числом подключенных реакторов.

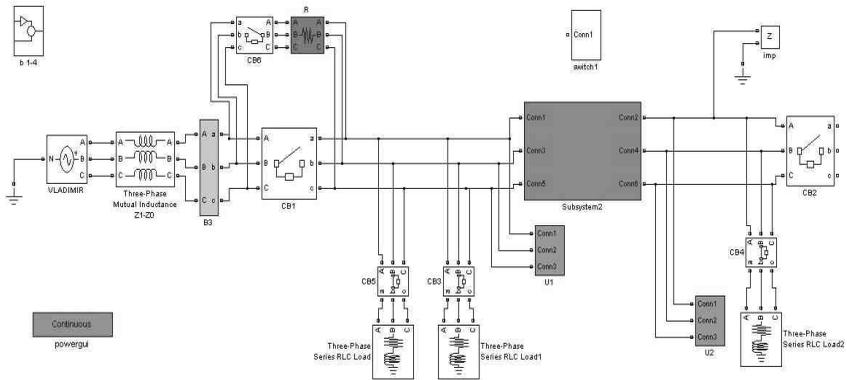


Рис. 2. Модель электропередачи в программном комплексе MATLAB

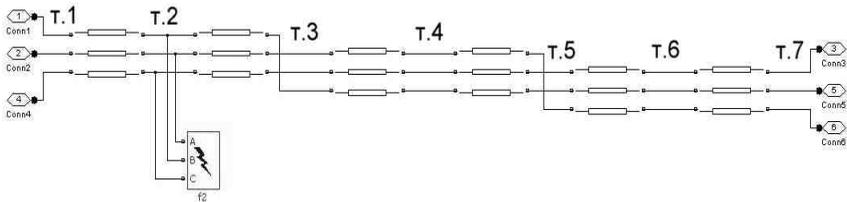


Рис. 3. Модель линии с учётом транспозиций (КЗ в точке 2)

Частоты для рассмотренных случаев представлены в табл. 1.

Для рассмотренной ВЛ в случае включения всех трёх реакторов коэффициент компенсации емкостной проводимости близок к единице, и частота свободных колебаний близка к частоте вынужденных колебаний 50 Гц, в этом случае линия способна проявлять свои резонансные свойства, которые могут приводить к опасным явлениям, таким, как перенапряжения на изоляции оборудования линии или отсутствия нулей в отключаемом токе выключателя линии, что и проявилось в ходе последующего моделирования.

Таблица 1. Частоты свободных колебаний системы

Подключенные реакторы	Частота свободных колебаний, Гц
Один реактор в начале линии	29,8
Два реактора в начале линии	41,7
Все три реактора	51,6
Один реактор в начале линии и один в конце	42,4
Один реактор в конце линии	29,8

Результаты моделирования одностороннего включения ВЛ на холостой ход при наличии КЗ. В рассматриваемом режиме оценивалось время первого перехода тока через ноль в неповрежденных фазах выключателя ПС Владимирская при различных несимметричных КЗ. Расчеты выполнены при различных вариантах включения реакторов, а также при КЗ в различных точках линии (от 1 до 7 по всей длине линии). В таблицах ниже представлены наиболее опасные случаи.

Таблица 2. **Время первого перехода тока выключателя в неповрежденной фазе через ноль при одностороннем включении ВЛ 750 кВ ПС Владимирская – Калининская АЭС со стороны ПС Владимирская при однофазном КЗ**

Вид КЗ	Точка КЗ	Время первого перехода тока через ноль в зависимости от конфигурации системы, с				
		1 р-р в начале	2 р-ра в начале	3 р-ра	1 р-р в конце	1 р-р в начале и 1 в конце
В	1	< 0,04	< 0,04	0,075; 0,417	< 0,04	< 0,04
	2	< 0,04	0,017; 0,21	0,076; 0,378	< 0,04	< 0,04
	3	< 0,04	< 0,04	0,075; 0,48	< 0,04	< 0,04
	4	< 0,04	< 0,04	0,075; 0,048	< 0,04	< 0,04
	5	< 0,04	0,095; 0,11	0,08; 0,46	< 0,04	< 0,04
	6	< 0,04	0,17 – 0,21	0,08; 0,46	< 0,04	< 0,04
	7	< 0,04	< 0,04	0,07; 0,438	< 0,04	< 0,04
С	1	< 0,04	0,13; 0,17	0; 0,421	< 0,04	0,23; 0,27
	2	< 0,04	0,19; 0,23	0; 0,48	< 0,04	0,01; 0,05
	3	< 0,04	0,19 – 0,23	0; 0,481	< 0,04	0,01; 0,05
	4	< 0,04	< 0,04	0; 0,46	< 0,04	0,01; 0,05
	5	< 0,04	0,01; 0,05	0; 0,48	< 0,04	0,01; 0,09
	6	< 0,04	0,01; 0,05	0; 0,46	< 0,04	0,01; 0,095
	7	< 0,04	0,01; 0,051	0; 0,48	< 0,04	0,01; 0,05

Таблица 3. **Время первого перехода тока выключателя в неповрежденной фазе через ноль при одностороннем включении ВЛ 750 кВ ПС Владимирская – Калининская АЭС со стороны ПС Владимирская при двухфазном КЗ на землю**

Вид КЗ	Точка КЗ	Время первого перехода тока через ноль в зависимости от конфигурации системы, с				
		1 р-р в начале	2 р-ра в начале	3 р-ра	1 р-р в конце	1 р-р в начале и 1 в конце
ВС	1	< 0,04	< 0,04	0,4992	< 0,04	< 0,04
	2	< 0,04	< 0,04	0,5792	< 0,04	< 0,04
	3	< 0,04	< 0,04	0,6186	< 0,04	< 0,04
	4	< 0,04	< 0,04	0,6188	< 0,04	< 0,04
	5	< 0,04	< 0,04	0,5788	< 0,04	< 0,04
	6	< 0,04	< 0,04	0,559	< 0,04	< 0,04
	7	< 0,04	< 0,04	0,5585	< 0,04	< 0,04

Таблица 4. Время первого перехода тока выключателя в неповрежденной фазе через ноль при одностороннем включении ВЛ 750 кВ ПС Владимирская – Калининская АЭС со стороны ПС Владимирская при двухфазном КЗ без земли

Вид КЗ	Точка КЗ	Время первого перехода тока через ноль в зависимости от конфигурации системы, с				
		1 р-р в начале	2 р-ра в начале	3 р-ра	1 р-р в конце	1 р-р в начале и 1 в конце
ВС	1	< 0,04	< 0,04	0,5361	< 0,04	< 0,04
	2	< 0,04	< 0,04	0,4969	< 0,04	< 0,04
	3	< 0,04	< 0,04	0,5572	< 0,04	< 0,04
	4	< 0,04	< 0,04	0,7383	< 0,04	< 0,04
	5	< 0,04	< 0,04	0,7382	< 0,04	< 0,04
	6	< 0,04	< 0,04	0,5394	< 0,04	< 0,04
	7	< 0,04	< 0,04	0,7181	< 0,04	< 0,04

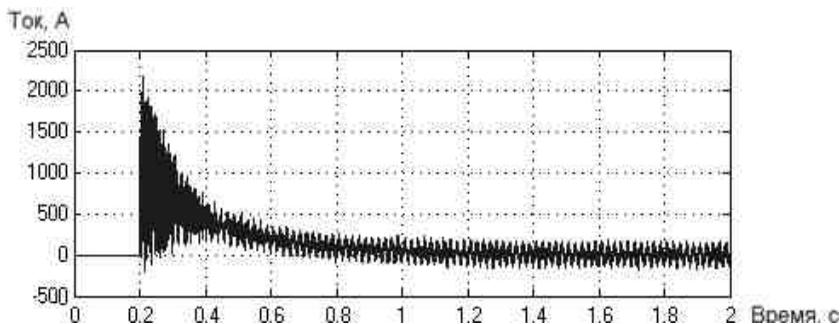


Рис. 4. Ток через выключатель в фазе «А» при одностороннем включении ВЛ 750 кВ ПС Владимирская – Калининская АЭС со стороны ПС Владимирская на однофазное КЗ при трёх включенных реакторах по концам ЛЭП

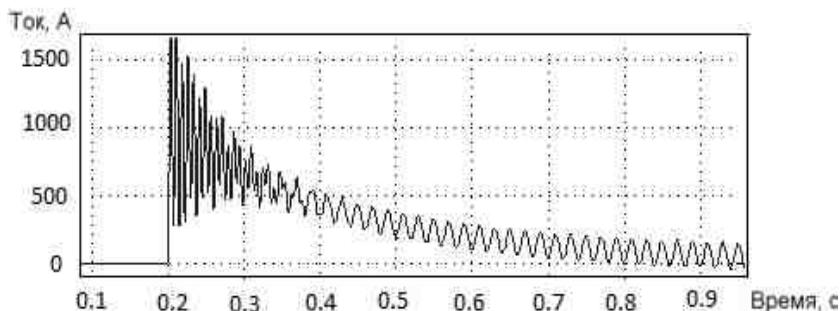


Рис. 5. Ток через выключатель в фазе «А» при одностороннем включении ВЛ 750 кВ ПС Владимирская – Калининская АЭС со стороны ПС Владимирская на двухфазное КЗ при трёх включенных реакторах по концам ЛЭП

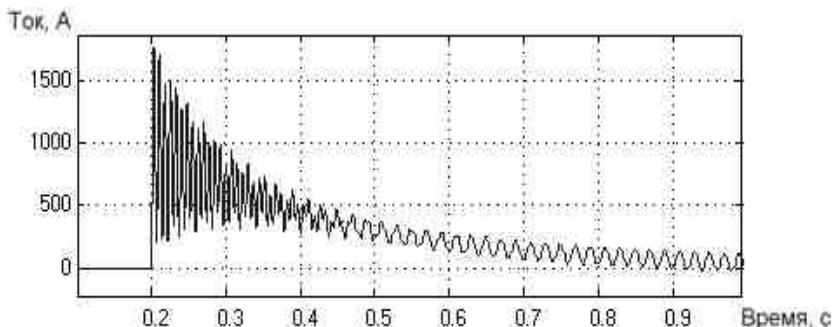


Рис. 6. Ток через выключатель в фазе «А» при одностороннем включении ВЛ 750 кВ ПС Владимирская – Калининская АЭС со стороны ПС Владимирская на двухфазное КЗ без земли при трёх включенных реакторах по концам ЛЭП

Из результатов проведенных экспериментов видно, что наиболее тяжелый случай наблюдается при включении всех трех реакторов и коротком замыкании в середине линии. В этом случае в зависимости от вида КЗ время первого перехода через ноль может достигать значения в 0,7383 с. Данный случай является наиболее опасным.

Выводы

Расчеты электромагнитных переходных процессов при одностороннем включении ВЛ 750 кВ ПС Владимирская – Калининская АЭС на КЗ показали наличие в токе выключателя длительно незатухающей апериодической составляющей. Начальное значение и скорость ее затухания таковы, что ток выключателя в неповрежденной фазе может не иметь переходов через ноль до 0,7383 с в зависимости от вида и места КЗ.

Что касается места КЗ, то наиболее опасные случаи наблюдались при КЗ, расположенном вблизи середины линии. Таким образом, при плановом опробовании ЛЭП или включении ВЛ в цикле ТАПВ в случае наличия на ВЛ неустранимого несимметричного КЗ (особенно вблизи середины линии) попытка отключения неповрежденных фаз может привести к отказу выключателя и его повреждению. Именно такое расположение КЗ следовало бы рассматривать в будущем при анализе подобных процессов.

Для борьбы с апериодической составляющей тока необходимо оснащение типовых выключателей предвключаемыми резисторами.

Библиографический список

1. Евдокунин, Г.А. Электрические системы и сети / Г.А. Евдокунин. – СПб.: Изд-во Сизова М.П., 2004.

2. **Справочник** по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2005. – 320 с.

3. **Новости** электротехники. – 2008. – № 3 (51).

4. **Новости** электротехники. – 2012. – № 4 (76).

*А.О. Костров, Б.А. Куликов, студенты;
рук. Н.А. Огорельшев, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ОРГАНИЗАЦИЯ ПЛАНОВЫХ ОБХОДОВ И ОХРАНЫ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЛ

Работа линейного персонала сопряжена с постоянными рисками для жизни и здоровья. Поэтому при производстве работ, связанных с обслуживанием ВЛ большое внимание уделяется охране труда. Основной функцией линейщика является предупреждение и выявление дефектов на ВЛ, которые могут привести к внеплановым отключениям линии. В связи с этим организуются периодические и внеочередные осмотры.

Периодические осмотры производятся в дневное время для подетальной и тщательной проверки состояния всех элементов ВЛ и ее трассы. Такие осмотры могут проводиться без подъема на опоры и с подъемом на высоту (верховые осмотры). Осмотры без подъема на высоту проводятся с целью выявления дефектов, которые можно увидеть с земли, такие как «нулевые изоляторы», состояние просеки, неисправность фундаментов опор и т.п. Верховые осмотры ВЛ проводятся для выявления неисправностей крепления подвесок, проводов, грозозащитных тросов, верхней части опор, изоляторов и степени их загрязненности, проверки правильности и надежности крепления гасителей вибрации, трубчатых разрядников, для закрепления оттяжек и т.п.

По новым регламентам ОАО «ФСК ЕЭС» любой осмотр ВЛЭП линейной бригадой сопровождается обязательной фотофиксацией. При этом на каждой фотографии фиксируются GPS – координаты. Число фотографий на один пролёт, в случае отсутствия повреждений ВЛ, должно быть не менее трёх, а именно:

- общий вид опоры;
- номер опоры и диспетчерское наименование;
- панорамный вид пролёта.

В случае размещения на опоре транспозиции проводов или тросов выполняются дополнительные фотографии, отражающие общий вид транспозиции на опоре.

Если пролет имеет пересечение с транспортными и инженерными сооружениями фотофиксация выполняется с подъемом на опору. При этом выполняется ряд дополнительных фотографий:

- фотография подвески каждой фазы в отдельности;
- фотография подвески каждого грозотроса.

После этого фиксируются все дефекты, касающиеся провода, грозотроса и верхней части опоры.

Для стандартизации и упрощения процедуры заполнения и последующей обработки результатов осмотров ВЛ службой линий Московского ПМЭС были разработаны специальные бланки единого образца. Они получили название «листы осмотра». Это листок формата А4, который заполняется мастером линейной бригады. В него уже занесены данные с прошлого обхода ВЛЭП и линейному персоналу необходимо только вносить изменения и отмечать устраненные неисправности. Он разделен на несколько частей: верхняя левая часть предоставляет информацию непосредственно о самой линии, а правая о просеке. Также из данного листа можно получить более полную информацию о ЛЭП: номер опоры, материал и состояние опоры, поросль в опоре, возможность подъездов к опоре, количество фундаментов и длину пролёта. В нижней левой части предоставляется информация о неисправности линейной арматуры: грозотроса, шлейфа и виброгасителя. В правой части указывается состояние просеки: частота, высота и объем ДКР, которую необходимо вырубить, количество особо опасных деревьев (сухостой, надломленные и наклоненные деревья); указывается боковой габарит от проекции крайнего провода до лесного массива, высота деревьев и объем расширения просеки (в Га). Так же в нижней правой части отражается информация о транспозиции проводов и пересечении с коммуникациями. После обхода листы осмотра попадают к инженеру, который переводит их в электронный вид. На основании данного материала составляются дефектные ведомости и намечается план проведения ремонтных работ.

7А	опора рж	куст 2 м		дкр редкий	3	м	0.01	га	заброшенное поле
б/н	ст дровнино			габ лев ф	12	м		шт	под вп спиленный лес
	лев ф 1-1	2-		габ пр ф	13	м		шт	
	верх ф 1-	2-							
	пр ф 1-	2- 1		бок дер лев ф		м		га	
	ст грибово			бок дер пр ф		м		га	
	лев ф 1-1	2-		Длина					
	верх ф 1-	2-		пролета, м					
	пр ф 1-	2- 1		360	бок габ лев ф			шт	
					бок габ пр ф			шт	
отсут вконтрг	4 фундамент								
на анк болт.	гр трос	приходит 2 - уходит 1							
2 уг погнуты	шлейф	сварка							
нет степ бол.	гас. виб.								
	соед-е лев. гр тр.	1 ЗСП							
	соед-е прав. гр тр.	1 ЗСП							
	соед-е гр тр	1 ЗСП							

Рис. 1. Пример заполненного листка осмотра

Особое внимание в работе линейного персонала уделяют верховым осмотрам. Этот вид работ связан с повышенным риском для жизни, где имеют место два опасных фактора – работа на высоте и наведенное напряжение. От последнего защищаются с помощью экранирующих костюмов марки ЭП-4(0). Этот костюм состоит из отдельных частей, соединенных между собой гальванической связью и заземляется через перчатки и ботинки. Экранирующие комплекты Эп-4(0) включают: экранирующая куртка с капюшоном, экранирующий полукombineзон, экранирующий наcasник, экранирующие трикотажные перчатки, кожаные экранирующие ботинки.

Наряду с фотофиксацией дефектов в эксплуатации энергетических объектов активно внедряют видеофиксацию. У линейного персонала это применяется в системе допусков на линию. Работа на линии электропередач производится по наряд-допуску или распоряжению. Работа может осуществляться как с подготовкой рабочего места (ремонтные работы), так и без его подготовки (плановые обходы, верховые осмотры). По прибытии линейной бригады на линию необходимо произвести допуск бригады к работам. В соответствии с новыми требованиями ФСК по охране труда в настоящее время допуск осуществляется с помощью видеорегистратора. По прибытии на ВЛ к требуемой опоре производитель работ должен убедиться в соответствии диспетчерских наименований указани-ям наряда. После чего он включает видеорегистратор и связывается с диспетчером: *«Докладывает допускающий Завьялов В.В. время 08:45 нахожусь на ВЛ (диспетчерские наименования ВЛ) по наряду № 1 я готов зачитать лицевую сторону наряда и запросить у Вас разрешение на подготовку рабочего места»*. После зачитывания лицевой стороны наряда и получения у диспетчера разрешения (времени) на подготовку рабочего места, допускающий (производитель работ) оформляет первую запись в таблице наряда *«Разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск к выполнению работ»*. Допускающий с одним (двумя) членами бригады приступает к подготовке рабочего места. После подготовки рабочего места допускающий сдает подготовленное рабочее место ответственному руководителю работ с указанием наименования токоведущих частей, после чего расписываются под строками *«Рабочие места подготовлены. Под напряжением остались»*. Когда рабочее место подготовлено производитель работ снова выходит на связь с диспетчером, с включенным видеорегистратором: *«Докладывает Завьялов В.В. время 10:00 по наряду № 1 рабочее место подготовлено, прошу Вас дать время на допуск бригады к выполнению работ»*, и оформляет вторую запись на допуск бригады в таблице наряда *«Разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск к выполнению работ»*. После получения времени, на подготовлен-

ное рабочее место проводится целевой инструктаж по допуску бригады к выполнению работ.

Еще одним нововведением в части охраны труда является технология установки переносных заземлений. По новым регламентам ФСК при подготовке рабочего места, заземление линии, которая находится под навешенным напряжением, должно осуществляться только по месту работы. Ранее заземление производилось по концам линии и по месту работы. При этом, если линия является тупиковой, то заземление производится со стороны возможной подачи напряжения. Таким образом, допуск бригады на ремонтные работы осуществляется после того, когда диспетчер получит сообщение от линейной бригады об установке ПЗ по месту работы, в свою очередь разземлив ЛЭП по концам.

На первый взгляд, работа электромонтера-линейщика не видна, однако это те люди, от которых зависит бесперебойная работа ВЛЭП. Их первоочередной задачей является своевременное предотвращение внеплановых отключений ЛЭП, а если таковые случаются, то они одни из первых выезжают на линию в любое время суток с целью выявления причины отключения. А если это линейный персонал, который обслуживает линии 220 – 750 кВ, то понятно какая лежит на них ответственность, ведь это, как правило, магистральные перетоки и внеплановое отключение таких линий может привести к тяжелым последствиям. В связи с высоким уровнем напряжения ФСК большое внимание уделяет охране труда. Ужесточаются правила допуска линейного персонала для совершения работ на линии. Теперь каждое слово при совершении допуска фиксируется на камеру, а затем отправляется вышестоящему начальству. Допуск на работы перестает быть простой формальностью.

Так как некоторые линии в Московском ПМЭС работают с 1938 года большое внимание уделяется их техническому состоянию. С целью повышения эффективности мониторинга состояния линий, были введены листки осмотра. Все дефекты, которые заносятся в листок подкрепляются обязательной фотофиксацией. Однако, все еще остается много промежуточных звеньев, прежде чем можно будет воспользоваться данными из листка осмотра после совершения обхода. Что делает эту идею не самой эффективной. Поэтому стоит развивать электронную базу таких листков, упрощать заполнение и предоставлять on-line доступ мастерам к листкам, с целью их динамического изменения непосредственно во время обхода с планшетного ПК.

Библиографический список

1. **Распоряжение** МЭС Центра от 29.05.2012 № 278р «О повышении безопасности производства работ на ВЛ».

2. **Распоряжение** МЭС Центра от 22.03.2012 № 139р «Об утверждении порядка выполнения фото-видеофиксации при проведении осмотров ВЛ, структурирования и хранения результатов осмотров и документации по ВЛ».

Д.С. Смирнов, студ.;
рук. Н.А. Огорелышев, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 10 КВ С ПРИМЕНЕНИЕМ РЕКЛОУЗЕРОВ



Реклоузер вакуумный RVA/TEL-10-12,5/630 – автоматический пункт секционирования воздушных или комбинированных линий электропередачи трехфазного переменного тока с частотой 50 (60) Гц, номинальным напряжением 10 (6) кВ, с любым режимом работы нейтрали.

Реклоузер RVA/TEL в комплекте с другим электротехническим оборудованием предназначен для **выполнения функций:**

- автоматического отключения поврежденных участков ЛЭП;
- автоматического повторного включения (АПВ);
- автоматического ввода сетевого резервного питания (АВР);
- оперативной реконфигурации сети;
- самодиагностики;
- измерения параметров режимов работы сети;
- ведения журналов оперативных и аварийных событий в линии.

Основные технические характеристики реклоузера представлены в табл. 1.

Таблица 1. Технические характеристики реклоузера RVA/TEL-10-12,5/630

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	630
Номинальный ток отключения, кА	12,5
Испытательное напряжение в сухом состоянии, 50 Гц, 1 мин., кВ	42
Испытательное напряжение во влажном состоянии (при росе и под дождем), 50 Гц, 1 мин., кВ	28

Наименование параметра	Значение
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	75
Уровень частичных разрядов, пКл, не более (при 13,2 кВ)	10,0
Механический ресурс циклов «ВО», не менее	30000
Ресурс по коммутационной стойкости, не менее	
- при номинальном токе, циклов «ВО»	30000
- при номинальном токе отключения, циклов «ВО»	100
Собственное время включения, мс, не более	60
Собственное время отключения, мс, не более	30
Полное время отключения, мс, не более	40
Цикл АПВ	0 – 0,1 с – ВО – 1 с – ВО – 1 с – ВО
Номинальное напряжение оперативного питания, от внешних источников переменного тока, В	~220, ~127 или ~100
Диапазон напряжения оперативного питания, % от номинального напр.	-20 %, +20 %
Максимальная потребляемая мощность, ВА	100
Время работоспособного состояния после потери основного питания от внешних цепей, ч	48
Электрическое сопротивление главной цепи, мкОм, не более	85
Степень защиты оболочки корпуса	IP 65
Максимальная погрешность датчика тока, %	1
Максимальная погрешность датчика напряжения, %	5
Критерий качества функционирования при нормированных электромагнитных воздействиях	«А»
Масса коммутационного модуля, кг	62,5
Масса шкафа управления, кг	35
Срок службы, лет	30

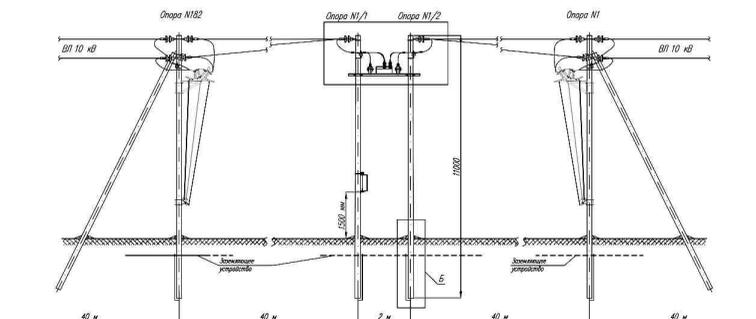


Рис. 1. Установка реклоузера на двух опорах. Общий вид

В процессе эксплуатации распределительной сети возникает потребность в оперативной информации, о ее состоянии, режиме функционирования, различных повреждениях на линии. Для этих целей в реклоу-

узере предусмотрена возможность ведения журналов и счетчиков оперативных и аварийных событий. В журналах и счетчиках осуществляется регистрация и запись всех событий, происходящих в реклоузере. В части внешних коммуникаций, управления и обмена данными реклоузер может работать в местном и дистанционном режимах управления. В местном режиме, **управление и обмен данными осуществляется посредством:**

- панели управления на внутренней дверце шкафа управления;
- персонального компьютера с программным обеспечением TELUS.

Дистанционные коммуникации осуществляются посредством:

- релейно-контактных систем управления с использованием модулей дискретных входов/выходов;
- систем телемеханики с использованием различных каналов связи;
- персонального компьютера с программным обеспечением TELUS, подключенного к внутренним коммуникационным интерфейсам шкафа управления.

Пример расчета по реконструкции фидера 10 кВ. Выбор уставок реклоузера РВА/TEL. Согласно исходным данным, электроснабжение участка сети, на котором устанавливается вакуумный реклоузер R и осуществляется сооружение ЗТП, может осуществляться по Ф.8 от ПС-418 (основное питание), по Ф.7 от РП-29 (резервное питание), по Ф.11 от ПС-289 (резервное питание).

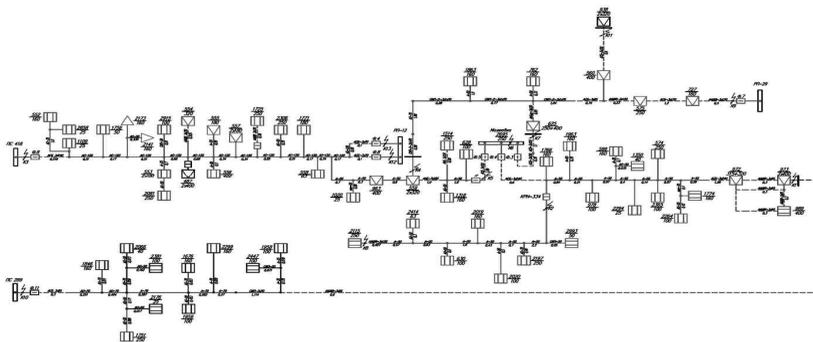


Рис. 2. Расчетная схема энергооснабжения

1. Определение удельных значений сопротивлений ВЛ и КЛ.

Удельное индуктивное сопротивление воздушных линий определяется по формуле:

$$x_{уд} = 0,1445 \cdot \lg \frac{2 \cdot D_{cp}}{D_p} + 0,0157 ,$$

где D_p – диаметр провода; D_{cp} – среднее расчетное расстояние между проводами, рассчитываемое по формуле:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{31}},$$

где D_{12}, D_{23}, D_{31} – расстояния между проводами.

2. Определение сопротивлений системы в режиме максимального тока КЗ на шинах ПС

$$X_{c \max} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{k \max}^{(3)}} \text{ (Ом)}.$$

3. Расчет токов КЗ для проверки чувствительности защит.

При трехфазном и двухфазном КЗ ток короткого замыкания соответственно равен:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(x_c + x_{p.c})^2 + r_{p.c}^2}} \text{ (кА)}; \quad I_K^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)} \text{ (кА)}.$$

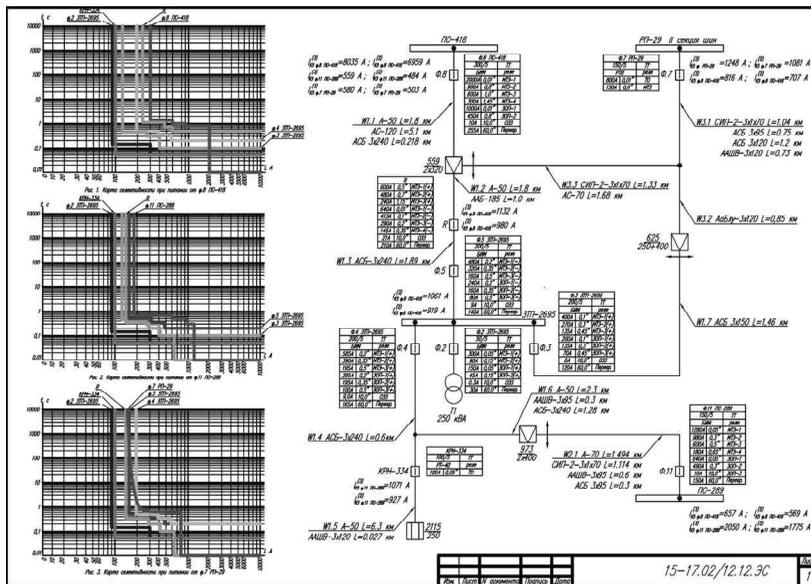


Рис. 3. Расчетная схема энергоснабжения с уставками РЗИА, картами селективности реконструированной сети

4. Расчет мощности электроприемников

$$S_{\text{расч}} = k_0 \cdot \sum S_i \cdot k_3 ,$$

где при расчетах принимаем: $k_3 = 1$; k_0 , в зависимости от количества ТП.

5. Расчет максимальных рабочих токов присоединений.

Если расчетные рабочие токи превышают значения номинального тока ТП, принимаем $I_{\text{раб. макс}}$ равным номинальному току ТП или исходя из уставок РЗА.

6. Выбор уставок срабатывания РЗА (на основании вышеизложенных расчетов).

Итогом расчета является схема энергоснабжения с уставками РЗА, картами селективности реконструированной сети.

Библиографический список

1. **Шабад, М.А.** Защита от ОЗЗ в сетях 6 – 35 кВ / М.А. Шабад. – М.: Энергия, 1975.
2. **Шабад, М.А.** Расчеты РЗА распределительных сетей / М.А. Шабад. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
3. **Посошков, В.И.** // Энергоэксперт. – 2012. – № 2.

*Н.А. Беляев, асп.; рук. Н.В. Коровкин, д.т.н., профессор
(СПбГПУ, г. Санкт-Петербург)*

УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ И ИХ ОПТИМИЗАЦИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АКТИВНО-АДАПТИВНЫХ УСТРОЙСТВ

Исследование методов управления режимами работы электроэнергетических систем (ЭЭС) в целях повышения эффективности их работы является в настоящее время объектом многочисленных научных исследований. Строительство новых электростанций и линий электропередач, присоединение новых потребителей обуславливает укрупнение ЭЭС, усложнение их конфигурации, и, как следствие, ухудшение управляемости и снижение эффективности ЭЭС. Современные условия развития ЭЭС требуют внедрения качественно новых методов управления ими. Эффективность работы ЭЭС определяется тремя основными показателями: надёжностью электроснабжения потребителей, качеством электроэнергии, предоставляемой потребителям, и потерями мощности и энергии при пе-

редаче электроэнергии от электростанций к потребителям. Данные показатели определяются, в свою очередь, параметрами режима ЭЭС. Регулирование параметров режима ЭЭС является весьма сложной задачей, поскольку все параметры режима между собой взаимосвязаны [1].

Появление концепции гибких систем переменного тока (FACTS) открывает новые возможности эффективного управления ЭЭС. Данная концепция заключается во внедрении в электрические сети активно-адаптивных устройств (ААУ), способных в широких пределах изменять параметры нагрузок и сетевого оборудования [2]. Таким образом, электрическая сеть превращается из пассивной системы передачи электроэнергии в активную сеть, обеспечивающую эффективное управление режимами работы ЭЭС. Применение ААУ позволяет за счёт регулирования параметров режима существенно улучшать показатели работы ЭЭС, но обуславливает задачу выбора типа, мест установки ААУ в сети и параметров ААУ в зависимости от возлагаемых на них функций. Данная работа посвящена одному из возможных подходов к управлению ААУ, работающих в составе крупной ЭЭС, а также определению функциональных связей между параметрами нагрузок и сетевого оборудования и параметрами режима в ЭЭС.

Для реализации управления режимами работы ЭЭС с использованием ААУ разработан новый подход к описанию влияния работы ААУ на режим ЭЭС, который предлагает ряд оригинальных зависимостей, устанавливающих прямую связь между параметрами режима и параметрами сетевого оборудования, в том числе ААУ. Данный подход основан на широко используемом для расчёта установившихся режимов ЭЭС методе узловых напряжений и билинейной теореме [3]. С использованием обобщений билинейной теоремы получены зависимости параметров режима ЭЭС от регулируемых параметров ААУ, которые имеют вид дробно-полиномиальных функций. Использование данных соотношений позволяет при заданных требуемых значениях параметров режима выполнять поиск соответствующих им оптимальных параметров и настроек ААУ. При этом метод допускает задание в качестве критериев эффективности любых значений параметров режима или их сочетание, то есть предлагаемый метод является универсальным.

Для наиболее распространённых типов ААУ – управляемого шунтирующего реактора (УШР), статического тиристорного компенсатора (СТК), управляемого устройства продольной компенсации (УУПК) и фазоповоротного устройства (ФПУ) – полученные дробно-полиномиальные зависимости для комплексных значений узловых напряжений \hat{U}_i представлены в табл. 1. B_{var} , X_{var} , κ_{var} – регулируемые параметры указанных

ААУ – проводимость, сопротивление и коэффициент трансформации соответственно; A , C – комплексные константы, которые могут быть определены по результатам расчёта двух режимов ЭЭС с разными ненулевыми значениями регулируемого параметра. Приведённые в третьем столбце табл. 1 соотношения позволяют определить зависимости для всех параметров режима от регулируемого параметра ААУ. Данные зависимости также будут иметь дробно-полиномиальный вид.

Анализ точности предложенного подхода показал, что использование дробно-полиномиальных зависимостей при расчёте параметров режима ЭЭС обуславливает появление погрешности не более 1 %, что является приемлемым для рассматриваемых в рамках данной работы задач. Однако, применение дробно-полиномиальных зависимостей может существенно упростить решение ряда обратных задач, связанных с оптимизацией параметров ААУ и другого сетевого оборудования или конфигурацией сети. Дробно-полиномиальные зависимости участвуют в записи требуемых характеристик режима как функции параметров сетевого оборудования, сводя тем самым решение указанных задач к поиску минимума функции.

Таблица 1. Дробно-полиномиальные зависимости комплексных напряжений в узлах ЭЭС от регулируемого параметра ААУ

Вид ААУ	Регулируемый параметр	Напряжения в узлах ЭЭС
УШР, СТК	B_{var}	$\hat{U}_i = \frac{A_{0,i} + A_{1,i} \cdot B_{\text{var}}}{1 + C_1 \cdot B_{\text{var}}}$
УУПК	X_{var}	$\hat{U}_i = \frac{A_{0,i} + A_{1,i} \cdot X_{\text{var}}}{1 + C_1 \cdot X_{\text{var}}}$
ФПУ	κ_{var}	$\hat{U}_i = \frac{A_{0,i} + A_{1,i} \cdot \kappa_{\text{var}} + A_{2,i} \cdot (\kappa_{\text{var}})^2}{1 + C_1 \cdot (\kappa_{\text{var}})^2}$

С использованием предложенного подхода решена тестовая задача поиска наилучшего места установки одного ААУ мощностью 50 МВАр в ЭЭС Санкт-Петербурга и Ленинградской области (ЭЭС СПб и ЛО) по критерию минимума потерь активной мощности. Результаты решения данной задачи представлены в графическом виде на рис. 1. По оси ординат отложена величина снижения суммарных потерь в сети (δP), по оси абсцисс – варианты установки ААУ (k), сортированные в соответствии с установленным в задаче критерием. На представленном графике видно, что наилучшие варианты обеспечивают снижение потерь активной мощности до 2 МВт (рассмотрен режим максимальных нагрузок), что обу-

словливает высокий экономический эффект от эксплуатации такого ААУ. С другой стороны, количество вариантов установки, обеспечивающих относительно высокое снижение потерь, невелико. На рис. 1 представлено только 50 наилучших вариантов, обеспечивающих снижение потерь более 1,5 МВт. При этом общее количество рассмотренных вариантов – более 700. Таким образом, правильный выбор места установки ААУ, напрямую определяет экономическую эффективность его эксплуатации.

Применение дробно-полиномиальных зависимостей позволило существенно ускорить получение описанного выше решения. Для каждого варианта установки выполнялось всего два расчёта режима ЭЭС – для определения констант дробно-полиномиальной зависимости мощности потерь от параметра ААУ. Затем выполнялся поиск минимума данной зависимости известными градиентными алгоритмами. Для решения данной задачи классическим методом для каждого варианта установки ААУ потребовалось бы выполнить перебор всех возможных значений параметра ААУ и расчёт потерь для каждого из них.

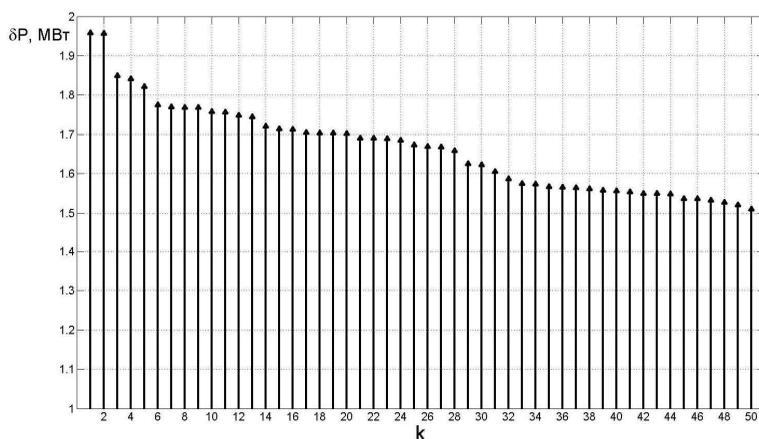


Рис. 1. Снижение потерь при установке одного ААУ в ЭЭС СПб и ЛО

Следует отметить, что полученные результаты были подтверждены контрольными расчётами режимов в специализированном ПВК «RastrWin».

В настоящее время проводятся исследования, посвящённые оптимизации режимов работы ЭЭС СПб и ЛО с использованием ААУ с учётом особенностей топологии сети, оптимизации их параметров по различным критериям оптимальности. При анализе структуры ЭЭС СПб и ЛО выяв-

лено, что установленное в каком-либо узле (линии) ЭЭС ААУ влияет на режим только ограниченной части сети, то есть имеет ограниченную зону влияния. Для ЭЭС СПб и ЛО предполагается выполнить исследования свойств зон влияния ААУ, в том числе их размеров. Данные исследования необходимы для того, чтобы установить оптимальное количество ААУ, необходимых для управления режимом всей сети.

Библиографический список

1. **Теоретические** основы электротехники: учеб. для ВУЗов. В 2 т. / К.С. Демирчян, Л.Р. Нейман, Н.В. Коровкин. – СПб: Питер, 2009.
2. **Gyugyi, Laszlo.** Understanding FACTS. Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems / Laszlo Gyugyi, Narain G. Hingorani. – New York, 2006.
3. **Исследование** методов оптимизации режимов работы энергосистем / Н.А. Беляев, Н.В. Коровкин, О.В. Фролов, В.С. Чудный // Электротехника. – 2013. – № 2. – С. 21 – 28.

*А.В. Задорожный, асп.; рук. Р.В. Огороков, д.э.н., профессор
(СПбГПУ, г. Санкт-Петербург)*

МЕТОДЫ УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ НАРУШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Интеллектуальные энергетические системы (ИЭС) являются сегодня неотъемлемой частью современной информационной экономики, в которой основными факторами производства являются интеллектуальный капитал, знания и информация. В настоящее время в большинстве развитых стран мира, а также в РФ активно разрабатываются интеллектуальные технологии и промышленно выпускаются отдельные компоненты и решения, необходимые для создания надежных, безопасных и эффективных ИЭС [1].

Новейшие технологии ИЭС, основанные на адаптации характеристик оборудования к параметрам режимной ситуации и активном взаимодействии с генерацией и потребителями, позволяют создать эффективно функционирующую систему, в которую встраиваются современные информационно-диагностические системы и системы автоматизации управления всеми элементами, включенными в единую технологическую цепочку «генерация – транспорт – распределение и потребление электрической энергии» [2].

Сложность состава решаемых задач при реализации ИЭС в нашей стране, применение распределенных цифровых технологий для их по-

строения заставляет обратить особое внимание на методы оценки надежности функционирования ИЭС России, анализ возможных отказов в ней и связанные с ними риски для объектов управления [2].

Нарушение надежности электроснабжения в ИЭС может происходить по ряду причин, среди которых следует отметить две их группы: *объективные причины*, независящие от действий персонала энергетических компаний (ЭК); *субъективные причины*, вызываемые действиями людей [3].

К объективным причинам нарушения электроснабжения следует отнести природные явления, технологические недостатки оборудования и несоблюдение технических требований его производства и монтажа. В группе субъективных причин можно назвать следующие: человеческий фактор, связанный с ошибочными действиями обслуживающего персонала или умышленными действиями террористов (хакеров), несоответствие экономических интересов ЭК и других субъектов энергетического рынка, а также недостатки и несогласованные действия регулирующих органов.

Имевшие место в последние годы нарушения надежности электроснабжения произошли, как правило, в результате комбинации множества отдельных причин, причем часто маловероятных, что приводило к масштабным или системным нарушениям электроснабжения большого числа потребителей энергии и вызывало громадные экономические убытки или ущербы (авария на Саяно-Шушенской ГЭС, авария на АЭС «Фукусима 1, 2» (Япония) и др.).

В табл. 1 приведена классификация наиболее значимых рисков нарушения надежности элементов ИЭС, полученная авторами, из которой следует, что влияние проявления рисков объективного и субъективного характера будет по-разному сказываться на надежности функционирования российских ЭК разных типов в новых условиях.

Для генерирующих компаний наибольшее значение в обеспечении надежности энергоснабжения имеют технологические риски, обусловленные износом оборудования и отсталостью технологий производства энергии, а также экономические риски, в числе которых следует выделить ценовые, операционные, кредитные. У сетевых компаний надежность работы будет, в первую очередь, зависеть от рисков, определяемых природными явлениями и состоянием оборудования линий электропередач. Риски, обусловленные экономическими причинами и ошибками персонала, оказывают на них меньшее влияние. Обеспечение надежности работы энергосбытовых компаний будет определяться технологическими (из-за высокой степени физического износа оборудования распределительных сетей) и экономическими рисками, обусловленными неплатежами потребителей и колебаниями цен на электроэнергию на оптовом и

розничном рынках. Потребители электроэнергии, как важный элемент в ИЭС, оказывают существенное влияние на надежность систем электроснабжения, формируя требования к уровню надежности, при этом наибольшее влияние на них оказывают экономические риски, обусловленные ростом тарифов, и технологические, обусловленные ущербами при перерывах электроснабжения по вине энергоснабжающих компаний. Диспетчерские службы оказывают прямое влияние на надежность ЭК, поскольку их основной функцией является оперативное управление их режимами и предотвращение развития аварийных ситуаций в ИЭС. Невыполнение этой основной функции подразделениями СО ЦДУ из-за технологических рисков, обусловленных отказами их элементов, или ошибочных/умышленных действий персонала и посторонних лиц (террористов, хакеров) может приводить к выбору неоптимальных режимов работы ЭК или способствовать развитию аварий в ИЭС, что связано с существенными экономическими потерями компаний и потребителей их услуг.

Таблица 1. Основные риски нарушения надежности функционирования элементов ИЭС

Элемент ИЭС	Тип ЭК	Специфические риски	Методы управления рисками
Генерация	ОГК, ТГК, НПЭ	1. Технологические	Устранение, резервирование, страхование
		2. Экономические	Устранение, правовое регулирование
		3. Ошибки персонала	Устранение, страхование
		4. Управленческие	Правовое регулирование
		5. Природные явления	Резервирование, страхование
		6. Умышленные действия (хакеры и др.)	Устранение, правовое регулирование
Транспорт, передача и распределение электроэнергии	ФСК, МРСК	1. Природные явления	Резервирование, страхование
		2. Технологические	Дублирование, резервирование, устранение
		3. Экономические	Устранение, правовое регулирование
		4. Ошибки персонала	Устранение, страхование
		5. Умышленные действия	Устранение, правовое регулирование
		6. Управленческие	Правовое регулирование
Сбыт электроэнергии	ЭСК	1. Технологические	Устранение, резервирование, страхование
		2. Экономические	Устранение, правовое регулирование
		3. Природные явления	Резервирование, страхование
		4. Управленческие	Правовое регулирование
Электропотребление	Потребители всех видов	1. Экономические	Устранение, правовое регулирование
		2. Технологические	Устранение, резервирование, страхование
		3. Ошибки персонала	Устранение, страхование
		4. Природные явления	Резервирование, страхование
		5. Управленческие	Правовое регулирование, устранение
Диспетчерское управление	СО ЦДУ, ОДУ, РДУ	1. Технологические	Устранение, дублирование, резервирование
		2. Ошибки персонала	Устранение, страхование, автоматизация
		3. Управленческие	Правовое регулирование, страхование
		4. Умышленные действия	Правовое регулирование

Обеспечение высокой эффективности деятельности ЭК определяет необходимость использования целой совокупности методов управления рисками. Выбор конкретного сочетания этих методов должен быть индивидуальным для каждой компании и потребителя энергии в зависимости от специфики их участия в технологическом процессе, однако можно отметить наиболее общие методы управления рисками [3]:

1. *Резервирование.* Многолетний опыт эксплуатации показывает, что рациональная величина резервных мощностей должна быть в пределах 12 – 20 % от величины располагаемой мощности. При этом существенная доля общего резерва приходится на операционный (или аварийный) резерв, относительная величина которого в энергосистемах ЕС и США составляет 5,5 – 6,0 % от максимума нагрузки [3].

Анализ положения дел с резервными мощностями в ЕЭС РФ показывает, что фактические величины резервов мощности в ней существенно меньше величин, обеспечивающих надежное электроснабжение потребителей. Создание соответствующих резервных мощностей и их содержание в ЭК требует довольно высоких текущих затрат, но оно необходимо, поскольку сводит к минимуму потери потребителей.

2. *Дублирование.* Дублирование представляет собой разновидность резервирования, применяемое, как правило, при осуществлении технических решений с целью повышения надежности соответствующих функций. Примерами дублирования являются установка на подстанциях не менее двух трансформаторов; прокладка двухцепных линий электропередачи; осуществление электроснабжения ответственных потребителей от двух и более независимых источников и др.

3. *Страхование.* Страхование является универсальной и наиболее часто используемой формой управления рисками нарушения надежности электроснабжения потребителей в развитых странах, но практически отсутствующей сегодня в отечественной электроэнергетике.

Типичными видами страхования, применяемыми в странах с развитыми энергетическими рынками, являются страхование собственности, перерывов в производственных процессах, временных перемещений и жизни/здоровья обслуживающего персонала [3].

В новых условиях функционирования ИЭС использование механизмов страхования рисков становится необходимым. Механизмы страхования в этих условиях становятся дополнительным экономическим фактором, позволяющим снижать потери от нарушений электроснабжения, создавать стимулы для обеспечения договорных уровней надежности, т.е. способствовать повышению надежности поставок энергии и устранению последствий перерывов в электроснабжении.

Таким образом, в настоящее время РФ приступила к практической реализации программы инновационного развития электроэнергетики, создавая и промышленно выпуская технологии и компоненты ИЭС. Сложность состава решаемых при этом задач заставляет обратить особое внимание на методы и механизмы управления рисками нарушения надежности функционирования новой ИЭС России.

Библиографический список

1. **Федоров, М.П.** Энергетические технологии и мировое экономическое развитие: прошлое, настоящее, будущее / М.П. Федоров, В.Р. Окорочков, Р.В. Окорочков. – СПб.: Наука, 2010. – 412 с.
2. **Концепция** интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью / Р.Н. Бердников [и др.]; под ред. В.Е. Фортова и А.А. Макарова. – М.: ФСК ЕЭС, 2012. – 236 с.
3. **Современные** проблемы экономики электроэнергетики / А.Б. Лоскутов [и др.]; Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е.Алексеева. – Нижний Новгород, 2009. – 393 с.

*Т.Г. Иванова, преподаватель
(ЧПИ (филиал) МГОУ);
рук. В.М. Шевицов, к.т.н., профессор
(ЧГУ, г. Чебоксары)*

АЛГОРИТМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ РПН ТИПА РНТА-35/200

Одним из достаточно новых отечественных быстродействующих регуляторов напряжения под нагрузкой является переключающее устройство типа РНТА-35/200. Он предназначен для ступенчатого регулирования напряжения под нагрузкой и включается со стороны нейтрали обмотки высокого напряжения понижающих трансформаторов класса напряжения 110 кВ мощностью от 6,3 до 40 МВ·А включительно (выпускается предприятием ООО «Тольяттинский трансформатор») [1].

Этот тип регулятора отличается от других быстродействующих РПН тем, что в нём избиратель, контактор и приводной механизм всех трёх фаз выполнены в едином блоке, т.е. контакты избирателя и контактора находятся в одной ёмкости, а привод установлен на её крышке. Наличие токоограничивающего резистора облегчает работу контактов, снижает вероятность возникновения устойчивой дуги, повышает надёжность работы регулятора. Особенностью данного вида РПН, в отличие от других,

является то, что осциллографирование его контактной системы и снятие временных диаграмм на сегодняшний день возможны лишь в заводских условиях на специальном стенде. В силу всего этого, разработка новых методов контроля РПН такого типа без демонтажа и без вскрытия его бака, а также откачки из него диэлектрической жидкости является весьма актуальной и сложной научно-технической задачей.

На рис. 1 приведена схема подключения цифрового осциллографа для определения работоспособности цепей дугогасительных контактов РПН типа РНТА-35/200, которая разработана лично автором. Данное устройство имеет единый привод, и все три фазы регулятора находятся в отдельной ёмкости, заполненной маслом [2, 3]. Сначала снимают цифровую осциллограмму тока всех трёх фаз согласно схеме, показанной на рис. 1, включающей индуктивность обмотки силового трансформатора относительно выводов обмотки высокого напряжения и нейтрали. Если осциллограмма получена во время пусконаладочных испытаний, то её вносят в базу данных. Если осциллограмма получена при дальнейшем обследовании РПН, то определение состояния токоограничивающих резисторов РПН типа РНТА-35/200 производится путём сравнения осциллограмм тока с аналогичными осциллограммами, выполненными во время пусконаладочных испытаний при переключении контактора с одного соответствующего положения на другое без вскрытия бака РПН и слива трансформаторного масла контактной системы РПН. Сравнение выполняется автоматически программным способом, заложенным в памяти цифрового осциллографа по изменению величины постоянной времени переходного процесса RL -цепи соответствующего положения от ветвления обмотки трансформатора.

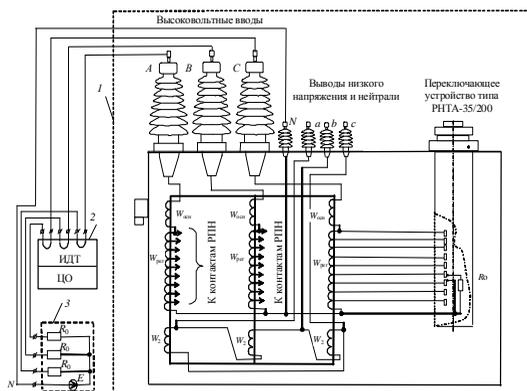


Рис. 1. Схема осциллографирования РПН с элементами силового трансформатора и многоканального цифрового осциллографа

На рис. 2 представлены виды осциллограмм тока для различных дефектов в цепи дугогасительного контакта РПН типа РНТА-35/200. В подгруппе «а» приведена осциллограмма тока одной фазы бездефектного РПН. Нарушению контактной системы дугогасительных контактов свойственно уменьшение постоянной времени (τ), а наличие виткового замыкания в токоограничивающих сопротивлениях – увеличение постоянной времени (τ) от пуска наладочных испытаний. Обрыву токоограничивающего сопротивления соответствует постоянная времени (τ), равная нулю. Данный метод и устройство внедрены в Северном производственном отделении филиала ОАО «МРСК ВОЛГИ» – «Чувашэнерго» а также в ООО «НПП «Инженерный центр» г. Чебоксары.

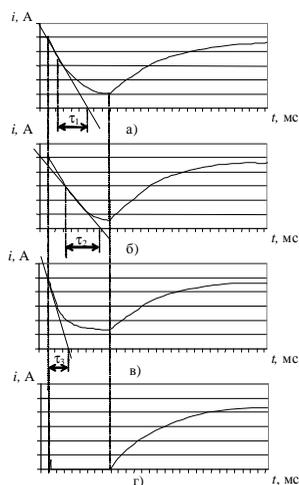


Рис. 2. Ориентировочный вид осциллограмм тока при различных дефектах в цепи дугогасительного контакта РПН типа РНТА-35/200: а – дефекты в контактной системе отсутствуют; б – витковое замыкание токоограничивающего резистора; в – наличие дефекта в контактной системе; г – обрыв токоограничивающего резистора

Нами также разработан алгоритм автоматизированного определения работоспособности РПН типа РНТА-35/200 без вскрытия бака контактора и слива из него трансформаторного масла. Алгоритм диагностирования предусматривает выполнение определенной последовательности в анализе параметров объекта. Последовательность в анализе действий характеризуется рабочими воздействиями и составом диагностируемых признаков, определяющих реакцию объекта на воздействия [4]. Ниже приводим описание работы данного алгоритма (см. рис. 3).

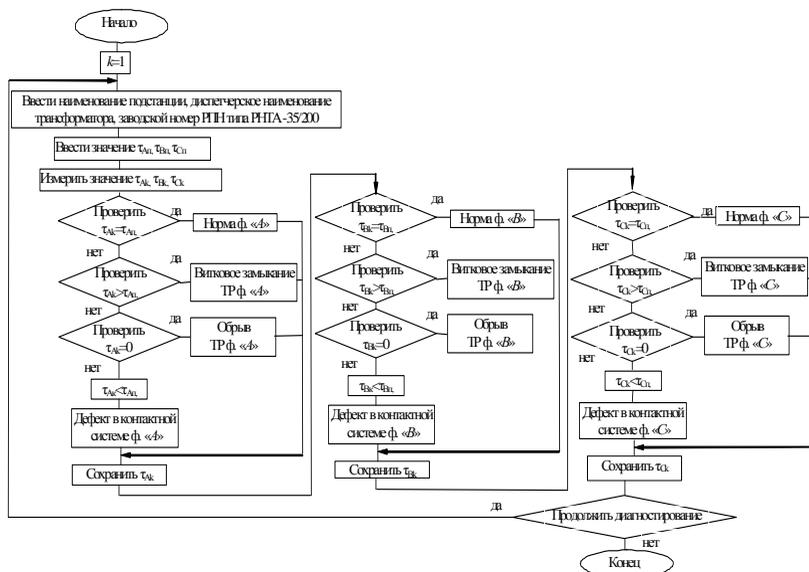


Рис. 3. Алгоритм автоматизированного определения работоспособности устройства типа РНТА-35/200

После начала работы алгоритма вводится k – счетчик, определяющий периодичность определения состояния РНТА-35/200, наименование подстанции, диспетчерское наименование трансформатора, заводской номер РПН типа РНТА-35/200. Затем вводятся значения постоянной времени $\tau_{Ап}$, $\tau_{Вп}$, $\tau_{Сп}$, полученные во время пусконаладочных испытаниях оборудования или от данных предыдущих измерений. После этого производится измерение $\tau_{Ак}$, $\tau_{Вк}$, $\tau_{Ск}$. Для нахождения $\tau_{Ак}$, значение которого равно $\tau_{Ап}$, формируется сигнал «Норма ф. А». Полученный результат вводится в базу данных и алгоритм переходит к диагностированию следующей фазы. При отсутствии $\tau_{Ак}$, значение которого равно $\tau_{Ап}$, алгоритм переходит к проверке условия $\tau_{Ак} > \tau_{Ап}$. В случае выполнения этого условия ставится диагноз «витковое замыкание токоограничивающего резистора», который записывается в базу данных, после чего алгоритм переходит к проверке фазы «В». Если условие $\tau_{Ак} > \tau_{Ап}$ не выполняется, то алгоритм переходит к проверке условия $\tau_{Ак} = 0$. При его выполнении констатируют: «обрыв токоограничивающего резистора ф. «А», результаты сохраняются, алгоритм переходит на следующий шаг опроса. Если условие $\tau_{Ак} = 0$ не выполняется, то алгоритм выдает результат $\tau_{Ак} < \tau_{Ап}$, что означает «дефект в контактной системе». После этого происходит запись зна-

чения $\tau_{\text{ак}}$ в базу данных, для её пополнения, после чего проверяется следующая фаза. Действия алгоритма для фаз «В» и «С» будут такими как и для фазы «А». После проверки всех фаз РПН ставится условие о дальнейшем диагностировании РНТА-35/200. В случае положительного выполнения условия, счётчик k пополняется и алгоритм переходит на начало. Если продолжать диагностирование не нужно, происходит завершение работы.

Таким образом, реализация разработанного алгоритма определения работоспособности регулятора РНТА-35/200 позволяет проводить его контроль в непрерывном режиме. Использование алгоритма для определения работоспособности РПН с большим сроком эксплуатации позволит повысить ресурс электрооборудования и надёжность работы системы электроснабжения.

Библиографический список

1. ИБДШ 674261.023 РЭ. Устройство регулирования напряжения силовых трансформаторов под нагрузкой типа РНТА-У-35/200Р-16/20-93У1. Руководство по эксплуатации. – ООО «Тольяттинский трансформатор», 2005. – 51 с.
2. Пат. № 2314545 РФ, МПК G01R 31/02, G01R 31/333. Способ диагностики цепей токоограничивающих сопротивлений, установленных на симметричных плечах контактора быстродействующих рпн силовых трансформаторов / Г.М. Михеев, Т.Г. Михеева (Т.Г. Иванова); заявитель и патентообладатель авторы, заявл. 28.08.2006. Оpubл. 10.01.2008. Бюл. № 1. – 6 с.
3. Пат. № 2321866 РФ, МПК G01R 31/02. Способ диагностики цепей дугогасительных контактов РПН ТИПА РНТА / Г.М. Михеев, Т.Г. Михеева (Т.Г. Иванова); заявитель и патентообладатель авторы, заявл. 10.07.2006. Оpubл. 10.04.2008. Бюл. № 10. – 6 с.
4. Вдовико, В.П. Методология диагностирования высоковольтного электрооборудования / В.П. Вдовико. – Новосибирск: Наука, 2011. – 118 с.

*П.А. Коновалов, соиск.; рук. А.С. Тюфтяев, к.т.н., зав. лаб.,
Д.В. Терешонок, к.ф.-м.н., н.с.
(ОИВТ РАН, г. Москва)*

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ СТЕНД ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ И МОДЕЛИРОВАНИЯ ГОЛОЛЕДОБРАЗОВАНИЯ НА ПРОВОДАХ ВЛ

Предотвращение гололедных аварий в электрических сетях энергосистем актуально для большинства регионов России. Нарушения в работе воздушных линий (ВЛ), вызванные этим явлением, сопровождаются разрушением опор, проводов, тросов, гирлянд изоляторов, арматуры. Так, за период с 1999 по 2008 год крупные аварии на ВЛ при воздействии гололедно-ветровых нагрузок многократно происходили в 44-х энергосистемах.

Обледенение возникает в основном из воды, находящейся в атмосфере в парообразном и жидком состоянии при отрицательных температурах воздуха и увеличении его влажности до 60 – 100 %. Опыт показывает, что процесс гололедообразования может длиться от нескольких часов или суток до 2 – 3 месяцев, но не редко опасные отложения мокрого снега могут образоваться в течение часа. Таким образом, по скорости нарастания гололеда на проводах ВЛ, можно определить меры или наметить комплекс мероприятий в гололедно-опасных регионах России, что в свою очередь позволит разработать системный подход к решению проблемы обеспечения надежности работы ВЛ. Наиболее распространенным методом борьбы с гололедом на проводах воздушных линий является его плавка постоянным или переменным током [1 – 4].

Для экспериментального изучения и моделирования образования гололедных отложений на проводах ВЛ с последующим определением влияния силы тока, диаметра провода, плотности гололедных отложений на скорость их плавки при различной температуре, скорости обдува провода и влажности воздуха разработана климатическая камера «Гололед» (рис. 1). Установка состоит из холодильной камеры (далее: камера), двух сплит-систем, воздушной системы, системы увлажнения, системы плавки гололеда, а так же систем управления, контроля и измерения рабочих параметров. Камера 7 предназначена для создания условий образования гололедных отложений на проводе. В ней размещаются натяжное устройство для провода 4, сплит-системы 3, воздушная система. Габариты камеры 10000×1860×2200 мм, объем – 34,12 м³.

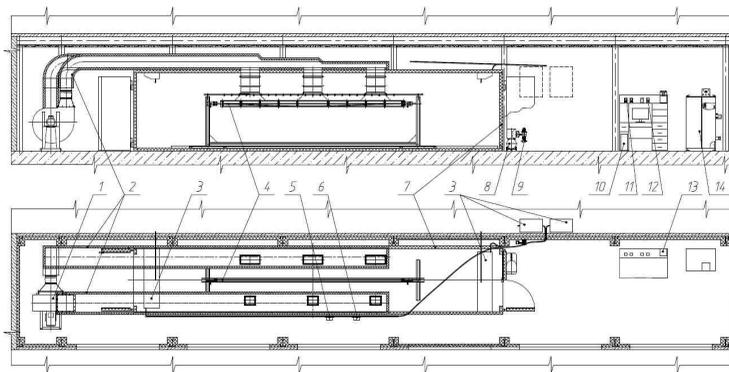


Рис. 1. Схема установки «Гололед»: 1 – вентилятор; 2 – воздуховоды; 3 – сплит системы 1 и 2; 4 – провод в натяжном устройстве; 5 – датчик влажности и температуры для применений с высокой влажностью; 6 – высокоточный датчик для измерения скорости воздуха и температуры; 7 – холодильная камера; 8 – компрессор; 9 – расходомер; 10 – компьютер; 11 – кнопочный пост управления сплит-системами; 12 – кнопочный пост управления вентилятором и насосом; 13 – частотный преобразователь; 14 – выпрямитель

Низкотемпературные холодильные сплит-системы создают и поддерживают в камере заданную температуру от 0 до -20°C .

Воздушная система служит для создания потока воздуха со скоростью до 20 м/с. Она включает в себя вентилятор 1 и систему утепленных воздухопроводов 2, соединенных с вентилятором и заведенных в холодильную камеру, внутри которой воздухопроводы разделены на напорный и всасывающий. Между воздухопроводами по длине камеры размещается натяжное устройство с пятиметровым участком провода (троса).

Система увлажнения воздуха поддерживает в камере влажность, необходимую для образования гололеда и прочих структурных обледенений. Она включает в себя коллектор, на котором установлены несколько двухкомпонентных мелкодисперсных веерных форсунок, к которым подведены вода и воздух.

Система плавки гололеда включает в себя выпрямитель неререверсивный 14 с номинальным выходным током 1600 А напряжением 12 В. Кабель от выпрямителя подключается к наконечникам на проводе или грозотросе. Система управления, контроля и измерения параметров включает в себя высокоточные датчики температуры, скорости и влажности воздуха, расходомер и др., показания которых регистрируются на компьютере.

При проведении экспериментов по достижению заданной температуры воздуха сплит-системы переходят в режим ее поддержания. Регулировкой частоты вращения вентилятора задается необходимая скорость воздуха (от 0 до 20 м/с). При включении системы увлажнения через мелкодисперсные веерные форсунки водовоздушная смесь подается в поток охлажденного воздуха, направленного на провод. Часть влаги оседает на проводе, а основная часть увлажненного воздуха поступает в вытяжной воздухопровод и через вентилятор и напорный воздухопровод подается вновь на провод.

Для уменьшения времени образования гололедного отложения и получения равномерной гололедной муфты натяжное устройство оснащено механизмом вращения провода. Для имитации скручивания провода при образовании гололеда его закрепляли в подшипниках, что позволяло проводу вращаться по мере нарастания гололедной муфты.

Время создания различных видов гололедных отложений (рис. 2) зависит от толщины стенки гололеда и составляет от 2 до 4 часов, из которых около часа необходимо для охлаждения камеры и воздушной системы.

По достижению необходимого диаметра наледи к проводу подключаются токоподводящие кабели. Плавка гололеда производилась выпрямленным током в соответствии с маркой провода или грозотроса (табл. 1). При этом в холодильной камере поддерживались условия гололедообразования. Время плавки в каждом из случаев не превысило 30 минут.



Рис. 2. Различные виды гололедных отложений

Результаты экспериментов подтвердили, что при токах, предупреждающих образование гололеда (табл. 1), и температуре от 0 до $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$, скорости от 0 до 10 м/с, влажности воздуха от 50 до 90 % гололедные отложения на проводах не образуются.

Таким образом, опытным путем была проверена функциональность экспериментальной установки «Гололед», которая позволяет создавать климатические условия для образования различных видов гололедных отложений и проводить плавку гололеда выпрямленным током.

Таблица 1. Ток плавки и ток, предупреждающий образование гололеда

Марка и сечение провода, мм ²		Ток плавки гололеда, А*, при ее продолжительности, 30 мин	Ток, предупреждающий образование гололеда, А**
C50	C-50	125	65
C70	C-70	175	90
AC 120/19	AC-120	565	275
AC 150/24	AC-150	657	325
AC 185/29	AC-185	747	375
AC 300/39	ACO-300	890	490
AC 500/64	ACO-500	1125	680

* Приведен для гололеда диаметром 5 см при температуре воздуха минус $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ и скорости ветра 5 м/с. Ток плавки для грозотросов C50 и C70 приведен из учета 2,5 А на мм² сечения троса.

** Приведен для температуры воздуха минус $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ и скорости ветра 5 м/с.

В перспективе предполагается использовать ЭУГ для отработки физико-математических моделей на основе теоретических концепций и математических средств физической механики скорости отложения гололедных образований, а также сравнение эксперимента по плавке гололеда с результатами численного моделирования на базе современных программных комплексов и суперкомпьютеров. На основе выполненных исследований будут оптимизированы известные методы и средства борьбы с гололедными отложениями и разработаны новые решения данной проблемы.

Библиографический список

1. **Дьяков, А.Ф.** Предотвращение и ликвидация гололедных аварий в электрических сетях энергосистем / А.Ф. Дьяков, А.С. Засыпкин, И.И. Левченко. – Пятигорск: Изд-во РП «Южэнерготехнадзор», 2000. – 284 с.
2. **Диагностика**, реконструкция и эксплуатация воздушных линий электропередачи в гололедных районах / И.И. Левченко, А.С. Засыпкин, А.А. Аллилуев, Е.И. Сацук. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 448 с.
3. **Типовая** инструкция по эксплуатации воздушных линий передачи напряжением 35 – 800 кВ. РД. 34.20.504-94. – М: НЦ ЭНАС, 2003. – 126 с.
4. **Методические** указания по плавке гололеда постоянным током. МУ 34-70-028-82. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1983. – 49 с.

*С.С. Костинский, соиск.; рук. А.И. Троицкий, д.т.н., профессор
(ЮРГТУ (НПИ), г. Новочеркасск)*

**СНИЖЕНИЕ СВЕРХНОРМАТИВНЫХ ПОТЕРЬ
В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ,
ВЫЗВАННЫХ НЕСИММЕТРИЧНЫМИ НАГРУЗКАМИ**

Актуальность проблемы. Минэнерго предоставил статистику за 2007 – 2008 гг., по этим данным на 1126 сетевых предприятиях страны потери соизмеримы с потреблением электроэнергии в наиболее энергоёмких отраслях, например, в черной или цветной металлургии. Документальные потери в сетях 6 – 10 кВ и 0,38 кВ потребителей электроэнергии (ПЭ) не регистрируются, их фактическое значение неизвестно и принимается приближенно равным 4,5 % потребляемой (оплачиваемой) энергии. Суммарные потери в сетях энергосистем и потребителей составляют более 13 % от отпущенной в сеть с шин электростанций электроэнергии. Основная доля потерь в их структуре приходится на распределительные сети (РС). Поэтому проблема сокращения потерь мощности и энергии в них заслуживает особо серьезного внимания.

Потери мощности и электрической энергии в электрических сетях складываются из потерь в линиях и трансформаторах. Потери в распределительных трансформаторах (РТ) составляют основную долю. Главной причиной сверхнормативных потерь является несимметрия нагрузок РТ.

Несимметрия эксплуатационных режимов стала требовать к себе внимания, поскольку в последние годы коммунальное энергопотребление в ряде энергосистем превысило промышленное потребление электроэнергии. Поэтому задача совершенствования расчета, а также снижения

потерь электроэнергии в РС с несимметричными нагрузками является актуальной научно-технической проблемой энергетики.

В статье обобщаются результаты исследований и разработок, выполненных при непосредственном участии автора, связанных с решением указанной проблемы относительно РТ. Исследования выполнялись в соответствии с отраслевыми и региональными научно-техническими программами энергосбережения по актуальной тематике для электроэнергетики.

Объект исследований – электрические распределительные сети 0,4 – 10 кВ.

Предмет исследований – сверхнормативные потери электрической мощности (энергии) в силовых трансформаторах, эксплуатируемых в распределительных сетях, обусловленные несимметричными нагрузками, подключенными к ним.

Цель работы. Выполнить исследования, направленные на разработку эффективных методов снижения и расчета дополнительных потерь электроэнергии, обусловленных несимметричными нагрузками, в трансформаторах, эксплуатируемых в РС, ориентирующих на последующие воздействия на режимные и конструктивные параметры трансформаторов и нагрузок.

Научная новизна работы:

- для исследования дополнительных потерь активной мощности в силовых трансформаторах, эксплуатируемых в распределительных сетях, использовались модули «трансформатор – несимметричная нагрузка», позволившие получить функциональные зависимости превышения потерь активной мощности в силовых трансформаторах для основных схем соединения нагрузки от токов обратной и нулевой последовательностей в сравнении с потерями от токов прямой последовательности при произвольных соотношениях сопротивлений фаз активно-индуктивной несимметричной нагрузки;

- обобщено понятие «несимметричные нагрузки» в рамках снижения потерь мощности внутренним симметрированием, как в самой несимметричной нагрузке, так и в трансформаторах, эксплуатируемых в распределительных сетях.

Поскольку несимметричные нагрузки оказывают влияние на параметры распределительного трансформатора, возникает необходимость в исследованиях, направленных на их использование в качестве средств внутреннего (естественного) симметрирования в зависимости от схем соединения. Благодаря использованию методов симметричных составляющих, Крамера, Гаусса для схем соединения нагрузки: а – «звезда» с изолированной нейтралью; б – «треугольник»; в – «звезда» так, что нейтраль n нагрузки и нейтраль N источников ЭДС связаны проводом, сопротив-

лением которого можно пренебречь; γ – «звезда» так, что нейтраль нагрузки и нейтраль источников ЭДС соединены проводом с сопротивлением $z_N = r_N + jx_N$; были исследованы их режимы, и получены простые и компактные формулы расчета дополнительных потерь активной мощности от несимметричной нагрузки. Расчеты велись по приведенному ниже алгоритму: определение функциональных зависимостей комплексных значений напряжений и токов фаз, используя эквиваленты комплексных сопротивлений (проводимостей) фаз; разложение фазных токов на симметричные составляющие; определение коэффициентов несимметрии по обратной и нулевой последовательностям, приравнивая их квадраты модулей относительным значениям дополнительных потерь активной мощности [1].

На основе приведенных выше исследований выполнено обобщение понятия «несимметричные нагрузки» с целью их внутреннего симметрирования или использования конденсаторных симметрирующих устройств, для снижения дополнительных потерь активной мощности, при допущениях:

- уровень поперечной несимметрии в системах электроснабжения определяется набором приёмников электрической энергии;
- источники электродвижущей силы (ЭДС) – симметричны.

Когда ЭДС фазы $A \dot{U}_A = jU$, обходы контуров схем замещения – по часовой стрелке, эквивалентные комплексные сопротивления фаз нагрузки не равны ($z_a = r_a + jx_a \neq z_b = r_b + jx_b \neq z_c = r_c + jx_c$), то для режимам а)...г) можно составить расширенные матрицы из коэффициентов при неизвестных и свободных членов полной системы уравнений каждого режима [2].

В отличие от известного подхода к исследованию несимметричных режимов в работе в качестве базы данных использованы значения эквивалентных сопротивлений (проводимостей) фаз, а не токов и их углов сдвига, согласно алгоритму: определяют линейные токи, значения их симметричных составляющих (ССТ), коэффициентов несимметрии токов (КНТ) по обратной и нулевой последовательностям. Для схем а) и б) значение квадрата модуля КНТ по обратной последовательности, а для схем в) и г) сумму квадратов модулей КНТ по обратной и нулевой последовательностям приравнивают относительному превышению потерь активной мощности в зависимости от сопротивлений фаз в сравнении с их симметричным распределением между фазами. Каждая из функций предлагаемого алгоритма зависит от шести аргументов активных и реактивных сопротивлений (проводимостей) фаз несимметричной нагрузки. Определение их глобальных экстремумов в общем виде весьма сложно. С использованием целочисленного программирования на основе полученных

в данной работе результатов исследований в форме программного обеспечения возможно определение оптимальных значений для конкретных РТ.

При определении потерь в линии с несимметричными нагрузками, основную долю составляют потери в нулевом проводе. Однако при рассмотрении модуля «двухобмоточный трёхфазный трансформатор – несимметричная нагрузка» сопротивлением нулевого проводника можно пренебречь. Поскольку сопротивление нулевого провода значительно меньше, чем на порядок, в сравнении с совокупным сопротивлением линейного провода и одной фазы нагрузки.

Превышение потерь активной мощности в относительных единицах несимметричного режима в сравнении с симметричным режимом (сопротивления фаз одинаковы) для варианта:

$$a - \Delta P^* = \alpha^2 / \beta^2;$$

$$б - \Delta P^* = \rho^2 / \sigma^2;$$

$$в - \Delta P^* = \gamma^2 / \delta^2 + \varepsilon^2 / \delta^2,$$

$$\text{где } \alpha^2 = z_a^2 + z_b^2 + z_c^2 - r_a r_b - r_a r_c - r_b r_c - x_a x_b - x_a x_c - x_b x_c + \\ + \sqrt{3} \cdot (r_a \cdot x_c + r_b \cdot x_a + r_c \cdot x_b) - \sqrt{3} (r_a \cdot x_b + r_b \cdot x_c + r_c \cdot x_a);$$

$$\beta^2 = (r_a + r_b + r_c)^2 + (x_a + x_b + x_c)^2; \rho = Y_{ab} + a \cdot Y_{bc} + a^2 \cdot Y_{ca};$$

$$\sigma = Y_{ab} + Y_{bc} + Y_{ca}; \gamma = a^2 \cdot z_a z_b + a \cdot z_a z_c + z_c z_b; \delta = z_a z_b + z_a z_c + z_c z_b;$$

$$\varepsilon = a \cdot z_a z_b + a^2 \cdot z_a z_c + z_c z_b.$$

Последнее выражение можно использовать и для определения потерь по варианту г), но с допустимой погрешностью.

Величины α , ρ , γ , ε – суммы комплексных значений, полученных воздействием на соответствующие сопротивления (проводимости) в правой части комплексных величин β , σ , δ операторами поворота. Квадраты их модулей равны сумме квадратов модулей сопротивлений (проводимостей) фаз плюс удвоенное значение суммы скалярных произведений попарно взятых сопротивлений (проводимостей), аргументы которых отличаются от аргументов величин β , σ , δ операторами поворота. Например, для варианта а):

$$\left| z_a + a \cdot z_b + a^2 \cdot z_c \right|^2 = z_a^2 + z_b^2 + z_c^2 + 2 \left(z_a z_b \cos(\varphi_a - \varphi_b - 120^\circ) + \right. \\ \left. z_a z_c \cos(\varphi_a - \varphi_c - 240^\circ) + z_b z_c \cos(\varphi_b - \varphi_c + 120^\circ) \right).$$

Формулы для квадратов модулей комплексных величин α , β , ρ , σ , γ , ε , δ дают ключ к оптимизации потерь внутренним симметрированием на-

грузок и конденсаторными установками. Закон воздействия на режимы управляемых КУ в целях изменения углов сдвигов между комплексными сопротивлениями фаз должен быть таким, чтобы достигался минимум дополнительных потерь от несимметрии, если исключена возможность внутреннего симметрирования.

Практическая ценность и внедрение результатов работы. Полученные функциональные зависимости дают возможность определить расчетные значения потерь активной мощности в трансформаторах от несимметричной нагрузки по измеренным значениям напряжения, тока и активной мощности для каждой фазы.

Для реализации результатов исследования не требуется капитальных затрат и проведения реконструкций существующих объектов. Необходимо только выполнить организационные мероприятия по использованию естественного симметрирования. При внедрении результатов исследований в распределительных сетях ОАО «Аэропорт г. Ростов-на-Дону» получен экономический эффект 4,217 млн руб, о чем свидетельствует акт внедрения результатов исследования.

Библиографический список

1. **Троицкий, А.И.** Уравновешивание токов нулевой последовательности: моногр. / А.И. Троицкий; Юж.-Рос. гос. техн. ун-т. – Новочеркасск: ЮРГТУ, 2001. – 170 с.
2. **Данко, П.Е.** Высшая математика в упражнениях и задачах: учеб. пособие для вузов. В 2 ч. Ч. 1 / П.Е. Данко, А.Г. Попов, Т.Я. Кожевникова – М.: Издательский дом «Оникс 21 век»: Издательство «Мир и образование», 2005. – 304 с.

*Т.Ф. Махмудов, соиск.; рук. К.Р. Аллаев, д.т.н., профессор
(ТашГТУ, г. Ташкент)*

СОВМЕСТНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ УРАВНЕНИЙ УЗЛОВЫХ НАПРЯЖЕНИЙ И ФУНКЦИИ ЛЯПУНОВА В КВАДРАТИЧНОЙ ФОРМЕ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ РЕГУЛИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Широкое внедрение мощных и быстродействующих цифровых вычислительных машин в практику диспетчерских и научно-исследовательских расчетов и, особенно, перспективы их развития [1], снимают ограничения по использованию более трудоемких в вычислительном

отношении, но эффективных и строгих по точности методов анализа устойчивости. Эти обстоятельства создали хорошие предпосылки для применения метода функций Ляпунова в квадратичной форме для анализа статической устойчивости сложных электроэнергетических систем (ЭЭС).

Расчетный анализ статической устойчивости ЭЭС различной сложности показывает, что наиболее строгим теоретически, удобным для вычислений и эффективным по результатам является использование двух фундаментальных методов – метода функций Ляпунова в квадратичной форме и узловых уравнений.

Установившийся режим исследуемой ЭЭС определяется на основе уравнений узловых уравнений (УУН). Узловые уравнения, устанавливая функциональную связь между токами и напряжениями узлов, наиболее полно описывают электрическое состояние сети любой сложности [3].

На основе вычисленных значений напряжений генераторных узлов и узлов, содержащих вращающиеся машины, последовательно проверяется положительность матриц квадратичных форм Ляпунова, устанавливающих выполнение необходимых и достаточных условий статической устойчивости генераторов (станций) и ЭЭС. По существу задача анализа статической устойчивости сложной ЭЭС сводится к многократному исследованию схемы «генератор – шины», которая в практических расчетах описывается уравнением порядка не более 4 – 15.

Это объясняется тем, что определяемые на основе решения узловых уравнений U_j и δ_j , используемые в уравнениях Ляпунова содержат всю информацию о состоянии системы, какой бы сложной она ни была [4].

Функция Ляпунова в квадратичной форме для линейных дифференциальных уравнений является единственной, которая обеспечивает необходимые и достаточные условия устойчивости исследуемой системы, при возникновении в ней малых возмущений [5].

Для определения устойчивости используем метод Ляпунова и зададим функцию в виде положительно определенной квадратичной формы:

$$V(x) = x^T Q x, \quad (1)$$

где x – вектор переменных состояния; Q – положительно определенная симметрическая матрица.

Производная этой функции

$$dV(x)/dt = d(x^T Q x)/dt, \quad (2)$$

приводит к уравнению [2, 5]:

$$A^T Q + Q A = -C. \quad (3)$$

Уравнение (3), называется матричным уравнением Ляпунова.

Рассмотрим на примере 3-узловой схемы (рис. 1) совместное применение уравнений узловых напряжений и функции Ляпунова в квадратичной форме.

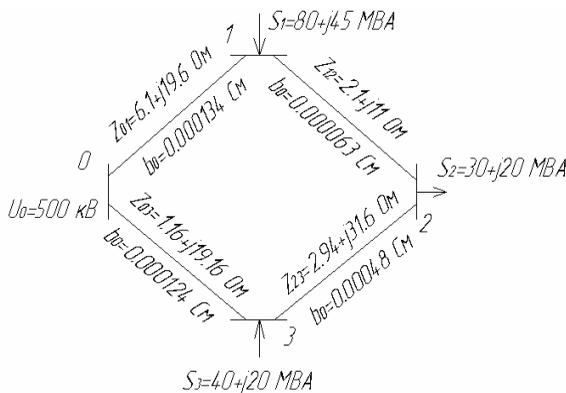


Рис. 1. Исследуемая схема

Балансирующий узел принимаем за базисный, первый и третий узлы являются генерирующими, второй узел нагрузочный.

Для решения узловых уравнений выберем метод Ньютона в полярных координатах, к преимуществам которого можно отнести квадратичную сходимость итерационных процессов, возможность дальнейшего использования для решения оптимизационных задач и при расчетах устойчивости.

Утяжеление режима осуществляется постепенно путем увеличения активной и реактивной нагрузки второго узла.

Произведем расчет установившегося режима и далее для генерирующих узлов проверим положительность матрицы квадратичной формы Q .

В результате расчетов получаем следующие результаты для каждого из узлов:

- значения напряжений по узлам

$$U_1 = 499.6918 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 499.6593 \text{ кВ};$$

$$U_3 = 499.6969 \text{ кВ},$$

- значения углов дельта по узлам

$$\delta_1 = 66.2212^\circ;$$

$$\delta_2 = 44.7296^\circ;$$

$$\delta_3 = 38.6134^\circ.$$

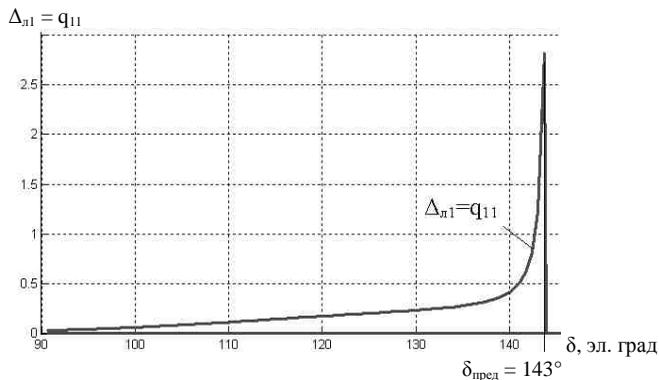


Рис. 2. Характер изменения миноров матрицы Q квадратичной формы функции Ляпунова в первом генераторном узле, $\delta_{пред} = 143^\circ$

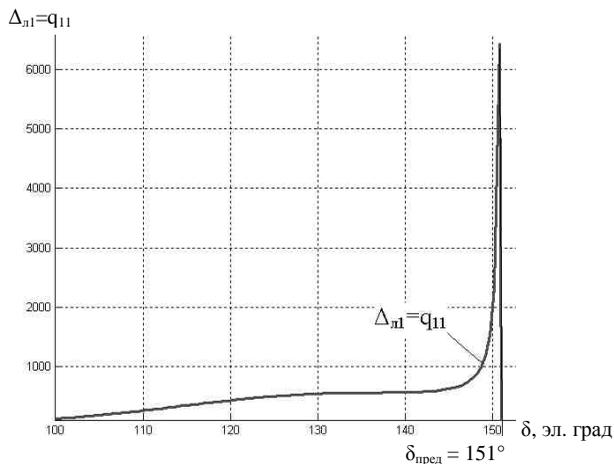


Рис. 3. Характер изменения миноров матрицы Q квадратичной формы функции Ляпунова в третьем генераторном узле, $\delta_{пред} = 151^\circ$

Результаты расчета приведены на рис. 2, 3. В ходе сравнения двух графиков нетрудно прийти к выводу о том, что первым из устойчивой работы выйдет генератор, расположенный в узле номер 1, т.к. угол его предельной работы составляет 143° .

Значимость данного результата для практики эксплуатации сложных электрических систем очевидна, т.к. определяется генератор, приближающийся к пределу устойчивости.

Библиографический список

1. **СуперЭВМ:** области применения и требования к производительности / О.С. Аладышев [и др.]. – Электроника: изв. вузов. – 2004. – № 1.
2. **Мисриханов, М.Ш.** Инвариантное управление многомерными системами / М.Ш. Мисриханов. – М.: Наука, 2007. – 284 с.
3. **Аллаев, К.Р.** Малые колебания электрических систем / К.Р. Аллаев, А.Т. Мирзабаев. – Т.: Fan va texnologiya, 2011.
4. **Фазылов, Х.Ф.** Установившиеся режимы электроэнергетических систем и их оптимизация / Х.Ф. Фазылов, Т.Х. Насыров. – Т.: Молия, 1999. – 370 с.
5. **Ляпунов, А.М.** Общая задача об устойчивости движения / А.М. Ляпунов. – М.:Л.: Гос. изд-во тех.-теор. лит., 1950.
6. **Махмудов, Т.Ф.** Матричные способы синтеза оптимальных систем возбуждения синхронных генераторов / Т.Ф. Махмудов // Электротехнические системы и комплексы: междунар. сб. науч. тр. – 2012. – № 20. – С. 204 – 213.

*А.В. Шагидуллин, А.В. Рыбакова, аспиранты;
рук. Е.И. Грачева, к.т.н., доцент
(КГЭУ, г. Казань)*

ВЛИЯНИЕ КОМПОНОВОЧНЫХ РЕШЕНИЙ НА ЭКВИВАЛЕНТНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ УЧАСТКА НИЗКОВОЛЬТНОЙ СЕТИ

Анализ эффективности функционирования распределительных сетей низкого напряжения требует большого количества статистических данных. При исследовании надежности необходима различная информация о состоянии низковольтных аппаратов, которая также влияет на результаты расчетов (например, сопротивление контактных соединений аппаратов) [1]. Учет этих параметров уточняет результаты вычислений технических характеристик сетей. Необходимо исследовать различные виды схем с различным количеством и типами аппаратов, длиной кабельных линий и проводов.

В качестве одной из характеристик схемы с различным набором аппаратов, используется эквивалентное сопротивление всей цепи. Эквивалентное сопротивление складывается из сопротивлений контактных соединений каждого аппарата. Так сопротивление контактов, автоматического выключателя, как показали проведенные исследования, определяется:

$$R(I) = \begin{cases} 6.189 \cdot e^{-0.009I}, & I \geq 60; \\ 70.354 \cdot e^{-0.092I}, & I < 60. \end{cases}$$

$R_{эк}$ – эквивалентное сопротивление линии, значение которого в каждый момент времени t зависит от фактической температуры жилы провода Θ_{np} , а также от количества установленных на линии низковольтных коммутационных аппаратов [4]:

$$R_{эк} = r_{20} \cdot l \left[1 + \alpha (\Theta_{np} - 20^\circ) \right] + \sum_{i=1}^k r_i, \quad (1)$$

где r_{20} – удельное сопротивление 1 м линии при 20 °С, мОм/м; l – длина линии, м.

На рис. 1 показаны зависимости эквивалентного сопротивления участка цеховой сети с различным количеством аппаратов, установленных на линии в функции номинального тока аппарата. Соответственно для наиболее распространенных участков сети и их набором аппаратов.

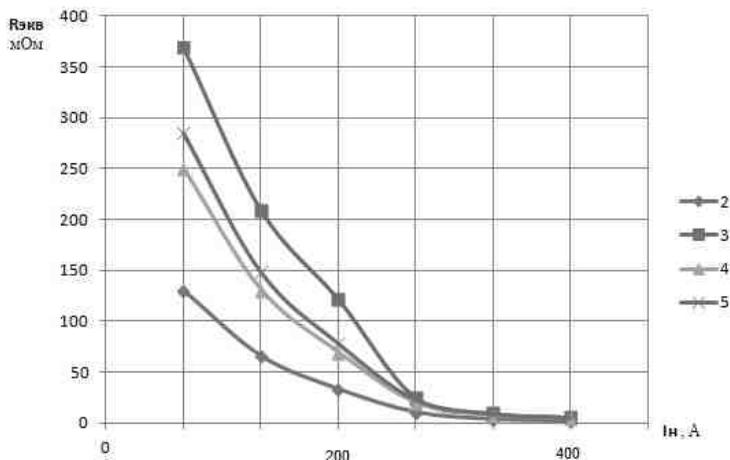


Рис. 1. Зависимости эквивалентного сопротивления участка сети в функции номинального тока аппарата (с учетом сопротивления проводов)

Одним из факторов, определяющим эквивалентное сопротивление участка сети, является длина линий цеховых сетей. На рис. 2 показаны соотношения сопротивлений аппаратов и линий в зависимости от длины линии (для двух коммутационных аппаратов).

Существенное влияние на значение эквивалентного сопротивления оказывает сечение линий. Рис. 3 иллюстрирует соотношения сопротивлений аппаратов при длине линий 5 м в зависимости от их сечения (для двух коммутационных аппаратов).

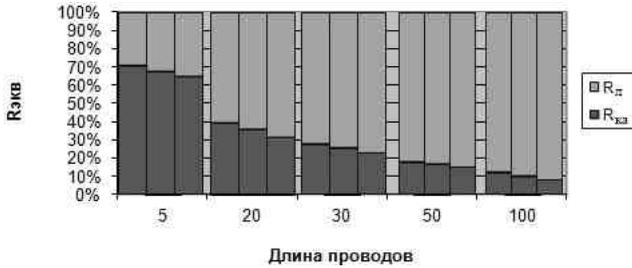


Рис. 2. Соотношение сопротивлений аппаратов и линий в зависимости от длины линий для аппаратов с $I_n = 10$ А

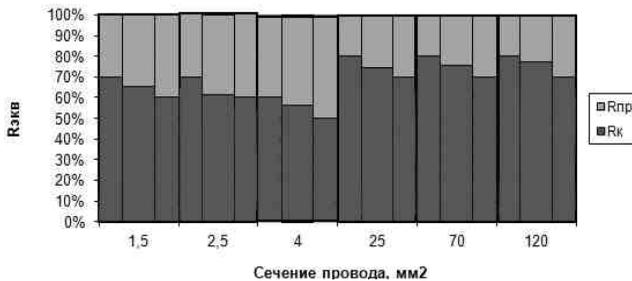


Рис. 3. Соотношение сопротивлений аппаратов и линий в зависимости от сечения линий длиной 5 м

На основании проведенных исследований возможно организовать технологию расчетов технических параметров различных режимов работы электрических сетей, анализа результатов и выработки стратегии управления, а также создания ретроспективного архива режимов систем внутрисуточного электроснабжения.

Библиографический список

1. Киселева, С.В. Анализ надежности как элемент планирования электрических распределительных сетей / С.В. Киселева // Электротехнический рынок. – 2008. – № 3.
2. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий: уч. пособие для вузов. – М.: КНОРУС, 2011.
3. Электрические и электронные аппараты: учеб. для вузов / под ред. Ю.К. Розанова. – М.: Информэлектро, 2001.
4. Тевлин, З.В. Прогнозирование надежности контактов низковольтных коммутационных аппаратов / З.В. Тевлин // Электричество. – 1980. – № 3. – С. 24 – 27.
5. Шевченко, В.В. Определение сопротивлений контактных соединений низковольтных коммутационных аппаратов / В.В. Шевченко, Е.И. Грачева // Промышленная энергетика. – 2002. – № 1. – С. 42 – 43.
6. Егоров, Е.Г. Испытания и исследования низковольтных коммутационных электрических аппаратов / Е.Г. Егоров. – Чебоксары: Изд-во Чувашского ун-та, 2000.

СЕКЦИЯ 14

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Председатель – к.т.н., доцент **Мурзин А.Ю.**
Секретарь – ассистент **Ильичева Е.Н.**

*М.Н. Дурасова, студ.; рук. Д.А. Полкошников, асс.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

СТОЛБОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

Принципиально новое построение электрических сетей предполагает разукрупнение центров питания и модернизацию разветвленной сети 0,4 кВ с фиксированной энергетической нагрузкой, строительство сети с применением столбовых трансформаторных подстанций и установку на линиях 0,4 кВ вольтодобавочных трансформаторов.

Столбовые трансформаторные подстанции (далее СТП) – это открытая трансформаторная подстанция, все оборудование которой установлено на конструкциях или опорах воздушных линий на высоте, не требующей ее ограждения.

Предусмотренное концепцией разукрупнение позволит сократить протяженность линий низкого класса напряжения и тем самым снизить потери при передаче электроэнергии, повысить надежность и качество электроснабжения потребителей.

Строительство воздушных линий со столбовыми трансформаторными подстанциями значительно увеличит пропускную способность сети и возможности технологического присоединения новых потребителей в расширяющихся населенных пунктах. Фактически такой тип оборудования дает возможность неограниченного развития распределительной сети. Кроме того, применение столбовых трансформаторных подстанций повышает электробезопасность, так как токоведущие части оборудования изолированы.

Столбовые трансформаторные подстанции изготавливаются следующих типов:

- однофазные мощностью 1,25; 2,5; 4; 10 кВА;
- трехфазные мощностью 25; 40; 63; 100 кВА.

Столбовая трансформаторная подстанция представляет собой силовой трансформатор 10/0,4 кВ, оснащенный устройством крепления на опоре. Трансформатор крепится к опоре ВЛ-10 кВ на высоте 6 м. СТП подключается к ЛЭП 6 (10) кВ, посредством разъединителя (двухполюсного для однофазной СТП и трехполюсного для трехфазной СТП), который устанавливается на ближайшей опоре ЛЭП или непосредственно на одной опоре. Разъединитель имеет стационарные заземляющие ножи со стороны столбовой трансформаторной подстанции.

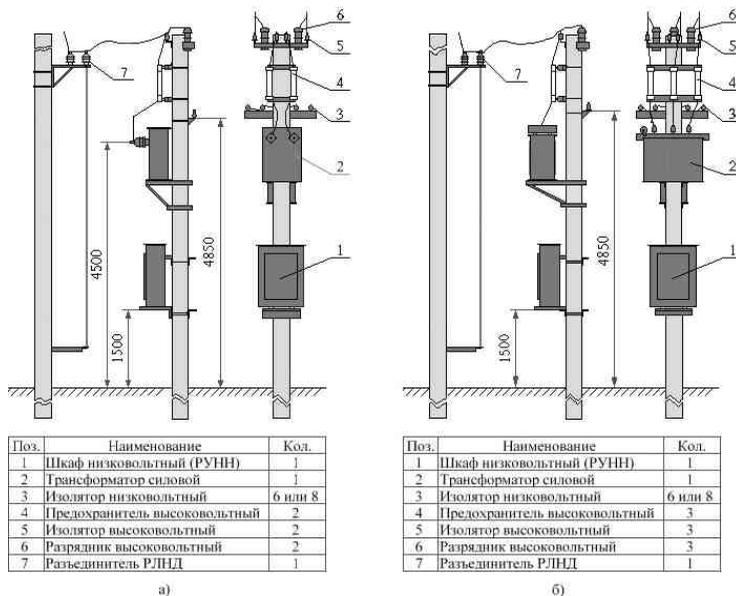


Рис. 1. Столбовая трансформаторная подстанция: а – однофазная типа СТПО, б – трехфазная типа СТП

Закрепление в грунте железобетонных стоек ТП 10/0,4 кВ, а также опоры с разъединителем 10 кВ, должно осуществляться аналогично закреплению стоек опор проектируемой для данного объекта ВЛ 10 кВ.

В низковольтный шкаф устанавливаются:

- вводной рубильник;
- счетчик учета электрической энергии;
- стационарные автоматические выключатели отходящих линий;
- сборные шины из алюминиевого сплава;
- нагревательные элементы для обогрева счетчика;
- лампа внутреннего освещения.

В столбовой трансформаторной подстанции имеются следующие блокировки, предотвращающие:

- включение главных ножей разъединителя при включенных заземляющих ножах;
- включение заземляющих ножей разъединителя при включенных главных ножах.

Указанные блокировки обеспечиваются конструкцией разъединителя.

Библиографический список

1. <http://energyprofy.ru/content/articles/100/378/>.
2. <http://transtechno2.ru/product,49364>.

*Д.А. Полкошников, асс.; рук. А.А. Шульпин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПРИМЕНЕНИЕ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ СТОЛБОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КОТТЕДЖЕЙ

Современное жилье человека трудно представить без электроприборов. Они настолько вошли в нашу жизнь, что жить без них не только не комфортно, но и практически невозможно. Это особенно актуально, если речь идет об индивидуальном коттедже. Вся инфраструктура индивидуального жилья основана на использовании электроэнергии [1]. Потребителями электроэнергии являются осветительное, бытовое и силовое электрооборудование и наблюдается постоянный рост потребления электроэнергии этим оборудованием [2].

Основными жизненно важными потребителями электроэнергии коттеджа являются электронасосы, подающие воду из скважин и циркуляционные насосы системы отопления, обеспечивающие дом теплом. В случае отключения электроэнергии жители остаются без света, воды и даже тепла. В результате этого система отопления может быть заморожена и придет в негодность.

В настоящее время, подключение коттеджей к электрической сети осуществляется классическим способом (рис. 1). Данная технология подключения имеет ряд недостатков:

- неравномерность распределения нагрузки по участкам линии и по фазам вдоль участка;

- снижение качества отпускаемой электроэнергии;
- необходимость больших капиталовложений при подключении новых потребителей;
- увеличенные потери электроэнергии в распределительной сети 0,4 кВ.



Рис. 1. Существующая схема электроснабжения коттеджей

Кроме этого, происходит постоянный рост нагрузок (рост нагрузок существующих потребителей и подключение новых потребителей). Всё это требует внедрения новых решений при сооружении и реконструкции электросетей.

Решением данной проблемы может быть отказ от применяемых в настоящее время протяженных и сильно загруженных электрических сетей напряжением 0,4 кВ и максимальное приближение электрической сети напряжением 10 кВ к потребителю, в данном случае к коттеджу. Данная схема электроснабжения позволяет отказаться от общих понижающих трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, и устанавливать индивидуальные маломощные столбовые трансформаторные подстанции (рис. 2).

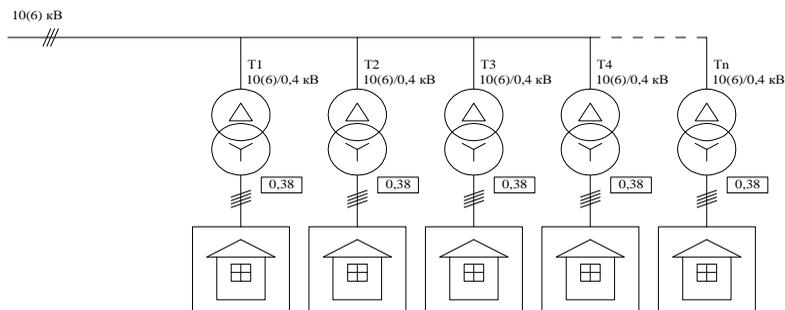


Рис. 2. Схема электроснабжения коттеджей с применением СТП

Использование этой схемы электроснабжения позволяет также уменьшить потери мощности и электроэнергии за счет сокращения протяженности электрической сети напряжением 0,4 кВ.

Кроме того, применение данной схемы электроснабжения позволяет снизить потери напряжения, распределение которых между элементами электросети выполняется на основании расчета, исходя из допустимого установившегося отклонения напряжения. По ГОСТ 13109-97 – допустимое нормальное установившееся отклонение напряжения у потребителя составляет $\pm 5\%$ номинального, предельно допустимое установившееся отклонение допускается до $\pm 10\%$ у электроприемников [3].

Потери напряжения не должны превышать в электрических сетях 10 кВ – 10 %, в электрических сетях 0,38/0,22 кВ – 8 %, в электропроводках одноэтажных жилых домов – 1 %, в электропроводках зданий, сооружений, двух и многоэтажных жилых домов – 2 % [4].

Таким образом, схема электроснабжения коттеджных поселков с применением СТП позволит:

- уменьшить потери мощности и электроэнергии в сетях 0,4 кВ;
- повысить надежность электроснабжения потребителей;
- улучшить показатели качества электроэнергии (в том числе сертифицируемый показатель – установившееся отклонение напряжения).

Библиографический список

1. **Тульчин, И.К.** Электрические сети и электрооборудование жилых и общественных зданий / И.К. Тульчин, Г.И. Нудлер. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 480 с.
2. **Нормативы** для определения расчетных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов (кварталов) застройки и элементов городской распределительной сети. Изменения и дополнения раздела 2 «Расчетные электрические нагрузки» Инструкции по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94.
3. **ГОСТ 13109-97.** Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во стандартов, 1997.
4. **Нормы** технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения.

*А.С. Дворов, А.И. Толкачев, студенты;
рук. О.А. Бушуева, к.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПРИМЕНЕНИЕ МИНИ-ТЭЦ В СХЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Одной из острейших проблем для многих энергосистем России сегодня является проблема энергодефицита. Так и Ярославская энергосис-

тема дефицитна по мощности и электроэнергии. При принятых уровнях максимума нагрузки энергосистемы и развитии генерирующих источников, ожидаемый дефицит мощности в энергосистеме в 2013 – 2015 г. составит 43,9 – 39,7 %.

Строительство новой электрической станции – это долгосрочная и дорогостоящая перспектива, альтернативой к которой является применение когенераторных установок (ПГУ) и мини-ТЭЦ.

Потенциальными объектами для применения когенерационных установок выступают больницы, объекты жилищной сферы, газоперекачивающие станции, компрессорные станции, котельные, а также промышленные производства, работа которых в значительной мере определяют экономику Ярославской области.

Крупнейшие предприятия Ярославской области: ОАО «Автодизель» (дизельные двигатели), ОАО «Ярославский шинный завод», ЗАО «Рыбинский судостроительный завод» (речные суда, понтоны), ОАО НПО «Сатурн» (авиационные двигатели), и др.

Согласно областной целевой программы «Энергосбережение в Ярославской области» и подпрограммы «Повышение энергоэффективности топливно-энергетического комплекса Ярославской области на базе когенерационной энергетики» и перспективу до 2015 года в регионе намечается сооружение ряда объектов когенерации «средней» мощности (на основе газотурбинных и парогазовых установок) и «малой» (на основе газопоршневых установок). Модернизация мощностей тепловой энергетики путем перевода их в режим когенерации тепловой и электрической энергии позволит повысить надежность электроснабжения и теплоснабжения потребителей, снизить зависимость от внешних источников, снизить потери на транспортировку и распределение электрической и тепловой энергии, поможет решить проблему энергодефицитности региона и обеспечения надежности энергоснабжения области.

Перечень и сроки ввода объектов когенерации приведены в табл. 1.

Суммарная установленная мощность новых объектов когенерации составит 229,247 МВт, в том числе, «средней» – 220 МВт (ПГУ) и 9,247 МВт «малой».

Таблица 1. Ввод объектов когенерации «малой» мощности Ярославской области

№	Генерирующие источники	Тип установки	2012	2013	2014	2015	Всего, МВт
1	Большесельский МР	КГУ		0,195			0,195
2	Рыбинский МР	КГУ		0,195			0,195
3	Тутаевский МР	КГУ		0,195		1,22	1,415
4	Угличский МР	КГУ	0,734				0,734

Окончание табл. 1

№	Генерирующие источники	Тип установки	2012	2013	2014	2015	Всего, МВт
5	Мышкинский МР	КГУ	0,195		0,344		0,539
6	г. Углич	КГУ	1,222		0,142		1,364
7	Ярославский МР	КГУ			3,05	0,195	3,245
8	Ростовский МР	КГУ			0,195		0,195
9	Любимский МР	КГУ				0,195	0,195
10	Некоузский МР	КГУ				0,195	0,195
11	Некрасовский МР	КГУ		0,195			0,195
12	Брейтовский МР	КГУ			0,195		0,195
13	Пошехонский МР	КГУ			0,195		0,195
14	Первомайский МР	КГУ				0,195	0,195
15	Даниловский МР	КГУ				0,195	0,195
	Всего по «малой когенерации»		4,756	0,78	0,585	0,39	9,247

Преимущества использования мини-ТЭЦ:

1. Низкая стоимость вырабатываемой тепловой и электрической энергии;

2. Малый срок окупаемости проекта (обычно полное возмещение капитальных затрат происходит после эксплуатации когенераторной электростанции в течение трех-четырёх лет);

3. Малые сроки строительства и ввода в эксплуатацию (сроки строительства от 3 месяцев до одного-двух лет);

4. Приближенность источников к потребителям, что позволяет значительно снизить потери при передаче энергии и улучшить ее качество, а значит, и повысить коэффициент использования энергии топлива.

Именно по этим причинам спрос на мини-ТЭЦ растет.

В табл. 2 приведена структура всех источников электроэнергии Ярославской области до 2015 г.

Таблица 2. Структура установленной мощности на электростанциях Ярославской области

Тип электростанций	2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.	
	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
ТЭЦ	781	58,6	781	55,8	1231	65,3	1231	63,2
ГЭС	411,4	30,9	476,4	34,1	421,4	22,4	431,4	22,2
Блок-станции	54,5	4,1	54,5	3,9	54,5	2,9	54,5	2,8
Объекты когенерации	85,492	6,4	86,272	6,2	176,85	9,4	229,247	11,8
Всего	1332,39	100	1398,17	100	1883,75	100	1946,15	100

Из диаграммы рис. 1 следует, что по сравнению с 2010 годом в 2015 году генерация мощности с использованием когенерационных установок увеличится более чем в 80 раз.



Рис. 1. Структура объектов генерации Ярославской области

Наибольшей эффективностью, надежностью и универсальностью отличаются установки на основе газовых (газопоршневых) двигателей. Очевидно, что магистральный газ – самое дешевое в России органическое топливо и именно его логично использовать для выработки тепла и электроэнергии.

Примером по развитию электроснабжения с использованием мини-ТЭЦ может служить заявка, которую предоставил отдел перспективного развития филиала ОАО «МРСК Центра» «Ярэнерго» на технологическое присоединение автономной тепловой электростанции (АТЭС) к электрическим сетям филиала, расположенной по адресу г. Ярославль, ул. 6-я Путевая, район дома № 16.

В состав данной мини-ТЭЦ входят 8 синхронных генераторов марки AvK, тип DIG 130 к/4, мощностью 2486 кВА (электрическая) / 1989 кВт (тепловая) каждый, из них один генератор является резервным. Планируемый срок ввода в эксплуатацию 100 % мощности второй квартал 2014 года.

Конструктивно Мини-ТЭЦ состоит из двигателя, генератора, смонтированных на общей раме, теплообменников для утилизации тепла от системы охлаждения и отходящих газов, водогрейного котла для снятия пиковых нагрузок на отопление и горячее водоснабжение, а также средств автоматики и контроля. Технологическое оборудование для утилизации тепла включает в себя котлы-утилизаторы отработавших газов, радиаторы, теплообменники и катализаторы. Средства автоматики обеспечивают надежную работу установки в рекомендованном диапазоне рабочих режимов и достижение наиболее эффективных характеристик в течение всего срока службы. Работа современной автоматизированной мини-ТЭЦ может осуществляться в бесператорном режиме и поддерживаться дистанционно через модемное соединение с центральной диспетчерской.

В результате внедрения когенераторной электростанции возможно решение проблемы обеспечения потребителей микрорайона «Мирный»

недорогим теплом и электроэнергией без дополнительного, затратного, строительства новых линий электропередачи и теплотрасс.

Подводя итоги, следует подчеркнуть первоочередные задачи, стоящие перед малой когенерацией России:

- необходимость принятия закона и нормативных актов, регулирующих интеграцию мини-ТЭЦ в единую энергосистему страны;
- включение мини-ТЭЦ в систему перспективного планирования энергоснабжения регионов как разумное дополнение единой энергосистемы;
- развитие проектно-методической базы;
- создание отечественных конкурентоспособных производств мини-ТЭЦ с привлечением высоких технологий российских и зарубежных фирм;
- создание развитой сети надежного технического обслуживания.

В определенных ситуациях мини-ТЭЦ может стать подходящим вариантом для энергоснабжения таких объектов города как: жилой район, коттеджный поселок, зона отдыха, отдельное предприятие, торговый комплекс и т.п.

Библиографический список

1. **Вестснаб**. – 2009. – Вып. от 03.03.
2. **Мамонов, А.М.** Разработка технических, экономических и экологических критериев применения систем генерирования электрической энергии малой мощности: автореф. дис. канд. техн. наук / А.М. Мамонов. – Н.Новгород, 2006. – 18 с.
3. **Автономные** когенерационные установки (мини-ТЭЦ) модульного типа / Г.Я. Вагин, А.Б. Лоскутов, А.М. Мамонов // Изв. академии инженерных наук им. А.М. Прохорова. Т. 15. – М.: Н. Новгород, 2005.
4. **Схема** развития электрических цепей 35 – 500 кВ Ярославской энергосистемы до 2020 года с перспективой на 2030 год.
5. **Схема** перспективного развития Ярославской энергосистемы на 2011 – 2015 г.г. с учетом когенерационных установок, 2011.
6. **Техническая** политика ОАО «МРСК Центра», 2010.
7. **Мини-ТЭЦ**: общие принципы. Сайт ООО «Центр Энергосервиса» [Электронный ресурс] // Режим доступа: URL: <http://es-centr.ru/minites/principal.html> (дата обращения 21.04.2013).

*Д.А. Гусинов, И.О. Лопаткин, А.С. Смирнов, студенты;
рук. А.А. Шульпин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ЭЛЕКТРОСБЕРЕЖЕНИЕ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТАХ

Электросбережение на энергетических объектах возможно только при формировании и последующей реализации программ энергосбереже-

ния на отдельных энергетических объектах, для чего необходимо создание соответствующей базы работ по энергосбережению [1]. Основные этапы работы по электросбережению на энергетических объектах приведены на рис. 1.



Рис. 1. Основные этапы работы по электросбережению на энергетических объектах

Для правильной оценки потребления электрической энергии на энергетических объектах необходимо определять нормы [2, 3]. Основные методы нормирования электропотребления приведены на рис. 2.

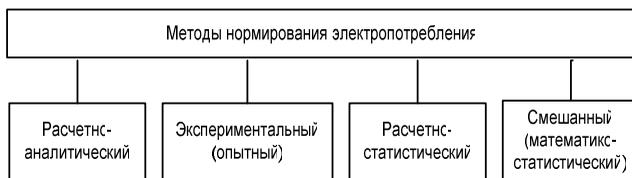


Рис. 2. Основные методы нормирования электропотребления

С использованием норм электропотребления рассчитываются нормализованные электробалансы дифференцированные по структурным подразделениям и статьям расхода электрической энергии текстильного предприятия (рис. 3) [4, 5].



Рис. 3. Электрические балансы структурных подразделений, дифференцированные по статьям расхода электроэнергии

Составление фактических электробалансов дифференцированных по структурным подразделениям и статьям расхода электрической энергии энергетических объектов возможно только при наличии отлаженной

системы учета электроэнергии [6]. Такая система учета электроэнергии должна соответствовать следующим требованиям:

1. Достаточность (оснащенность измерительными комплексами).
2. Достоверность (точность) измерительных комплексов.
3. Оперативность учета электрической энергии.

Сравнение нормализованных электробалансов с фактическими позволяет определить участки с повышенным расходом электроэнергии. Для этих участков проводится оперативный контроль электропотребления. В процессе проведения оперативного контроля выясняются причины перерасхода электрической энергии по структурным подразделениям, устанавливается электрооборудование, имеющее электропотребление выше установленного среднего значения. Оперативным контролем одновременно выявляется также электрооборудование, имеющее энергопотребление ниже среднего электропотребления. Для этого электрооборудования выявляются факторы, обеспечивающие более экономичную работу оборудования с целью последующего распространения положительного опыта работы на другие агрегаты, станки и машины.

Результаты оперативного контроля электропотребления используются для разработки мероприятий по электросбережению [7].

На основе показателей электропотребления, полученных в процессе проведения оперативного контроля, учитывая эффективность проведенных мероприятий по электросбережению, устанавливаются новые прогрессивные нормы расхода электрической энергии, снова осуществляется контроль выполнения этих норм и приведенные на рис. 1. этапы работы по электросбережению повторяются.

Вывод. Экономия электроэнергии возможна на энергетических объектах только при комплексном подходе к проведению работ по электросбережению.

Библиографический список

1. **Федеральный** закон от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
2. **Гофман, И.В.** Нормирование потребления энергии и энергетические балансы промышленных предприятий / И.В. Гофман. – М.:Л.: Энергия, 1966.
3. **Сальников, А.Х.** Нормирование потребления и экономия топливно-энергетических ресурсов / А.Х. Сальников, Л.А. Шевченко. – М: Энергоатомиздат, 1986.
4. **Кудрин, Б.И.** Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин. – М.: Интернет Инжиниринг, 2007.
5. **Организация** и планирование энергохозяйства промышленных предприятий / В.Т. Мелехин, Г.Л. Багиев, В.А. Полянский. – Л.: Энергоатомиздат, 1988.
6. **Гуртовцев, А.Л.** Комплексная автоматизация учета и контроля электроэнергии и энергоносителей на промышленных предприятиях и их хозяйственных объектах / А.Л. Гуртовцев // Промышленная энергетика. – 2000. – № 9.

7. Вагин, Г.Я. Экономия энергии в промышленности / Г.Я. Вагин, А.Б. Лоскутов; Нижегород. гос. техн. ун-т. – Н. Новгород, 1998.

Д.С. Кудреватых, студ.;
рук. А.А. Шульпин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)

ВЛИЯНИЕ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ ГЛАВНОГО ВАЛА И ПАРАМЕТРОВ АССОРТИМЕНТА ТКАНИ НА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ ТКАЦКИХ СТАНКОВ

Анализ режимов работы ткацких станков показал, что потребление электрической энергии зависит от следующих факторов:

- 1) частоты вращения главного вала станка;
- 2) параметров ассортимента ткани
 - состава ткани (хлопок, шерсть, лен, и т.д.);
 - линейной плотности ткани по утку;
 - линейной плотности ткани по основе.

Все механизмы ткацкого станка получают движение от главного вала. Передача движения главному валу осуществляется клиновидными ремнями от индивидуального электродвигателя, установленного на раме станка. Электродвигатель привода станка включается в работу и останавливается каждый раз при пуске и останове ткацкого станка.

Из-за невозможности проведения экспериментов для тканей с разной плотностью в производственных условиях на одних и тех же станках, влияние линейной плотности на энергетические характеристики учитывалось по средним расходам электроэнергии для групп ткацких станков вырабатывающих ткани одного ассортимента. В табл. 1 приведены средние данные потребляемой мощности для ткацких станков СТБ1-330 в зависимости от вырабатываемого артикула ткани.

Таблица 1. Данные по потребляемой мощности ткацких станков СТБ1-330

Тип станка	Кол-во станков	Артикул ткани	Частота вращения, об/мин	Средняя мощность, кВт	Разброс между макс. и мин. мощностями	
					кВт	%
СТБ1-330	38	С5-ЮД	180	1,202	0,133	10,5
СТБ1-330	34	С27-ЮД	180	1,241		
СТБ1-330	28	С120-ЮД	180	1,260		
СТБ1-330	32	С781-ЮД	180	1,335		

Данные, приведенные в таблице, показывают, что изменение ассортимента ткани вызывает изменение потребляемой мощности ткацких станков до 10,5 %.

Оценка влияния частоты вращения на потребляемую мощность станков оценивалось по статистической выборке для групп станков. Для 38 станков СТБ1-330 в табл. 2 приведены данные потребляемой мощности в диапазоне частот вращения главного вала станков от 176 до 1189 об/мин.

Таблица 2. Потребляемая мощность и частота вращения ткацких станков СТБ1-330

№ станка	Частота, об/мин	Мощность, Вт	№ станка	Частота, об/мин	Мощность, Вт	№ станка	Частота, об/мин	Мощность, Вт
2818	182	1150	2834	187	1380	2852	186	1300
2816	177	1190	2836	189	1310	2856	181	1230
2814	182	1270	2827	182	1260	2858	184	1240
2815	182	1180	2829	188	1240	2862	178	1190
2817	184	1280	2831	180	1080	2864	188	1630
2819	182	1150	2833	179	1190	2865	181	1250
2821	181	1350	2835	182	1120	2863	178	1120
2823	185	1260	2837	179	1040	2861	180	1080
2825	177	1060	2839	180	990	2859	177	1220
2826	181	1130	2841	179	1030	2857	182	1190
2828	182	1180	2843	180	1130	2855	176	1120
2830	182	1220	2845	179	1330	2853	186	1220
2832	179	1200	2850	181	1150			

В результате обработки экспериментальных данных получено уравнение потребляемой мощности для ткацких станков СТБ1-330 в зависимости от частоты вращения:

$$P = 20,798 \cdot n_b - 2574,8.$$

На рис. 1 приведена полученная зависимость потребляемой мощности от частоты вращения главного вала станка.

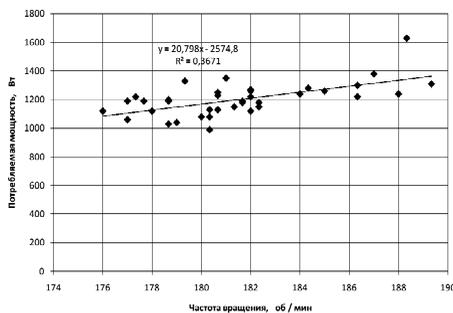


Рис. 1. Зависимость потребляемой мощности ткацких станков СТБ1-330 от частоты вращения главного вала

Выводы

1. Проведение замеров электропотребления без учета частоты вращения и ассортимента продукции не позволит проводить мероприятия по экономии электроэнергии на ткацких станках, так как невозможно сэкономить несколько процентов электроэнергии, не учитывая влияние в десятки процентов на электропотребление технологических факторов и ассортимента продукции.

2. Замеры с учетом частоты вращения и ассортимента продукции являются основой определения средних значений удельного расхода электроэнергии и, в дальнейшем, определения прогрессивных норм расхода электроэнергии.

3. Данный подход позволит при правильно налаженной системе учета электроэнергии выявить ткацкие станки с повышенным расходом электроэнергии.

Библиографический список

1. **Иванов, А.М.** Рациональное использование электроэнергии на предприятиях легкой промышленности / А.М. Иванов, А.М. Лебедев. – М.: Легкая индустрия, 1972.
2. **Шмелев, А.Н.** Электрооборудование текстильных предприятий / А.Н. Шмелев, К.С. Шишло. – М., Легкая индустрия, 1968.
3. **Красник, В.В.** Повышение эффективности работы электрооборудования на предприятиях текстильной промышленности / В.В. Красник. – М.: Легпромбытиздат, 1985.

*И.Г. Сопин, студ.; рук. Н.А. Огорельшев, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

НОВЫЙ ГОСТ ПО КАЧЕСТВУ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Обеспечение качества электрической энергии (КЭ) в системах электроснабжения в наше время является важной и далеко не решенной задачей электроэнергетики. Актуальность ее непрерывно возрастает по мере увеличения объема нагрузок, являющихся источником кондуктивных помех, и старения объектов электросетевого хозяйства. Необходимым условием для достижения прогрессивных результатов в решении данной проблемы является обеспечение управления КЭ как продукции со специфическими свойствами, зависящими от многих факторов, связанных с ее производством, транспортировкой и потреблением. Одно из важных направлений по решению вопроса управления КЭ – это разработка и актуа-

лизация необходимого нормативного, методического, метрологического и технического обеспечения для управления бизнес-процессами, влияющими на КЭ.

Первые шаги к обеспечению контроля и управления КЭ начались с введения обязательной сертификации электроэнергии и выходом новой редакции ГОСТ 13109-97. Далее развитие нормативно–технической, метрологической и методической базы по КЭ основывалось на выходе ГОСТ Р 51317-99 по измерению дозы фликера, а так же руководящих документов отрасли: РД 153-34.0-15.501-00 и РД 153-34.0-15.502-02 – «Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», принятых для обязательного применения на 4-х летний срок. Данная группа документов явилась на первом этапе основой для организации и периодического контроля КЭ в целях подтверждения соответствия параметров электроэнергии установленным нормам в России и СНГ.

Годами позже в мире был принят стандарт IEC 61000-4-30, который определил требования на алгоритмы и методики измерения показателя качества электроэнергии (ПКЭ). А в Европе тем временем был разработан стандарт EN50160, который определяет основные ПКЭ и их нормативные значения.

В свою очередь в 2008 году на базе международного стандарта IEC 61000-4-30 в России были приняты ГОСТ Р 51317.4.30-2008 и ГОСТ Р 51317.4.7-2008(методы измерения гармоник и интергармоник). А на смену РД 153-34.0- 15.501-00 и РД 153-34.0-15.502-02 пришел ГОСТ Р 53333-2008, устанавливавший основные положения по организации и проведению контроля КЭ. Таким образом, в РФ появился новый набор стандартов, который должен был стать базой для системы контроля КЭ.

Однако реформирование электроэнергетики, реструктуризация ОАО «РАО ЕЭС» и переход к рыночным отношениям привели к противоречиям ряда положений ГОСТ 13109-97 реалиям экономики. К тому же ГОСТ 13109-97 частично не согласовывался с ГОСТ Р 51317.4.30-2008.

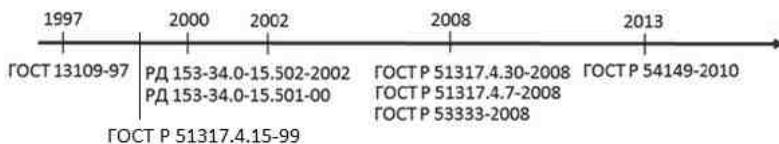


Рис. 1. Этапы развития системы контроля КЭ в России

Таким образом, с 1 января 2013 года вступил в силу ГОСТ Р 54149-2010, разработанный в 2010 году ООО «НЦ ЛИНВИТ» совместно с ко-

митетом по стандартизации ТК-30. Данный стандарт был разработан с учетом положений принятых стандартов ГОСТ Р 51317.4.30-2008, ГОСТ Р 51317.4.7-2008 и европейского стандарта EN50160, а также специфических требований к электрическим сетям в России.

С принятием ГОСТ Р 54149-2010 было решено на время переходного периода сроком в полтора года оставить в действии на полных правах ГОСТ 13109-97 из-за неоснащенности сетевых организаций, потребителей и испытательных лабораторий средствами измерений, отвечающих требованиям ГОСТ Р 54149-2010. Данное обстоятельство, возможно, вызовет ряд споров в сфере договорных отношений покупатель-продавец, ведь не совсем понятно с требованиями к показателям КЭ какого стандарта нужно сравнивать измеренные значения.

Основные отличия ГОСТ Р 54149 от ГОСТ 13109 относятся к:

- 1) области применения стандарта;
- 2) его структуре и содержанию;
- 3) терминам и их определениям;
- 4) определениям и нормированию ПКЭ;
- 5) ответственности за КЭ сетевых организаций и потребителей;
- 6) учету требований к КЭ в изолированных системах электроснабжения;
- 7) требованиям к контролю и измерениям ПКЭ.

ГОСТ Р 54149-2010 устанавливает показатели и нормы КЭ в точках передачи электроэнергии пользователям сетей низкого, среднего и высокого напряжения систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц, что существенно отличает его по области применения от ГОСТ 13109-97, где нормы КЭ отнесены к точкам общего присоединения (за исключением установившегося отклонения напряжения), и более отвечает условиям рыночной экономики.

Отличие по структуре документов заключается в том, что разделы о методах расчетов и измерений показателей КЭ, о требованиях к соответствующим средствам измерений, методам контроля КЭ в системах электроснабжения, содержащиеся в ГОСТ 13109-97, в настоящем стандарте отсутствуют. Согласно ГОСТ Р 54149-2010 все измерения должны быть проведены согласно ГОСТ Р 51317.4.30-2008 и ГОСТ Р 51317.4.7-2008. В этом смысле ГОСТ 54149-2010 сближен с EN 50160:2010.

В раздел «Термины и определения» включены некоторые новые термины и уточнены прежние с учетом отношений участников рынка электроэнергии.

Определение ряда показателей в новом ГОСТ Р 54149 также претерпели некоторые изменения. В большей степени это коснулось отклонения напряжения и частоты.

Отклонения напряжения определены как значения отрицательного и положительного отклонения напряжения электропитания от номинального/согласованного действующего значения напряжения, включая гармоники, интергармоники, информационные сигналы в электрических сетях и т.д., что соответствует международным стандартам и соответственно ГОСТ Р 51317.4.30-2008.

Для данного показателя КЭ установлены следующие нормы: положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального (или согласно договорным условиям) значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю. А также для медленных изменений напряжения убраны режимы наименьших и наибольших нагрузок.

В ГОСТ 13109-97 установившееся отклонение напряжения рассчитывается с учетом только 1-й гармоники напряжения $U_{(1)}$ и характеризуется нормально допустимыми и предельно допустимыми значениями на выводах электроприемников, равными соответственно ± 5 и ± 10 %.

Что касается частоты, то в новом стандарте принято разделение допустимых норм отклонения данного параметра в синхронизированных системах и изолированных системах электроснабжения с автономными генераторными установками. Причем для изолированных систем установлены менее жесткие требования (± 1 Гц в течение 95 % и ± 5 Гц в течение 100 % времени интервала в одну неделю) нежели для синхронизированных ($\pm 0,2$ Гц в течение 95 % и $\pm 0,4$ Гц в течение 100 %).

Учет интергармонических составляющих, отличия интервала усреднения для отдельных ПКЭ и изменение длительности отчетного периода от суток в старом стандарте до недели в новом также рознят данные ГОСТы.

Отдельного разговора заслуживают более строгие требования новых стандартов к методам и алгоритмам измерения ПКЭ. Этот факт приводит к необходимости использования для измерения ПКЭ приборы класса А и полного отказа от приборов, находящихся в парке сетевых организаций и испытательных лабораторий сейчас. Сглаживающим обстоятельством является, конечно, наличие переходного периода, за который планируется безболезненно перейти на единоличное регулирование вопросов КЭ новым ГОСТ 54149. Но в итоге, предположительно, электрохозяйство останется без отечественных приборов контроля КЭ.

Принятие ГОСТ 54149 является бесспорным шагом вперед для энергетики страны, но как отмечает руководитель группы промышленной автоматизации ЗАО НПП «ЭнергопромСервис» Полещук С.Н.: «Многое

будет зависеть от решимости Законодателя использовать новый ГОСТ для регулирования товарно-денежных отношений в данной сфере (электроэнергетике)…».

Библиографический список

1. **С новым ГОСТом!** // Энергоэксперт. – 2012. – № 5. – С. 40 – 41.
2. **Переход на новый стандарт – объективное требование времени** // Энергоэксперт. – 2012. – № 5. – С. 44 – 49.
3. **ГОСТ Р 54149-2010.** Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

*Т.М. Егорова, Н.Р. Риабуха, Д.Ф. Саввина, студенты;
рук. А.Ф. Сорокин, к.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПОВЫШЕНИЕ ГРОЗОУПОРНОСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Воздушные линии электропередачи (ВЛЭП) – сооружение, состоящее из проводов, вспомогательных устройств, и предназначенное для передачи или распределения электрической энергии. Благодаря своей протяженности на сотни и тысячи километров ВЛЭП являются потенциальной «мишенью» для прямого удара молнии и ее вторичных проявлений. За грозовой сезон каждые 30 км линий электропередачи принимают на себя один удар молнии, что является немаловажным фактором при планировании ее защиты от грозовых проявлений. Каждое воздействие молнии на ВЛЭП сказывается на надежности работы оборудования подстанций и, в конечном счете, на надежности электроснабжения. Перенапряжения на ЛЭП возникают как при прямых ударах молнии, так и при ее ударе в непосредственной близости от ЛЭП.

Для оценки грозоупорности ЛЭП используют следующие показатели:

- удельное число грозовых отключений n_r , рассчитанное на 100 км и 100 грозовых часов в году. Этот показатель обычно используется для сравнения расчетных или эксплуатационных показателей грозоупорности ВЛ, различающихся по конструктивному исполнению и классу номинального напряжения;

- удельное число грозовых отключений на 100 км и один год эксплуатации n_r'' . Этот показатель удобен для сопоставления грозоупорности ВЛ в одной энергосистеме;

- абсолютное число грозových отключений N_r , рассчитанное на фактическую длину ВЛ и фактическую интенсивность грозовой деятельности. Этот показатель необходим при выборе средств молниезащиты или при сопоставлении расчетных и эксплуатационных показателей грозоупорности;

- защитный уровень линии (или уровень грозоупорности) – оценивается наибольшим током молнии в кА, при достижении которого становится возможным перекрытие линейной изоляции; определяется конструктивным исполнением ВЛ, ее изоляцией и значением сопротивления заземления опор.

Экономически нецелесообразно создавать полностью грозоупорную ЛЭП, когда $n_r = 0$. Основной задачей молниезащиты является уменьшение числа отключений до экономически целесообразного уровня.

На показатели грозоупорности ВЛ влияют природно-климатические условия и особенности трассы ВЛ, конструктивные параметры ВЛ.

Основными природно-климатическими характеристиками, влияющими на показатели грозоупорности ВЛ, являются: интенсивность грозовой деятельности, статистическое распределение амплитуды тока молнии и электрофизические характеристики грунтов в районе прохождения трассы ВЛ.

На показатели грозоупорности могут влиять такие особенности трассы ВЛ, как прохождение ВЛ в одном коридоре с другими ВЛ, в том числе и на более высоких опорах, или экранировка ВЛ городской застройкой и лесным массивом. Во всех указанных случаях поражаемость ВЛ разрядами молнии уменьшается по сравнению с ВЛ, проходящей по открытой местности. Поражаемость разрядами молнии каждой из двух одинаковых ВЛ, идущих в одном коридоре, составляет около половины поражаемости отдельно идущей ВЛ.

В качестве основных средств молниезащиты ВЛ используются:

- подвеска тросовых молниеотводов (тросов);
- снижение сопротивления заземления опор;
- повышение импульсной прочности линейной изоляции.
- защита отдельных опор и участков с ослабленной изоляцией;
- применение нелинейных ограничителей перенапряжений.

Резервным средством надежности и бесперебойности работы ВЛ является автоматическое повторное включение (АПВ), в особенности быстродействующее (БАПВ) и однофазное (ОАПВ). АПВ позволяет частично компенсировать низкую грозоупорность ВЛ при трудностях устройств хороших заземлений и т.п. Однако применение АПВ не должно исключать использование основных средств молниезащиты, так как короткие замыкания снижают ресурс оборудования подстанций.

Подвеска молниезащитных тросов позволяет уменьшить в сотни раз число ударов молнии непосредственно в провода, представляющих наибольшую опасность для изоляции ВЛ, так как при прямом ударе молнии в провод изоляция перекрывается даже при небольших токах молнии (от нескольких кА для ВЛ 110 кВ до 30 кА для ВЛ 1150 кВ).

Расположение тросов относительно проводов должно обеспечить наибольшую эффективность тросовой защиты. Снижение вероятности прорыва молнии сквозь тросовую защиту достигается уменьшением угла защиты троса, в том числе подвеской троса с отрицательным углом защиты, и увеличением расстояния между тросом и проводом по вертикали.

Для снижения потерь энергии от индуцированных в тросах токов, а также для использования тросов в качестве высокочастотной связи или в целях емкостного отбора мощности молниезащитный трос крепится к опоре на изоляторах, снабженных шунтирующими искровыми промежутками.

Снижение сопротивления заземления опор ВЛ с тросом является одним из основных средств уменьшения вероятности импульсного перекрытия изоляции при ударе молнии в трос или опору. Исключением являются ВЛ или участки на очень высоких опорах, грозоупорность которых в значительной мере определяется индуктивностью опор.

Применение молниезащитного троса на ВЛ 6 – 35 кВ малоэффективно из-за низкой импульсной прочности линейной изоляции и соответственно высокой вероятности обратного перекрытия при ударе молнии в опору или трос. Сопротивление заземления металлических и железобетонных опор на ВЛ без троса должно быть по возможности низким. Это способствует уменьшению вероятности перекрытия изоляции при ударе молнии в опору и уменьшению вероятности перехода однофазных перекрытий в многофазные при ударах молнии в опоры и провода.

Грозоупорность ВЛ 6 – 35 кВ на железобетонных и металлических опорах существенно повышается при использовании для подвески нижних проводов изоляционных траверс из пластических материалов.

Особое внимание должно быть уделено защите опор с ослабленной изоляцией. К ним относятся: ранее построенные ВЛ с деревянными опорами без троса; отдельные металлические и железобетонные опоры; опоры, ограничивающие тросовый подход к подстанции; опоры отпаек, подключенных через трехполюсные разъединители, скомпонованные на металлической раме; транспозиционные опоры. к ослабленной изоляции относятся также воздушные промежутки, образующиеся при пересечении воздушных линий между собой. Защита опор с ослабленной изоляцией ранее осуществлялась трубчатыми разрядниками, однако в силу ряда недостатков, присущих этим разрядникам, в последнее время от них отка-

зываются. Более перспективно использование ОПН. Опоры с ослабленной изоляцией могут защищаться также специально предусмотренными искровыми промежутками.

Одним из средств повышения грозоупорности ВЛ могут служить ОПН, устанавливаемые непосредственно на опорах ВЛ. Применение ОПН наиболее эффективно в следующих случаях:

- на одной из цепей двухцепной ВЛ, что практически полностью предотвращает грозовые отключения одновременно двух цепей;
- при высоком значении сопротивления заземления опор;
- на высоких опорах, например на переходах через водные преграды.

При этом ОПН могут устанавливаться либо на всех фазах каждой опоры, либо на части опор или только на одной или двух фазах.

Эффективность основных средств молниезащиты ВЛЭП сведена в табл. 1 – 3.

Таблица 1. Количество грозовых отключений ВЛЭП при применении грозозащитного троса и без него

Удельное число грозовых отключений линии на железобетонных опорах с грозозащитным тросом в год	Удельное число грозовых отключений линии на металлических опорах с грозозащитным тросом в год	Удельное число грозовых отключений линии на железобетонных опорах без грозозащитного троса в год	Удельное число грозовых отключений линии на металлических опорах без грозозащитного троса в год
0,357	0,704	1,55	3,06

Таблица 2. Число грозовых отключений участка ВЛ, полученное при учете неоднородной структуры ВЛ

№ п/п	Места установки защитных аппаратов	$N_{откл}$
1	Без ОПН	0,924
2	ОПН на нижних фазах всех опор	0,069
3	ОПН на верхних фазах всех опор	0,158

Таблица 3. Отношение числа грозовых отключений ВЛ 110-220 кВ, экранируемых лесом и идущих по открытой местности

Опора:	ВЛ с тросом	ВЛ без троса
портальная	0,50	0,40
одностоечная одноцепная	0,70	0,60
одностоечная двухцепная	0,75	0,70

Библиографический список

1. Горячкин, С.Н. Решение задач молниезащиты электрооборудования электрических сетей / С.Н. Горячкин. – Иваново, 2005.
2. Физика грозового разряда и грозозащита линий электропередачи / М.В. Костенко [и др.]. – Л.: 1982.

*А.Ю. Артемьев, асп.; рук. В.А. Шакиров, к.т.н., доцент
(БрГУ, г. Братск)*

МЕТОДИКА АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ПО ДАННЫМ МЕТЕОСТАНЦИЙ

В современной экономике страны важнейшее значение приобретает дальнейшее совершенствование и развитие топливно-энергетического комплекса страны, экономия невозобновляемых (нефть, газ, уголь и др.) источников энергии. Применение установок, преобразующих энергию возобновляющихся источников (ВИЭ), в том числе энергию ветра, в другие виде энергии, направлено, прежде всего, на сокращение расхода жидкого топлива и повышение экономичности и надёжности энергоснабжения. Использование ВИЭ актуально для энергоснабжения небольших и рассредоточенных объектов, в районах с малой плотностью нагрузки, удалённых от энергосистем и электрических сетей, нефте- и газопроводов [1].

Для эффективного внедрения ветроэнергетики в экономически целесообразную практическую реализацию требуется решение ряда технико-экономических, правовых, теоретических задач. Важным является оценка, обоснование и анализ эффективности ветроэнергетических установок (ВЭУ).

Повысить качество анализа решений по развитию ветроэнергетики района можно использованием систем поддержки принятия решений. Рынок подобных программных продуктов (ПП) развит лишь за рубежом. В России подобные ПП доступны лишь узкому кругу специалистов. Кроме того, как правило, ПП позволяют лишь непосредственно оценить ветропотенциал на основе замеров скорости ветра на местности. Широкий круг вопросов остается не решенным при использовании программного обеспечения.

В работе представлена созданная методика анализа принятия решений по развитию ветроэнергетики (рис. 1). Методика реализована в программном комплексе на языке программирования Delphi, что позволяет быстро, удобно и наглядно провести расчёты и представить их результаты как в табличном, так и в графическом виде.

Существующее программное обеспечение ориентировано на использование полной и четкой информации, в данной методике предусмотрен анализ в условиях неполной и нечеткой информации. Что позволяет повысить эффективность анализа применения ВЭУ.

В расчётах могут использоваться как точные данные (архивы с метеорологических станций), так и приближённые, основанные на распре-

делении скоростей ветра. Также предусматривается анализ метеорологических данных и анализ вариантов размещения ВЭУ на местности с учётом технических и экологических ограничений. При учёте графика нагрузки потребителя или задания покрытия необходимой мощности методика позволяет оценивать экономическую целесообразность внедрения ВЭУ. Доступно сравнение технических характеристик ВЭУ.



Рис. 1. Методика комплексного анализа эффективности использования ВЭУ

На первом этапе формируется база данных. Она включает в себя:

- 1) метеорологические данные исследуемых местностей (скорость ветра, роза ветров) и их рельеф;
- 2) технические параметры ВЭУ (мощностная характеристика, высота мачты), стоимость ВЭУ, а также данные о ДЭС и стоимости топлива;
- 3) суточный график нагрузки потребителей исследуемых пунктов.

На втором этапе проводится анализ исходных данных. Возможно сравнение местностей по удельному ветроэнергетическому потенциалу, различная статистическая обработка данных. Проводится сравнение мощностных характеристик ВЭУ, выбор наиболее эффективных. Сопоставляются графики нагрузки и ветра.

На третьем этапе проводится анализ эффективности эксплуатации ВЭУ. Рассчитывается выработка электроэнергии, её удельная стоимость, сроки окупаемости. Выбираются наиболее эффективные районы и ВЭУ уже с учётом экономической целесообразности эксплуатации. Выбираются наиболее перспективные районы для дальнейшего исследования.

На четвертом этапе проводится детальный анализ эффективности эксплуатации ВЭУ. Он включает в себя:

- 1) выбор единичной мощности ВЭУ или комплекса ВЭУ различных мощностей;
- 2) учёт рельефа и розы ветров при расположении ВЭУ;
- 3) рассмотрение экологических факторов;
- 4) учёт величины нагрузки пунктов при выборе ВЭУ;
- 5) поддержка принятия решения при учёте нескольких влияющих факторов;
- 6) анализ экономической целесообразности эксплуатации ВЭУ.

Для апробации разработанной методики на практике были рассмотрены северо-восточные регионы России, где показана целесообразность применения ВЭУ даже в некоторых районах, обладающих сравнительно низким ветроэнергетическим потенциалом. Также более подробно были рассмотрены населённые пункты республики Саха (Якутия). Она является одной из перспективных территорий для использования ВЭУ [2].

Были проведены расчеты для 22 ВЭУ Российского и иностранного производства номинальной мощностью от 0,5 до 100 кВт.

Сравнительный анализ эффективности использования ВЭУ предлагается осуществлять с помощью графиков, отражающих выработку электроэнергии на участках мощностных характеристик. На рис. 2 представлен график выработки W , построенный при помощи мощностной характеристики. Повторяемость скоростей ветра приведена за 10 лет. Из графика следует, что наибольший вклад в выработку Eurowind 20 вносит ветер скоростью 6 – 7 м/с.

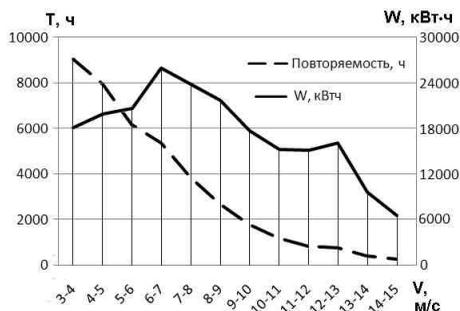


Рис. 2. Повторяемость ветра по скорости и выработка электроэнергии ВЭУ

Графики, отражающие выработку электроэнергии на участках мощностных характеристик, позволяют определять наиболее эффективные ВЭУ для данной местности. На рис. 3 представлены характеристики наи-

более эффективных ВЭУ из рассматриваемых в исследовании. Результаты выработки приведены к 1 кВт установленной мощности.

При выборе количества ВЭУ для размещения, обращается внимание на чистый дисконтированный доход (ЧДД) за счёт сэкономленного топлива к десятому году эксплуатации (рис. 4).

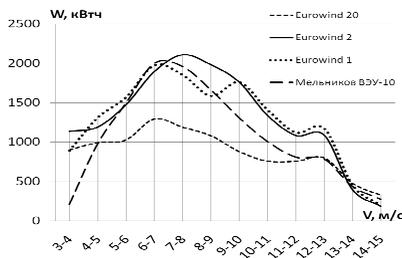


Рис. 3. Выработка энергии ВЭУ на участках мощностных характеристик

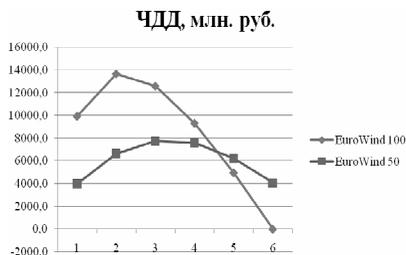


Рис. 4. ЧДД в зависимости от числа установок EuroWind 100 кВт, 50 кВт

На графике видно, что выгодно использовать не более 2-х установок мощностью 100 кВт и не более 3-х, мощностью 50 кВт, вследствие увеличения невостребованной энергии.

Таким образом, с помощью методики и её реализации в программном комплексе, возможно проведение анализа решений по выбору местностей и установок для экономически целесообразной эксплуатации ВЭУ.

Библиографический список

1. **Шефтер, Я.И.** Использование энергии ветра / Я.И. Шефтер. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 200 с.
2. **Лукутин, Б.В.** Ветроэлектростанции в автономной энергетике Якутии / Б.В. Лукутин, В.Р. Киушкин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 202 с.

*А.К. Асанов, К.Б. Алиев, аспиранты;
рук. Ч.А. Кадыров, к.т.н., доцент
(КГТУ им. И.Раззакова, г. Бишкек, Кыргызстан)*

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ЖИЛЫХ ДОМОВ Г. БИШКЕК

Введение. Исследование коммунально-бытового электропотребления связано со следующими основными задачами:

- определение электрических нагрузок при проектировании и реконструкции;
 - анализ режимов работы потребителей в действующих системах электроснабжения;
 - анализ и моделирование потребления электроэнергии бытовыми потребителями или их группами за некоторые интервалы времени.
- Актуальность этих исследований заключается в выяснении:
- влияния электрических нагрузок бытовых потребителей на питающую сеть в части качества электроэнергии;
 - структуры совокупности абонентов и их распределения по диапазонам электропотребления.

В таких условиях, выделение в структуре потребителей электроэнергии энергосистемы бытовых потребителей позволяет повысить качество принимаемых решений в обеспечении качества электроэнергии и в тарифной политике.

В связи с этим вытекает необходимость определения закона распределения бытового электропотребления. При нахождении закона распределения бытового электропотребления определяется процент абонентов, потребляющих электроэнергию в пределах того или иного диапазона. Закон распределения бытового электропотребления зависит от региона (широты местности), структуры населенных пунктов (город, село), вида отопления (газовое, печное, электрическое) и др.

Обработка статистических данных по выявлению годового электропотребления жилыми домами г. Бишкек. Обработка и анализ данных переписи населения и жилищного фонда Кыргызской Республики за 2009 год [1] и данных [2], выявили по г. Бишкек следующие достоверные результаты:

- территория города – 169,6 кв. км;
- общая численность населения на 24.03.09 – 865,5 тыс. человек;
- число домохозяйств – 228,7 тыс. домохозяйств;
- средний размер домохозяйства – 3,6 человек;
- среднегодовой рост населения с 1999 по 2009 год – 1 %;
- годовое потребление электроэнергии за 2011 год на одного жителя составил – 1720 кВт·ч/чел.

Сбор данных по электропотреблению и определение среднемесячного электропотребления жилых домов г. Бишкек. Исследования бытового электропотребления проводились на основе сбора и обработки статистических данных. Выполнялась случайная выборка: для каждого абонента из оплаченных квитанций записывались показания электропотребления за сентябрь и декабрь месяцы 2011 года.

Для повышения представительности выборки бытовое потребление сегментировалось: отдельно собирались данные по потреблению в селитебном и частном секторе районов, по квартирам и частным домам. Кроме того, обследование проводилось на различных территориях города, по некоторым микрорайонам и жилым массивам. Где в выборке участвовало по 50 абонентов по каждому из территориальной выборки. Объем выборки N составил 550 абонентов, из них: селитебного района – 300 абонентов; частного сектора – 250 абонентов. Из выборки исключались некоторые абоненты, электропотребление которых могло считаться аномальным для данной выборки. Проверка элемента выборки на аномальность производилась в соответствии с [3]. В табл. 1 приведены нижние и верхние пределы электропотребления по территориям г. Бишкек.

Объем выборки соответствует величине вероятности $P = 0,92$ при допустимой ошибке $\varepsilon = 0,05$ [4].

Таблица 1. Пределы электропотребления по г. Бишкек

Территория города	Электропотребление (мин, макс), кВт*ч/мес	
	сентябрь	декабрь
Селитебный район	17 ÷ 348	32 ÷ 690
Частный сектор	31 ÷ 1163	100 ÷ 3411

Закон распределения электропотребления. Для характеристики закона распределения электропотребления абонентов были использованы статистические расчеты, где используются четыре момента.

Центр распределения характеризуется математическим ожиданием P_x , степень рассеивания – среднеквадратическим отклонением σ_x , асимметрия и «крутость», соответственно, коэффициентами асимметрии S_k и эксцесса E_x , причем для нормального распределения эти коэффициенты равны нулю. Если абсцисса вершины исследуемого распределения меньше, чем математическое ожидание, то коэффициент асимметрии положителен. Кривые, более островершинные, чем кривая нормального распределения при том же рассеивании, имеют положительный коэффициент эксцесса. Вычисления оценок моментов распределения для случайных выборок производились согласно [5], на основании статистических данных, полученных в ходе выборки.

Результаты вычислений показаны в гистограммах (рис.1, 2) и сведены в табл. 2. Ширина ее интервала dW рассчитана по правилу Стэрджеса. Вероятность попадания p_i случайной величины x в интервал i приближенно можно вычислить [5].

Ординаты столбцов гистограммы равны отношению pi/dW вероятности попадания электропотребления абонентов в i -й интервал к величине этого интервала. Гистограмма графически отражает статистический ряд распределения.

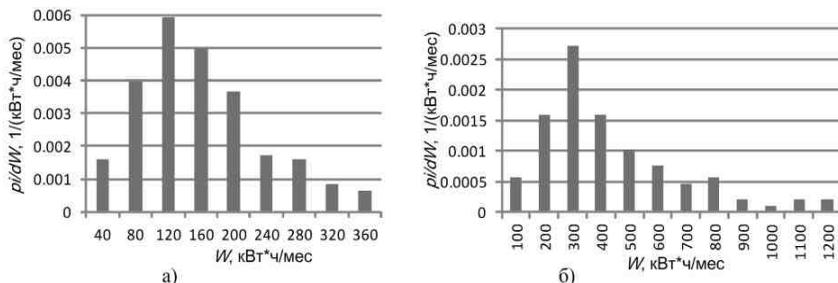


Рис. 1. Гистограмма распределения бытового электропотребления г. Бишкек, в летнее время: а – селитебный район; б – частный сектор

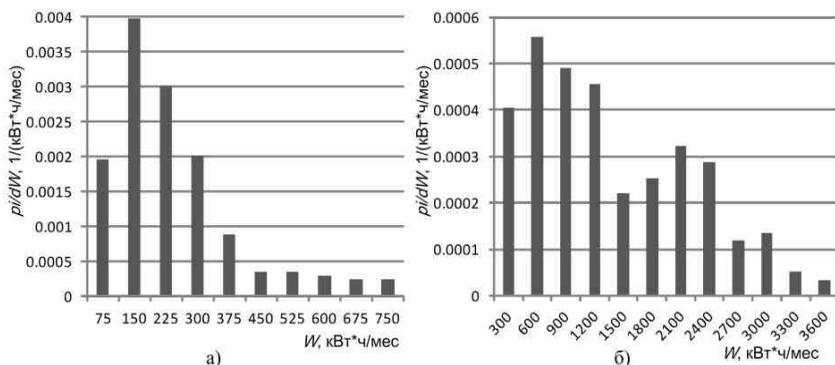


Рис. 2. Гистограмма распределения бытового электропотребления г. Бишкек, в зимнее время: а – селитебный район; б – частный сектор

Таблица 2. Результаты вычислений статистических моментов электропотребления

Количество абонентов	Время года	P_x , кВт·ч/мес	σ_x , кВт·ч/мес	S_k	E_x
<i>селитебный район</i>					
292	Лето*	140,0	74,2	0,67	-0,1
286	Зима	205,4	145,0	1,5	2,08
<i>частный сектор</i>					
243	Лето*	385,2	250,4	1,26	1,3
241	Зима	1231,0	845,5	0,66	-0,45

Применяемость полученных результатов можно оценить из регрессионного анализа [6]. Из этого анализа можно выделить четыре зоны электропотребления по отношению к температуре наружного воздуха:

- летний период (сезон без отопления) (с мая по сентябрь)*. Электропотребление практически не зависит от температуры наружного воздуха;

- зимний период (отопительный сезон 1) (декабрь, январь, февраль). Устойчивое и сильно зависимое электропотребление от температуры наружного воздуха. Среднемесячная температура ниже 0 °С;

- переходный первый период (отопительный сезон 2) (ноябрь, март). Снижение температуры ниже +8 °С электропотребление существенно возрастает, т.е. каждый градус снижения температуры сопровождается все большим приростом электропотребления. Коэффициент влияния температуры находится в диапазоне от 1,0 до 3,0 %/°С. Население, население, в особенности частный сектор, использует всевозможные виды электронагревателей;

- переходный второй период (сезонное потепление и/или похолодание) (апрель, октябрь). Снижение температуры ниже +10 °С влияние температуры на электропотребление резко возрастает. Наблюдается колеблющееся электропотребление в зависимости от перепадов температуры наружного воздуха.

Из вышесказанного следует, что результаты исследования можно расценивать как среднее электропотребление, приходящееся на одного абонента в летний* и зимний периоды.

Заключение. На основании данных выборки получены гистограммы распределения бытового электропотребления по г. Бишкек. С его помощью можно определить количество бытовых абонентов в относительных единицах, расходующих электроэнергию в пределах любого выбираемого диапазона электропотребления.

Библиографический список

1. **Данные** переписи населения и жилищного фонда Кыргызской Республики за 2009 год. – Кн. III. – Регионы Кыргызстана. Бишкек.
2. **Данные** ОАО «Северэлектро» за 2011 г. – Кыргызстан.
3. **Львовский, Е.Н.** Статистические методы построения эмпирических формул: учеб. пособие / Е.Н. Львовский. – М.: Высш. шк., 1982. – 224 с.
4. **Митропольский, А.К.** Техника статистических вычислений / А.К. Митропольский. – М.: Наука, 1971. – 576 с.
5. **Вентцель, Е.С.** Теория вероятностей / Е.С. Вентцель. – М.: ВШ, 2001. – 575 с.
6. **Современное** состояние и основные направления развития электрических сетей г. Бишкек / А.К. Асанов, М.А. Суеркулов, Ч.Т. Эсеналиева // Наука и новые технологии. – 2012. – № 4. – С. 47 – 52.

*В.А. Бугаец, асп.; рук. И.И. Надтока, д.т.н., профессор
(ЮРГТУ(НПИ), г. Новочеркасск)*

АНАЛИЗ ГРАФИКОВ ЕСТЕСТВЕННОЙ ОСВЕЩЕННОСТИ С ПОМОЩЬЮ ВЕЙВЛЕТ-ПРЕОБРАЗОВАНИЙ В ЗАДАЧАХ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Прогнозирование электропотребления для региональных диспетчерских управлений (РДУ) с учетом температуры воздуха и облачности выполняется в ряде программных комплексов [1, 2].

С появлением в 2008 – 2009 гг. в Ростовском и Кубанском РДУ автоматических систем контроля освещенности [3,4] появилась возможность использования данных о естественной освещенности в качестве влияющего фактора для задач прогнозирования электропотребления. В [4, 5] показано, что связь электропотребления с освещенностью имеет менее тесный характер, чем связь электропотребления с температурой воздуха. Более того, в [5] показано, что имеют место случаи, в которых учет фактора освещенности ухудшает точность краткосрочного прогнозирования электропотребления. Для разрешения указанной проблемы необходим более детальный анализ суточных графиков электропотребления в операционной зоне РДУ и суточных графиков естественной освещенности на различных интервалах суток. В данном докладе представлены результаты анализа суточных графиков естественной освещенности $E(t)$ и выявление их особенностей в различные периоды светлого времени суток на основе рассмотрения отдельных составляющих вейвлет-разложения.

Каждый сигнал можно охарактеризовать его средними (по некоторым интервалам) значениями (трендом) и его изменениями вокруг тренда. При обработке сигнала представляет интерес величина колебаний на разных масштабах, потому что по ним можно получить сведения о происхождении этих колебаний [8] и о возможной связи их с электропотреблением. Цель вейвлет-анализа как раз и состоит в том, чтобы предоставить средства для проведения такого исследования.

Для исследования графиков освещенности $E(t)$ принят вейвлет Хаара с глубиной разложения «3». Выбор определенного типа вейвлета обусловлен простотой оперирования и представления результатов, а также выводами, приведенными в [2]. Вейвлет Хаара – пример ортогонального дискретного вейвлета, порождающего ортонормированный базис. Недостатком этого вейвлета является негладкость – резкие перепады на границах интервалов, вследствие чего возникает несимметрия формы [6]. Такой недостаток мешает широкому применению вейвлета, но для выполнения задачи, поставленной в данном исследовании это допустимо.

Вейвлет Хаара определяется на основе функций прямоугольной волны (рис. 1).

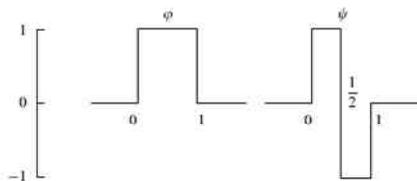


Рис. 1. Масштабирующая функция $\varphi(x)$ и вейвлет-функция $\psi(x)$ Хаара

В соответствии с [6, 7, 8] родительская (материнская) вейвлет-функция $\psi(x)$ с нулевым значением интеграла $\int_{-\infty}^{\infty} \psi(x) dx = 0$, определяющая детали сигнала, задается следующим образом:

$$\psi(x) = \begin{cases} 1, & 0 \leq x \leq 1/2; \\ -1, & 1/2 \leq x \leq 1; \\ 0, & x \notin [0, 1). \end{cases}$$

Масштабирующая функция (скейлинг-функция) $\varphi(x)$ с единичным значением интеграла $\int_{-\infty}^{\infty} \varphi(x) dx = 1$, определяющая грубое приближение (аппроксимацию) сигнала, постоянна:

$$\varphi(x) = \begin{cases} 1, & 0 \leq x \leq 1; \\ 0, & x \notin [0, 1). \end{cases}$$

Вейвлет Хаара можно представить также в виде фильтра, раскладывающего входной сигнал на две составляющие: низкочастотную и высокочастотную.

Для реализации процесса разложения сигнала использовался пакет прикладных программ Matlab, а именно приложение Wavelet Toolbox [7]. Пакет включает в себя набор встроенных вейвлет-функций и графический интерфейс, что позволило избежать трудоемких математических преобразований и перейти непосредственно к анализу графиков суточной освещенности.

После разложения исходный сигнал представляется в виде:

$$S = a_3 + d_3 + d_2 + d_1,$$

где a_3 – аппроксимирующая компонента (низкочастотная составляющая); d_1 , d_2 , d_3 – детализирующие компоненты (высокочастотные составляющие), соответствующие уровню разложения 1, 2, 3.

Проанализировав полученные результаты, можно выделить следующие особенности полученных уровней разложения сигнала:

1) Для всех графиков освещенности аппроксимирующая компонента a_3 имеет практически идентичную форму и отражает тренд-сезонную составляющую. Различие составляет возрастание графика от зимнего месяца к летнему (убывание от летнего месяца к зимнему) в промежутке 17–24 часов. Такой скачок связан с увеличением продолжительности светового дня. Причем, как видно из рис. 2, возрастание (убывание) значимо только для вечерних часов, а для утренних незначительно и разложение не реагирует ни в летние, ни в зимние месяцы.

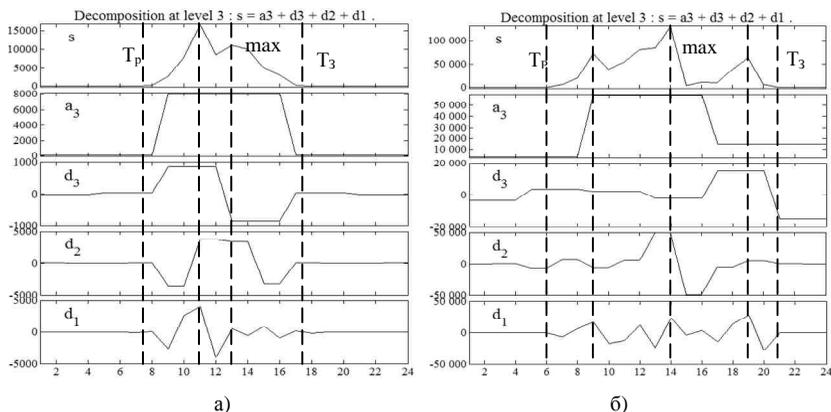


Рис. 2. Вейвлет-разложение суточных графиков освещенности Куб. РДУ за 2011 г.: а) 15 января; б) 15 мая

2) Уровень детализации с составляющей d_1 реагирует на резкие перепады освещенности в течение суток. Соответственно чем больше интенсивность изменения графика, тем больше интенсивность и амплитуда изменения компоненты d_1 .

На рис. 3 изображены графики суточной освещенности Кубанского РДУ за 1 – 10 июня 2011 г. и их вейвлет-разложения. Можно заметить, что для графиков, характеризующихся гладкостью и равномерностью, составляющая d_1 отличается наличием небольших скачков, в сравнении с другими, только во время рассвета и заката. Таким образом, по компоненте d_1 можно судить о наличии факторов (метеофакторов), оказывающих влияние на освещенность.

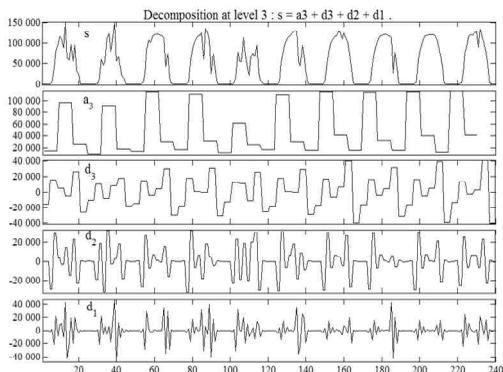


Рис. 3. Вейвлет-разложение суточных графиков освещенности Куб. РДУ 1 – 10 июня 2011 г.

3) Уровни детализации с составляющими d_2 и d_3 – более грубые приближения. d_2 характеризует основные максимумы исходного графика, динамику их изменения, а d_3 – утренние и вечерние пики освещенности, связанные непосредственно с временем рассвета и заката. Для летних месяцев можно наблюдать значительное увеличение составляющей d_3 в области вечерних часов.

В исследованиях [4, 5], посвященных анализу зависимостей электропотребления от естественной освещенности показано, что наибольшее значение имеет информация о состоянии освещенности в утренние и вечерние часы суток. Получаемые с помощью ортогонального вейвлет-разложения суточных графиков освещенности составляющие d_1 , d_2 , d_3 создают основу для уточнения алгоритмов оперативного и краткосрочного прогнозирования электропотребления.

Библиографический список

1. **Макоклоев, Б.И.** Анализ и планирование электропотребления / Б.И. Макоклоев. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 296 с.
2. **Анушина, Е.С.** Система краткосрочного прогнозирования электрической нагрузки: дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03/ Е.С. Анушина. – Санкт-Петербург, 2009. – 137 с.
3. **Разработка** системы автоматического контроля освещенности в составе оперативно-измерительного комплекса Ростовского РДУ / И.И. Надтока [и др.]. // Электромеханика: изв. вузов. – 2007. – Специальный выпуск. – С. 18 – 19.
4. **Прогнозирование** электропотребления с учетом температуры воздуха и естественной освещенности для региональных диспетчерских управлений / И.И. Надтока [и др.] // Вестник СамГТУ. – 2012. – № 1 (33). – С. 157 – 162.
5. **Губский, С.О.** Краткосрочное прогнозирование электропотребления в операционной зоне регионального диспетчерского управления с учетом фактора освещенности: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02/ С.О. Губский. – Новочеркасск, 2012. – 231 с.

6. Астафьева, Н.М. Вейвлет-анализ: основы теории и примеры применения / Н.М. Астафьева // Успехи физических наук. – 1996. – Т. 166. – С. 1145 – 1170.

7. Смоленцев, Н.К. Основы теории вейвлетов. Вейвлеты в Matlab / Н.К. Смоленцев. – М.: ДМК Пресс, 2005. – 304 с.

8. Вейвлеты и их использование / И.М. Дремин, О.В. Иванов, В.А. Нечитайло // Успехи физических наук. – 2001. – Т. 171. – № 5. – С. 465 – 501.

*В.Н. Калечиц, маг.; рук. В.Б. Козловская, к.т.н., доцент
(БНТУ, г. Минск, Беларусь)*

НАПРЯЖЕНИЕ КАК ОПРЕДЕЛЯЮЩИЙ ФАКТОР РЕЖИМА РАБОТЫ СЕТИ НАРУЖНОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Освещение является крупным потребителем электроэнергии, расход которой составляет около 13 – 15 % общего электропотребления, при этом на долю наружного освещения приходится примерно 0,4 % общего городского. Можно выделить несколько особенностей сетей наружного освещения, оказывающих существенное влияние на режимы их работы. Линии наружного освещения являются достаточно протяженными, содержащими 30 и более светильников, расположенных на расстоянии 35 – 50 м друг от друга. Используются светильники с лампами типа ДНаТ (дуговая натриевая трубчатая), а также типа ДРЛ (дуговая ртутная люминесцентная), доля остальных ламп значительно меньше. Единичная мощность лампы в сети составляет от 50 до 400 Вт. Управление светильниками наружного освещения осуществляется из пунктов питания, каждый из которых может располагаться в трансформаторных подстанциях (10/0,4 кВ) или непосредственно на световых опорах и охватывает расстояние 1 – 1,5 км. Такие протяженные линии со значительными нагрузками являются очень чувствительными к колебаниям напряжения, поэтому грамотное построение их с точки зрения оптимального распределения нагрузок, протяженности и сечения проводников является актуальной задачей. Величина напряжения оказывает существенное влияние на показатели электропотребления и эксплуатационные характеристики различных ламп [1]. Эффективность и условия эксплуатации светильников наружного освещения определяются режимом работы сети.

Наиболее широко в наружном освещении применяются натриевые лампы высокого давления в светильниках, подключённых к одной из фаз через электромагнитный пускорегулирующий аппарат (ЭмПРА) с импульсным зажигающим устройством и (или без) индивидуальным компенсирующим конденсатором.

Расчёт параметров электрической сети наружного освещения имеет характерные особенности. Характеристикой светильника как электроприёмника являются потребляемая активная и реактивная мощность, ток нагрузки, которые зависят от напряжения на зажимах светильника. Если это не учитывать, то расчётные потери напряжения и расчётные напряжения на зажимах светильников, равноудалённых от пункта питания, будут иметь значения, отличающиеся от фактических.

В целях рассмотрения важности учёта перечисленных особенностей произведено сравнение работы сети наружного освещения в различных условиях. Оценено влияние уровня напряжения в начале линии наружного освещения (пункт питания) на параметры такой сети: мощность, потребляемую электроэнергию, величину светового потока, срок службы ламп. Для решения поставленной задачи задались исходными данными электрической сети наружного уличного освещения: использовали лампы типа ДНаТ мощностью 250 Вт, подключённые через ЭМПРА с импульсным зажигающим устройством и компенсирующим конденсатором ($\cos\varphi = 0,9$) в светильнике типа ЖКУ. Удалённость от источника питания до первой опоры равна 70 м, расстояние между опорами – 30 м (принимая, что приблизительно соответствует длине используемого кабеля), число опор – 30, число светильников на опоре – 1. Для питания светильников используется кабель АВВГ-5×10-0,66. Светильники подключены симметрично (к каждой фазе по 10 светильников), распределение светильников между фазами – А-В-С-А-В-С.

Эксплуатационные условия работы электрических сетей определяются исходными данными, в качестве которых для расчёта режима задавали напряжение в начале линии наружного освещения (в пункте питания), а также нагрузку непосредственно на светильнике.

Нагрузку на светильнике (лампа и пускорегулирующий аппарат) принимали по активной мощности и полному току, которые зависят от уровня напряжения на зажимах светильника. Относительные значения потребляемой активной мощности (с учётом потерь в ЭМПРА) $P(U)$ и полного тока (с учётом компенсации) $I(U)$ в зависимости от напряжения на зажимах светильника для лампы типа ДНаТ с компенсированным ЭМПРА определяются в соответствии с [2].

Номинальные технические характеристики светильника: активная мощность лампы равна 250 Вт, активная мощность с учётом потерь в ЭМПРА $P_{\text{ном}} = 278$ Вт; номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 220$ В; ёмкость компенсирующего конденсатора $C = 35$ мкФ; полный рабочий ток лампы $I_{\text{л.ном}} = 3,0$ А; полный ток с учётом компенсации $I_{\text{ном}} = 1,35$ А.

Расчёт режима такой сети наружного освещения осуществляем методом последовательных приближений [3]. В осветительной сети исполь-

зуется глухозаземлённая нейтраль в виде системы TN-S (с разделением нулевого проводника на рабочий и защитный). Расчётная схема представлена на рис. 1 (нулевой защитный проводник не показан). Для удобства написания программы по расчёту режима осветительную линию делим на число участков, равное числу светильников, поэтому участки для каждой из трёх фаз и нулевого рабочего проводника одинаковы независимо от наличия присоединения светильника к рассматриваемой фазе.

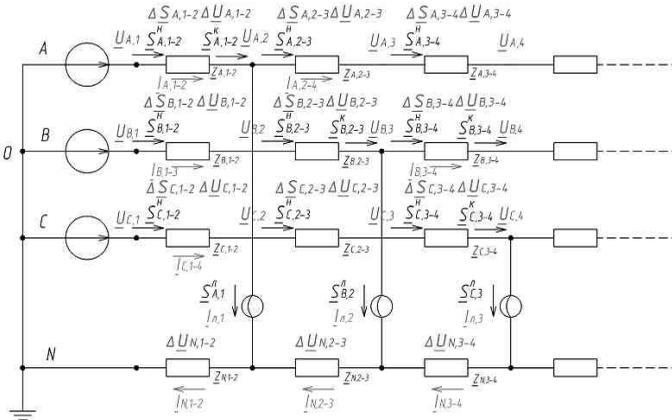


Рис. 1. Расчётная схема сети наружного освещения: $U_{A,1}$ – комплексное значение напряжения в 1-м узле фазы A ; $S_{A,1-2}^A$, $S_{A,1-2}^K$ – комплексные значения полной мощности в начале и конце участка 1–2 фазы A соответственно; $S_{A,1}^A$ – комплексное значение полной мощности светильника, подключённого к фазе A , имеющего первый порядковый номер; $\Delta S_{A,1-2}$ – комплексное значение потерь полной мощности на участке 1–2 фазы A ; $\Delta U_{A,1-2}$, $\Delta U_{N,1-2}$ – падения напряжения на участке 1–2 фазы A и нулевого рабочего проводника N ; $Z_{A,1-2}$, $Z_{N,1-2}$ – комплексные значения полных сопротивлений участка для фазы A и нулевого рабочего проводника N ; $I_{A,1-2}$, $I_{N,1-2}$ – комплексные значения полных токов на участке 1–2 фазы A и нулевого рабочего проводника N ; $I_{n,1}$ – комплексное значение полного тока светильника, имеющего первый порядковый номер (обозначения параметров фаз B и C аналогичны)

Отклонение напряжения на выводах электроприёмников является одним из показателей качества электрической энергии и регламентируется ГОСТ 13109–97 «Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения». В соответствии с указанным документом выделяются нормально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения на выводах электроприёмников, которые, соответственно, равны ± 5 и ± 10 % от номинального напряжения электрической сети. В связи с этим для рассмотренной осветительной сети произведены расчёты параметров для трёх характерных режимов, определяемых величиной напряжения в пункте питания: режима работы осветительной сети

с модулем напряжения в пункте питания равным номинальному $U_1 = 230$ В и два режима с предельно допустимыми значениями (± 10 %) отклонения напряжения от номинального в пункте питания – $U_1 = 207$ В, $U_1 = 253$ В.

Программа, позволяющая задавать исходные данные сети наружного освещения и рассчитывать параметры, реализована в среде Mathcad.

На основании результатов сравнительных расчётов установлено, что уровень напряжения значительно влияет на активную и реактивную мощность, количество потребляемой электроэнергии светильниками с лампами типа ДНаТ. Также заметно изменяется световой поток лампы. Необходимо учитывать, что длительная работа при отклонениях сетевого напряжения более чем на 5 % от номинального значения приводит к сокращению срока службы лампы ДНаТ [4]. Исходя из параметров режима, могут проводиться мероприятия по улучшению условий работы источников света. Для этих целей рассматривается возможность использования стабилизатора (регулятора) напряжения, расположенного в пункте питания и работающего в режиме поддержания напряжения на заданном необходимом уровне. Это связано с тем, что режим работы с превышением уровня напряжения на лампе более чем на 5 % от номинального значения вызывает не только снижение срока службы источника света, но и больший расход активной электроэнергии.

Библиографический список

1. Козловская, В.Б. Электрическое освещение: учеб. / В.Б. Козловская, В.Н. Радкевич, В.Н. Сацукевич. – Минск: Техноперспектива, 2011.
2. Справочная книга по светотехнике / под ред. Ю.Б. Айзенберга. – М.: Знак, 2006.
3. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов н/Д: Феникс, 2008.
4. Рохлин, Г.Н. Разрядные источники света / Г.Н. Рохлин. – М.: Энергоатомиздат, 1991.

*А.И. Ненахов, студ.; рук. М.А. Кулага, ст. преподаватель
(НИУ МЭИ, г. Москва)*

РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СРЕДЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

В настоящее время существует множество электронных программируемых приборов для измерения фликера и других показателей качества электроэнергии. Методика измерения строго определена в ГОСТ. Однако, практика показывает, что приборы, изготовленные различными про-

изводителями, дают сильно различающиеся результаты измерений, даже при одновременном их использовании.

В связи с этим, в компании «Нидек АСИ ВЭИ» была проведена проверка точности 4-х приборов в условиях лаборатории. Для проверки использовался математический имитатор, который позволяет с высокой точностью воспроизводить напряжения нужной формы.

В результате лабораторных исследований было выявлено, что только прибор фирмы «Ресурс», наиболее полно соответствует требованиям ГОСТ в большом диапазоне задаваемых частот модуляции сигнала. Остальные тестируемые приборы показали различные результаты доз фликера с погрешностями до 70 % от требуемого значения.

Наравне с реальными приборами проверке подвергалась математическая модель фликерметра, разработанная ранее инженерами компании. Эта модель была реализована в системе моделирования Simulink, на основании принципиального устройства аналогового фликерметра, описанного в государственном стандарте. Она показала соответствие всем требованиям по точности измерений, и в связи с этим, открыла широкие возможности анализа результатов моделирования электромагнитных процессов в сетях.

С учетом опыта измерения фликера с помощью выше описанной модели, создание математических измерителей любого другого показателя качества электроэнергии не вызывает затруднений.

Для анализа электрических процессов в реальной сети может использоваться настроенная с высокой точностью модель электрической системы. Такая модель выполняется в программе MATLAB-Simulink в электротехнической среде вычислений SimPowerSystems. Эта среда обеспечивает расчет всех необходимых электротехнических блоков, что упрощает описание системы, исключая непосредственный расчет параметров через уравнения.

Вместе с тем, использование современного цифрового осциллографа позволяет произвести запись и перенос в модель реальных графиков токов или напряжений, не поддающихся моделированию: например, токов ДСП.

Совокупность этих методик позволяет:

- предсказать поведение параметров сети в нескольких точках, фиксируя данные только в одном месте. Так, при записи токов ДСП, были смоделированы и рассчитаны графики напряжений в точке присоединения завода к энергосистеме, а также в начале и в конце питающей воздушной линии;

- смоделировать аварийные или реально невыполнимые условия работы системы. Заменить любое физическое моделирование расчетами;

- точно рассчитать все необходимые показатели качества, основываясь как на данных, полученных с помощью замеров, так и при моделировании задаваемых условий.

В настоящее время такой подход к расчетам ПКЭ используется для отработки алгоритмов работы высоковольтного оборудования для компенсации реактивной мощности (СТК и STATKOM). В этом случае удастся рассчитать и проверить все зависимости параметров работы этих установок без каких-либо материальных затрат. Расчеты ПКЭ дают однозначную оценку эффективности такого оборудования.

Кроме того, программный комплекс MATLAB предусматривает возможность обмена данными с моделью в реальном времени и преобразование этих данных в аналоговые сигналы. Таким образом, возможно совместить физическое и математическое моделирование. Этот метод широко используется, к примеру, для объединения реального контроллера установки с ее силовой частью в модели. При этом проверяется действие системы управления в разнообразных условиях работы и ситуациях. Для системы управления работа с моделью не отличается от работы с полноценным объектом управления.

Основным недостатком математического моделирования остается дискретность расчетов, ведь чем более сложна модель и чем выше частота дискретизации, тем большая производительность компьютера требуется. Особенно эта проблема актуальна при работе в режиме реального времени, когда время в модели не должно отставать. На данный момент доступно рассчитывать модель системы «сеть–СТК–нагрузка» с периодом дискретизации не менее 80 мкс.

Библиографический список

1. Тухас, В.А. Измерения фликера и гармонических составляющих тока / В.А. Тухас, С.В. Пожидаев, С.А. Эйнтроп. – Москва. 2004.

*А.Н. Комков, асп.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, г. Москва)*

ВЛИЯНИЕ ЧАСТОТЫ ПИТАЮЩЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА УСТОЙЧИВОСТЬ АСИНХРОННЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Введенный в действие с 01 января 2013 года ГОСТ Р 54149-2010, устанавливающий нормы качества электрической энергии в сетях общего назначения, предъявляет более мягкие требования к качеству электроэнергии в изолированных системах электроснабжения. Устанавливаются

следующие нормы для допустимых отклонений частоты в изолированных системах электроснабжения с автономными генераторными установками: ± 1 Гц в течении 95 % времени и ± 5 Гц в течении 100 % времени интервала в одну неделю. Также новый стандарт устанавливает допустимое отклонение питающего напряжения в ± 10 %.

В связи с этим была поставлена задача, определить характер изменения показателей устойчивости, на примере тестовой асинхронной электротехнической системы (ЭТС). Номинальное эквивалентная ЭДС тестовой системы составляет 6600 В, эквивалентное сопротивление питающей энергосистемы 0,06 Ом при частоте 50 Гц. Диапазон изменения ЭДС был выбран от 6000 до 7200 В, что примерно соответствует отклонениям в ± 10 %. Частота питающей энергосистемы изменялась от 45 до 55 Гц.

Под статической устойчивостью ЭТС понимают устойчивость к малым возмущениям неограниченной длительности [1]. Было установлено, что ЭДС статической устойчивости увеличивается прямо пропорционально с ростом частоты от 4470 В (67,7 % при $f = 45$ Гц) до 5460 В (82,7 % при $f = 55$ Гц). Приемлемым уровнем статической устойчивости для асинхронных ЭТС считается напряжение статической устойчивости не выше 70 % от номинального.

Под динамической устойчивостью понимается устойчивость системы к большим возмущениям ограниченной длительности [1]. Моделирование показало, что значение уровня динамической устойчивости τ_0 меняется в зависимости от частоты f нелинейно и разрывно, уменьшаясь с возрастанием частоты. Из таблицы видно, что увеличение частоты питающей энергосистемы даже на 1 Гц приводит к существенному снижению запаса динамической устойчивости. А уменьшение запаса динамической устойчивости практически до нуля при увеличении частоты до 55 Гц вместе со снижением статической устойчивости приводят к тому, что система может потерять устойчивость даже при довольно слабых возмущениях. Так при частоте $f = 55$ Гц и $E = 6600$ В для данной ЭТС уже невозможен пуск асинхронного привода мощностью более 630 кВт, входящего в ее состав.

Таблица 1. Зависимость запаса динамической устойчивости при полном исчезновении напряжения (τ_0 , с) от величин эквивалентной ЭДС и частоты питающей энергосистемы

$f, \text{ Гц}/E, \text{ В}$	6000	6300	6600	6900	7200
45	0,444	∞	∞	∞	∞
49	0,048	0,352	0,433	0,556	∞
50	0,040	0,090	0,392	0,479	1,908
51	0,035	0,048	0,253	0,430	0,527
55	0,021	0,028	0,037	0,048	0,100

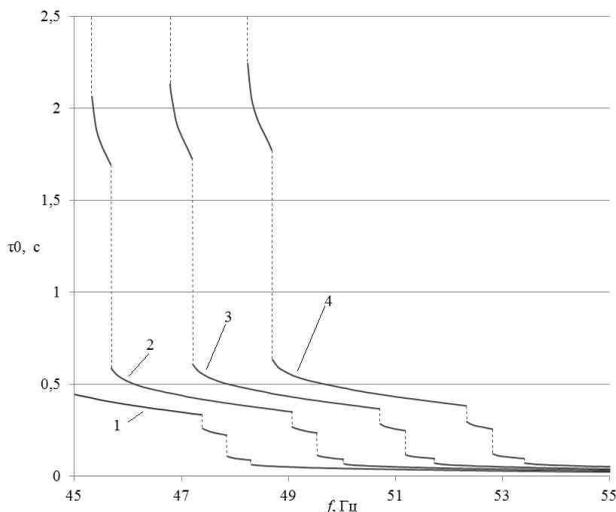


Рис. 1. Зависимость времени динамической устойчивости t_0 от частоты питающей энергосистемы f : 1 – $E = 6000$ В; 2 – $E = 6300$ В; 3 – $E = 6600$ В; 4 – $E = 6900$ В

Помимо этого установлено, что тестовая ЭТС теряет устойчивость при скачкообразном изменении частоты с 50 до 52,1 Гц. Однако такое скачкообразное изменение частоты возможно только в редких случаях, например, при подключении несинхронизированного источника. Учитывая возможное различие частот источников, которое будет удовлетворять требованиям вновь вводимого стандарта, такая ситуация приведет к нарушению устойчивости ЭТС. Также исследовано влияние скорости изменения частоты на устойчивость ЭТС. Характер такого изменения был выбран линейным. Установлено, что при скорости изменения частоты, не меньше 4,35 Гц/с, и линейном увеличении частоты от 50 до 55 Гц ЭТС теряет устойчивость. При увеличении частоты от 45 до 55 Гц для того, чтобы система потеряла устойчивость скорость изменения частоты должна быть не меньше 4,17 Гц/с.

В результате проведенного исследования установлено, что изменение частоты в таких широких пределах может привести не только к недоотпуску продукции, высокому уровню брака, значительному изменению потерь во вращающихся электрических машинах и трансформаторах, но и к снижению показателей устойчивости электротехнической системы в некоторых случаях до неприемлемого уровня.

Нарушение устойчивости электротехнической системы приводит к аварийному останову технологических линий, нарушению непрерыв-

ных технологических процессов, которые преобладают в нефтяной и газовой промышленности. Для предприятий данных отраслей время восстановления нормального технологического режима может занимать продолжительное время, вплоть до нескольких суток. Продукция, находящаяся в это время в работе является браком, что приводит к дополнительным экономическим потерям. Значительный объем продукции, находящейся в процессе переработки на нефте- и газоперерабатывающих предприятиях аварийно сбрасывается на факел, что отрицательно влияет на состояние окружающей среды. Все это ведет к значительным экономическим потерям и, зачастую, к тяжелым экологическим последствиям.

Библиографический список

1. **Ершов, М.С.** Устойчивость промышленных электротехнических систем / М.С. Ершов, А.В. Егоров, А.В. Трифионов. – М.: Недра. 2010.

СЕКЦИЯ 15

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Председатель – к.т.н., доцент **Лебедев В.Д.**
Секретарь – ассистент **Можжухина В.В.**

*М.С. Аль-Хомиди, асп.; рук. В.А. Шуин, д.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)*

АНАЛИЗ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЛЭП СЕТИ 132 кВ ЭЭС РЕСПУБЛИКИ ЙЕМЕН ПО УСЛОВИЯМ УСТОЙЧИВОСТИ

Введение. В настоящее время основной системообразующей электрической сетью ЭЭС Республики Йемен (РЙ) является и в среднесрочной перспективе останется электрическая сеть напряжением 132 кВ, общая протяженность линий, электропередачи которой составляет более 2000 км (рис. 1).

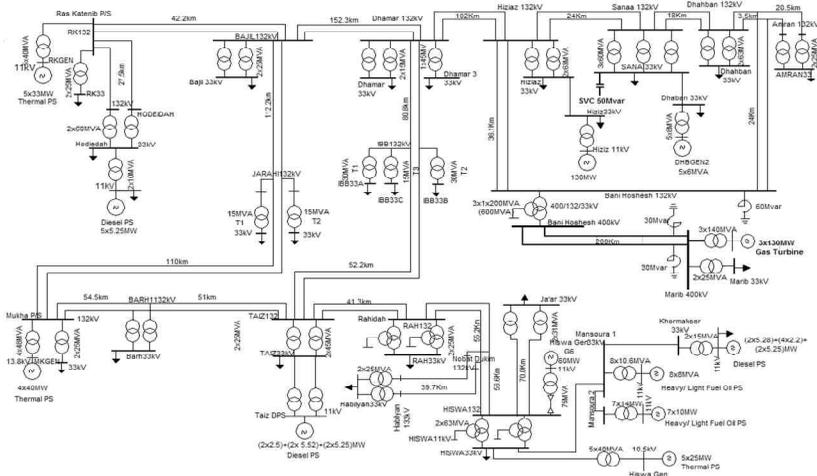


Рис. 1. Схема электрических сетей 132 и 400 кВ ЭЭС Республики Йемен

Создаваемая электрическая сеть сверхвысокого напряжения 400 кВ в настоящее время представлена только двумя параллельными линиями длиной 230 км, связывающими новую парогазовую электростанцию Safer (г. Marib) с установленной мощностью 240 МВт и подстанцию 400/132 кВ Bani Hoshesh. Генерирующая часть энергосистемы Республики Йемен включает также 3 ТЭС с установленной мощностью 154 – 165 МВт и несколько дизельных электростанций, выдающих мощность потребителям по электрической сети 132 кВ. Уже в настоящее время в энергосистеме РЙ ощущается дефицит генерирующих мощностей. В ближайшей и среднесрочной перспективе рост электропотребления в городах РЙ может обеспечиваться только за счет увеличения мощности, генерируемой парогазовой электростанцией Safer. В этих условиях качество распределяемой потребителям электроэнергии и надежность их электроснабжения зависит от эффективности функционирования системообразующей сети 132 кВ. Поэтому исследование режимов работы сети 132 кВ и разработка мероприятий по повышению ее пропускной способности является актуальной для энергетики РЙ проблемой.

Особенности электрической сети 132 кВ ЭЭС РЙ. К основным особенностям сети 132 кВ ЭЭС Республики Йемен (рис. 1) относятся:

- большая протяженность (до 250 и более километров) ВЛ сети 132 кВ;
- относительно небольшая мощность и ограниченное число электростанций в структуре генерирующей части ЭЭС Центра и Юга страны;
- прогнозируемый быстрый рост потребляемой мощности в регионах по п. 2 примерно в 1,5 раза в 2015 г., в 2,5 раза в 2020 г. и в 4 раза в 2025 г.;
- возможность удовлетворения роста электропотребления в регионах страны в перспективе до 2025 г. в основном за счет расширения пущенной в работу в 2010 г. мощной парогазовой электростанции Safer (г. Marib), расположенной на Севере центральной части страны;
- достаточно равномерный характер нагрузки по временам года и отсутствие явно выраженных летнего или зимнего максимума или минимума нагрузки.

Указанные особенности ЭЭС Республики Йемен создают в ближайшей и среднесрочной перспективе возможность:

- перегрузки связей напряжением 132 кВ;
- нарушений статической устойчивости.

Цель и задачи исследований. Целью данного исследования является анализ режимов работы сети ЭЭС РЙ и разработка на этой основе способов повышения режимной надежности и качества распределяемой по сети 132 кВ электроэнергии.

В работе на данном этапе решались следующие основные задачи:

1. Разработка математической модели для исследования режимов работы электрической сети 132 кВ ЭЭС РЙ, обоснование ее достоверности и оценка точности расчетов.

2. Разработка модели прогноза роста электропотребления в узлах ЭЭС на ближайшую до 2015 г. и среднесрочную перспективу до 2025 г.

4. Расчеты и анализ режимов работы для определения загрузки ВЛ сети 132 кВ.

5. Анализ пропускной способности сети 132 кВ по условиям устойчивости.

6. Обоснование мероприятий, обеспечивающих в ближайшей и среднесрочной перспективе поддержание напряжений в узлах в допустимых по требованиям к качеству электроэнергии и условиям статической устойчивости пределах.

Математическая модель для исследования установившихся режимов ЭЭС РЙ. Наиболее эффективным методом исследования режимов ЭЭС в настоящее время является моделирование на ЭВМ. В данной работе для моделирования и анализа режимов работы ЭЭС РЙ применялась программа «Энергия», разработанная в ИГЭУ [1]. С использованием указанной программы разработана математическая модель ЭЭС РЙ. Проверка достоверности результатов, полученных с использованием модели, и оценка их точности выполнялась путем сравнения расчетных данных и с действительными параметрами реальных режимов ЭЭС РЙ на 03.07.2010 г. и 01.08.2012 г. Сравнение расчетных и действительных значений перетоков мощности по ВЛ сети 132 кВ и ЛЭП 400 кВ и напряжений в узлах сети 132 кВ подтверждает достоверность результатов, полученных с использованием разработанной модели ЭЭС РЙ. Погрешности расчетов перетоков мощности и напряжений в узлах не превышают 5 %.

Прогноз роста электропотребления в узлах электрической сети 132 кВ. Основой для анализа режимов работы ЭЭС РЙ является прогноз роста электропотребления в узлах электрической сети 132 кВ. Министерством энергетики РЙ разработан общий прогноз роста электропотребления по энергосистеме на 2010 – 2025 гг. (рис. 2, а). На основе общего прогноза были разработаны прогнозы роста электропотребления во всех основных узлах электрической сети 132 кВ на ближайшую перспективу до 2015 г. и на среднесрочную перспективу до 2025 г. (например, прогноз для г. Dahnar, рис. 2, б). Прогнозы роста электропотребления (нормальный и повышенный) для отдельных узлов (городов) электрической сети 132 кВ были получены в предположении, что сложившиеся до 2010 г. соотношения электропотребления в основных узлах сети 132 кВ в первом приближении сохранятся и на ближайшую перспективу. В целях провер-

ки достоверности расчетные зависимости роста электропотребления, полученные на основе общего прогноза электропотребления в энергосистеме РЙ (например, рис. 2, б), были сопоставлены с зависимостями роста электропотребления, полученными на основе реальных данных об электропотреблении в этих же узлах за период 2008 – 2010 гг., а также данными по отдельным узлам за 2011 – 2012 гг.

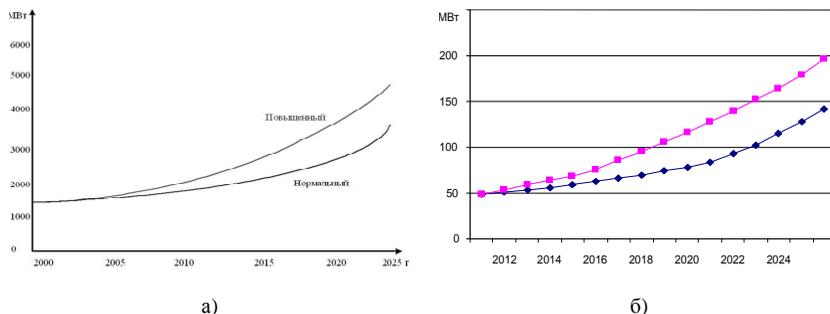


Рис. 2. Общий прогноз роста электропотребления по энергосистеме РЙ (а) и прогноз роста электропотребления в г. Dahmar (б) на период 2010 – 2025 гг.: —◆— — нормальный; —■— — повышенный

Анализ показал, что действительный рост электропотребления за период 2008 – 2010 гг. в большей степени соответствует варианту повышенного роста электропотребления в стране (например, табл. 1).

Таблица 1. Сравнение данных по реальной нагрузке с расчетными данными по нормальному и повышенному прогнозам на 2012 г.

Наименование подстанции	Нагрузка в 2012 г., МВт		
	Нормальный прогноз	Повышенный прогноз	Реальная нагрузка
Substation Hodiedah	55	60	64
Substation Dahmar	53,9	58,8	63
Substation Ibb	38,5	42	56
Substation Taiz	56,4	61,6	70
Substation Hiswa	186	203	172
Substation Amran	22	24	47
Substation Sana	296	323	335

Анализ реальных данных по реальной нагрузке за 2008 – 2010 гг. показал также, что темпы роста электропотребления в различных городах РЙ отличаются. С учетом этих различий прогнозы роста электропотреб-

ления на перспективу до 2015 г. в узлах сети 132 кВ, полученные на основе общего прогноза (рис. 2, а), были скорректированы. При анализе режимов работы ЭЭС РЙ на период от 2015 г. до 2025 г. использовались прогнозы роста электропотребления в узлах, полученные на основе общего повышенного прогноза, т.к. коррекция уравнений роста электропотребления на основе данных за 2008 – 2010 гг. дает результаты, значительно превышающие рост нагрузки в узлах по повышенному прогнозу.

Расчетные режимы работы сети 132 кВ. При анализе режимов рассматривались следующие характерные периоды максимальных нагрузок в летний период (июль-август) и минимальных нагрузок (декабрь-январь) с учетом возможных ремонтных и послеаварийных режимов, связанных с отключением ВЛ сети 132 кВ. Принималось, что в ремонтных режимах возможно отключение только одной ВЛ, в послеаварийных – 2-х разных ВЛ или 2-х цепей одной ВЛ.

Таблица 2. **Нормальный режим работы при повышенном прогнозе роста нагрузки 2010 – 2014 гг.**

Узлы	Напряжения в узлах, кВ				
	2010	2011	2012	2013	2014
Amran	131	128	127	125	122
Sana	130	127	126	123	120
Dahmar	128	123	124	121	118
Ibb	128	123	122	119	115
Taiz	130	124	124	120	115
Nobat	135	126	124	116	108
Hiswa	141	130	127	118	108
Hodaïda	138	135	134	131	129

Таблица 3. **Ремонтные режимы в нескольких узлах в 2013 г.**

Узлы	Отключение одной линии Marib – Bani	Отключение одной линии Dahmar – Ibb	Отключение одной линии Barh – Taiz
Bani	114	128	Потеря устойчивости электропередачи Taiz – Hiswa
Amran	107	122	
sana	104	120	
Dahmar	107	118	
Ibb	106	113	
Taiz	108	113	
Nobat	98,3	105	
Hiswa	97,9	105	
Hodeadah	122	129	

Таблица 4. Аварийные режимы в нескольких узлах в 2013 г.

Узлы	Отключение двух линий Bani – Amran	Отключение двух линий Dhahban – Sana	Отключение двух линий Hiziaz – Dahmar
Bani	124	129	Потеря устойчивости электропередачи Taiz – Hiswa
Amran	95,5	122	
sana	97,6	119	
Dahmar	109	122	
Ibb	110	120	
Taiz	113	120	
Nobat	108	117	
Hiswa	109	118	
Hodeadah	123	131	

Анализ загрузки ВЛ 132 кВ.

Таблица 5. Загрузки линий в 2013 – 2014 гг.

Линии	2013		Линии	2014	
	Перегот мощности	Кз		Перегот мощности	Кз
Marib – Bani	145 – j23,9	0,129	Marib – Bani	176 – j7,48	0,158
Bani – Amran	79,5 + j25,6	0,445	Bani – Amran	93 + j30,7	0,528
Bani – Hiziaz	53,2 + j35,3	0,342	Bani – Hiziaz	69,9 + j37,4	0,429
Dahmar – Hiziza-	11,7 – j16,4	0,105	Hiziza – Dahmar	11,7 – j16,4	0,067
Ibb – Dahmar	12,7 – j13,9	0,103	Ibb – Dahmar	2,7 – j10	0,0514
Taiz – Ibb	36,3 – j2,16	0,212	Taiz – Ibb	27,6 + j1,9	0,163
Rahida – Taiz	18,4 – j15	0,137	Rahida – Taiz	9,06 – j9,97	0,0761
Nobat – Rahida	23,1 – j13,8	0,158	Nobat – Rahida	13,6 – j9,5	0,0958
Hiswa – Nobat	42,3 – j1,83	0,3	Hiswa – Nobat	34 + j2,25	0,24
Barh – Taiz	42,9 + j35,4	0,311	Barh – Taiz	46,1 + j35,7	0,327
Barh – Makha	45,2 + j37,7	0,312	Barh – Makha	48,5 + j38,6	0,328
Makha – Jarahi	17,3 + j2,35	0,0942	Makha – Jarahi	12 + j1,75	0,067
Jarahi – Bajil	6,12 – j1,11	0,0337	Jarahi – Bajil	2,9 + j0,519	0,0233
Dahmar – Bajil	34,4 + j10,1	0,197	Dahmar – Bajil	4,58 + j7,45	0,0607
Ras Katnib – Bajil	34,4 + j8,33	0,188	Ras Katnib – Bajil	31 + j11,7	0,186

Перегрузки нет по большинству линий, достаточно большой запас, кроме сечения Bani – Hiziaz и Bani – Amran. Требуется сооружения сооружение новых ЛЭП, начиная с 2016.

Анализ статической устойчивости линий сети 132 кВ. Статическая устойчивость определяется напряжениями по концам ЛЭП. Анализ напряжений в узлах сети. Таблица с результатами расчета напряжений в узлах сети 132 кВ (табл. 2).

Способы повышения пропускной способности по условиям устойчивости. Один из способов повышения устойчивости ЭЭС РЙ – это использование ИРМ.

Были выбраны самые слабые узлы ЭЭС РЙ и там было установлено ИРМ, но как показывают результаты, использования ИРМ в одном узле не хватит, чтобы сохранить статическую устойчивость системы, поэтому было принято решение о подключении ИРМ в нескольких узлах сразу.

Таблица 6. Анализ напряжений в узле Hiswa (узел № 6) при включении ИРМ в узлах 1 – 5, режим нормальный при повышенном росте нагрузки, 2013 г.

Узел включения ИРМ	Напряжение в узле 6 (Hiswa), кВ						
1 – Dahmar	118	119	120	121	122	123	127
2 – Sana	118	118	119	119	120	120	122
3 – Amran	118	118	119	119	119	120	121
4 – Ibb	118	120	121	123	124	125	132
5 – Taiz	118	120	122	124	126	127	135
6 – Hiswa	118	123	128	132	136	139	156
ΔQ_j	0	10	20	30	40	50	100

Таблица 7. Анализ напряжений в узле при включении ИРМ в нескольких узлах одновременно, 2014 г.

Узел подключения ИРМ	Dahmar	Sana	Amran	Ibb	Taiz	Hiswa	Nobat
H = 0 S = 0 D = 0	118	120	122	115	115	108	108
H = 7 S = 6 D = 7	120	121	123	118	118	114	113
H = 13 S = 13 D = 14	123	123	124	120	120	119	118
H = 20 S = 20 D = 20	125	124	126	122	122	123	123
H = 27 S = 26 D = 27	127	126	127	124	124	128	125
H = 33 S = 33 D = 34	129	127	128	126	126	131	127
H = 50 S = 25 D = 25	128	126	127	127	128	132	137
H = 25 S = 50 D = 25	128	128	129	125	125	127	124
H = 25 S = 25 D = 50	130	127	128	126	126	129	126

Где S – это узел Sana, H – Hiswa, D – Dahmar.

Заключение

Для решения указанных задач разработана математическая модель ЭЭС Республики Йемен для исследования пропускной способности ЭЭС РЙ.

Разработки модели ЭЭС Республики Йемен применен программный комплекс «Энергия», предназначенный для расчета и анализа установившихся режимов работы ЭЭС [1].

Выполнена проверка достоверности модели сравнением параметров реальных режимов на 30.07.2010 г. и 01.08.2012 г. с расчетными данными. Погрешности расчетов установившихся режимов ЭЭС по напряжениям в узлах и перетокам мощности по ЛЭП при заданных нагрузках не превышают 5 %.

На основе общего прогноза роста энергопотребления в стране на период 2010 – 2025 гг. и реальных данных по нагрузкам основных узлов сети 132 кВ разработаны прогнозы роста электропотребления в указанных узлах.

В докладе приводятся результаты расчетов нормальных, послеаварийных и ремонтных режимов, выполненных на модели с учетом разработанных прогнозов роста электропотребления в узлах, на основе которых определены слабые узлы и связи системообразующей сети 132 кВ.

Библиографический список

1. **Кулешов, А.И.** Расчет и анализ установившихся режимов электроэнергетических систем на персональных компьютерах : учеб. пособие / А.И. Кулешов, Б.Я. Прахин; Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2005.
2. **Манов, Н.А.** Методы и модели исследования надежности электроэнергетических систем Коми научный центр / Н.А. Манов; Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера. – Сыктывкар, 2010.

*Т.Ю. Винокурова, магистрант;
рук. В.А. Шуин, д.т.н., профессор,
Е.С. Шагурина, к.т.н.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРИНЦИПОВ ВЫПОЛНЕНИЯ ЗАЩИТ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ НА ОСНОВЕ ВЫСШИХ ГАРМОНИК ДЛЯ КОМПЕНСИРОВАННЫХ СЕТЕЙ 6 – 10 кВ

Введение. Основная часть электрической энергии в системах промышленного и городского электроснабжения распределяется потребителям через кабельные сети напряжением 6 – 10 кВ, работающие, как пра-

вило, с резонансным заземлением нейтрали через дугогасящий реактор (с компенсацией емкостных токов). В компенсированных сетях 6 – 10 кВ для выполнения защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ), составляющих до 70 – 90 % от общего числа электрических повреждений, в основном применяются устройства, основанные на использовании высших гармоник (ВГ) [1 – 5 и др.].

Опыт эксплуатации защит от ОЗЗ, основанных на использовании ВГ, показал не всегда достаточную эффективность их функционирования [например, 6]. Недостаточное техническое совершенство устройств защиты от ОЗЗ снижает эффективность применения резонансного заземления нейтрали в сетях 6 – 10 кВ. Поэтому анализ принципов выполнения и разработка способов повышения эффективности функционирования защит от ОЗЗ на основе ВГ является актуальной задачей, решения которой обеспечивает повышение надежности электроснабжения потребителей систем промышленного и городского электроснабжения.

Классификация защит компенсированных сетей 6 – 10 кВ на основе ВГ. Спектр ВГ тока ОЗЗ и, соответственно, токов нулевой последовательности поврежденного и неповрежденных присоединений определяется гармоническим составом напряжения поврежденной фазы в месте повреждения. Исследования высших гармоник в кабельных сетях 6 – 10 кВ промышленного электроснабжения, выполненные в конце 60-х годов [7 – 8 и др.] показали, что спектр ВГ фазных напряжений кабельных сетей 6 – 10 кВ характеризуется значительной нестабильностью, создающей трудности, а во многих случаях делающей невозможным обеспечение селективности и устойчивости функционирования исполнений защиты, основанных на использовании какой-либо одной гармонической составляющей (3-й, 5-й и т.п.). Опыт эксплуатации подобных разработок показал их невысокую эффективность. В конце 60-х годов Кискачи В.М. было показано [4, 5 и др.], что для обеспечения селективности и приемлемой устойчивости функционирования защиты от ОЗЗ в компенсированных сетях 6 – 10 кВ должны реагировать на сумму ВГ.

Классификация устройств защиты от ОЗЗ, основанных на использовании суммы ВГ токов и напряжений нулевой последовательности, приведена на рис. 1.

Наиболее широкое применение в компенсированных сетях 6 – 10 кВ получили токовые защиты абсолютного замера (например, УСЗ-2/2 и его микропроцессорные аналоги), а также токовые защиты относительного замера, основанные на сравнении ВГ в токах $3I_0$ всех присоединений защищаемого объекта (например, УСЗ-3М и его аналоги). Значительно меньшее применение получили токовые защиты относительного замера, основанные на сравнении ВГ в фазах защищаемого объекта, а также на-

правленные защиты абсолютного замера, основанные на контроле фазных соотношений ВГ токов и напряжения нулевой последовательности, и направленные защиты относительного замера, основанные на сравнении фаз ВГ в токах $3I_0$ всех присоединений защищаемого объекта. Ниже дается анализ и оценка известных исполнений устройств защиты от ОЗЗ, основанных на использовании суммы ВГ в токах $3I_0$ и напряжении $3U_0$.

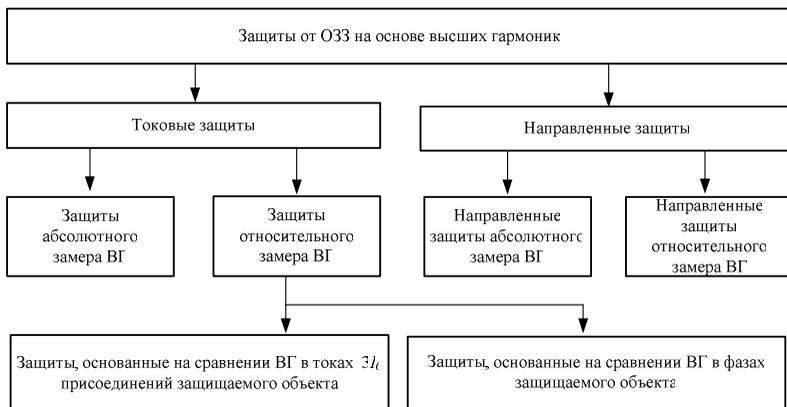


Рис. 1. Классификация устройств защиты от ОЗЗ, основанных на использовании суммы ВГ в токах и напряжении нулевой последовательности

Токковые защиты от ОЗЗ, основанные на использовании принципа абсолютного замера уровня ВГ. Для выполнения токовой защиты абсолютного замера уровня ВГ в компенсированных сетях 6 – 10 кВ ОАО «Чебоксарский электроаппаратный завод» (ЧЭАЗ) с начала 70-х годов выпускает устройство максимальной токовой защиты типа УСЗ-2/2, предназначенное для подключения к кабельным ТТНП типа ТЗ, ТЗЛ, ТЗЛМ, ТЗРЛ. Принцип максимальной токовой защиты абсолютного замера уровня ВГ в токе $3I_0$ реализован также в некоторых микропроцессорных терминалах релейной защиты и автоматики для присоединений 6 – 35 кВ, например, в устройствах типа SPAC 801-13 и SPAC 801-113 ООО «АББ Автоматизация».

Условия применимости токовой защиты абсолютного замера уровня ВГ в токах $3I_0$ определяются условиями отстроенности от внешних ОЗЗ и чувствительности при внутренних повреждениях. С достаточной точностью можно принять, что при ОЗЗ распределение ВГ в диапазоне 150 – 650 Гц в токах нулевой последовательности соответствует распределению емкостных токов промышленной частоты в сети с изолирован-

ной нейтралью [9, 10]. С учетом этого для обеспечения несрабатываний защиты при внешних ОЗЗ и максимальном уровне ВГ в сети ток срабатывания защиты на i -м присоединении должен выбираться из условия:

$$I_{0\text{с.з.}i} \geq K_{\text{отс}} \alpha_{\text{макс}} I_{ci}, \quad (1)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки; I_{ci} – собственный емкостный ток i -го присоединения; $\alpha_{\text{макс}}$ – максимально возможный уровень ВГ в токе I_{ci} (в о.е.).

Коэффициент чувствительности защиты при внутреннем ОЗЗ на i -м присоединении

$$K_{ci} = \frac{\alpha_{\text{мин}} (I_{c\Sigma} - I_{ci})}{I_{0\text{с.з.}i}} \geq K_{\text{ч.мин.доп}}, \quad (2)$$

где $I_{c\Sigma}$ – суммарный емкостный ток сети; $\alpha_{\text{мин}}$ – минимальный уровень высших гармоник в токах $I_{c\Sigma}$ и I_{ci} ; $K_{\text{ч.мин.доп}}$ – минимально допустимый коэффициент чувствительности защиты.

Из (1) и (2) получим условие применимости указанной защиты:

$$I_{ci}^* = \frac{I_{ci}}{I_{c\Sigma}} \leq \frac{1}{1 + \frac{\alpha_{\text{макс}}}{\alpha_{\text{мин}}} K_{\text{отс}} K_{\text{ч.мин.доп}}} = \frac{1}{1 + z K_{\text{отс}} K_{\text{ч.мин.доп}}}. \quad (3)$$

Принимая $K_{\text{отс}} = 1,2$; $K_{\text{ч.мин.доп}} = 2,0$; $z = \frac{\alpha_{\text{макс}}}{\alpha_{\text{мин}}} \approx 4$ [10], из (3) полу-

чим $I_{ci}^* \leq 0,1$. С учетом этого в [10] рекомендуется применять устройства типа УСЗ-2/2 (и его аналоги) на присоединениях с собственным емкостным током $I_{\text{с.собс}}$, не превышающим $0,1I_{c\Sigma}$.

Из (1) – (3) можно видеть, что для выбора уставок токовых защит абсолютного замера ВГ необходимо знать значения $\alpha_{\text{макс}}$, $\alpha_{\text{мин}}$ и их отношения z для контролируемой сети. Из-за невозможности рассчитать указанные величины уставки токовых защит абсолютного замера ВГ приходится выбирать приближенно с достаточной запасом, что приводит к дополнительному загромождению защиты и ограничению области ее применения. Практически обеспечить работоспособность защиты можно только на присоединениях с $I_{ci}^* \leq 0,05$. Такие значения собственных емкостных токов I_{ci}^* в компенсированных кабельных сетях 6 – 10 кВ имеют не более 60 % присоединений, подключенных к шинам ГПП, около 93 % присоединений, подключенных к шинам распределительных подстанций (РП) систем промышленного и городского электроснабжения и около

99 % присоединений, подключенных к шинам трансформаторных подстанций (ТП) систем промышленного электроснабжения [11]. Таким образом, токовые защиты абсолютного замера ВГ имеют ограниченную область применения.

В [12] показано, что эффективность функционирования и область применения токовой защиты абсолютного замера ВГ в компенсированных сетях можно увеличить, применив реле с торможением от составляющей промышленной частоты, однако область устойчивости функционирования защиты с торможением также ограничивается значением параметра $z \leq 4 \dots 6$. Оценка максимальных значений параметра $z \leq 3 \dots 4$ для сетей 6 – 10 кВ, приведенная в [10], относится к концу 60-х годов. Развитие и совершенствование технологий потребителей и расширение области применения различного рода нелинейных преобразователей (управляемых и неуправляемых выпрямителей и др.) обуславливает увеличение нестабильности спектра уровня ВГ в напряжениях сети. Поэтому можно ожидать, что в сетях 6 – 10 кВ систем электроснабжения современных промышленных предприятий значения параметра z могут превышать указанные выше значения, что дополнительно ограничивает область применения токовой защиты абсолютного замера ВГ как без торможения, так и с торможением от 1-й гармоники тока $3I_0$.

К недостаткам указанных выше исполнений токовой защиты абсолютного замера ВГ относится также невозможность обеспечить по принципу ее действия устойчивость функционирования при наиболее опасных для защищаемого присоединения и электрической сети в целом дуговых перемежающихся ОЗЗ.

Для получения более точных оценок эффективности функционирования и области возможного применения токовых защит абсолютного замера ВГ и совершенствования методики выбора их уставок необходимы соответственно более точные оценки минимального уровня ВГ в токах $3I_0$ при ОЗЗ и диапазона возможных колебаний этого уровня в контролируемой сети (параметра $z = \frac{\alpha_{\max}}{\alpha_{\min}}$), что связано с необходимостью совершенствования методов расчета ВГ в токе ОЗЗ компенсированных кабельных сетей 6 – 10 кВ.

Актуальной задачей представляется также разработка способов выполнения цифровых защит рассматриваемого типа, адаптивных к нестабильности спектра ВГ в токах $3I_0$ современных кабельных сетей 6 – 10 кВ промышленного и городского электроснабжения.

Токовые защиты от ОЗЗ, основанные на принципе относительного замера ВГ по принципу действия не требуют выбора уставки по то-

ку срабатывания – фактически уставкой срабатывания таких устройств по первичному току является текущее значение (на момент возникновения ОЗЗ) уровня ВГ в токе $3I_0$ неповрежденного присоединения с наибольшим собственным емкостным током $I_{C \text{ соб. макс.}}$. Таким образом, токовые защиты относительного замера ВГ в отличие от токовых защит абсолютного замера не критичны к нестабильности спектра ВГ в напряжениях контролируемой сети, т.е. по принципу действия обладают свойством адаптивности к изменениям состава и уровня ВГ в присоединениях защищаемого объекта. Поэтому условия применимости токовых защит относительного замера ВГ практически определяются только чувствительностью защиты по первичному току ВГ, зависящей от характеристик используемых ТТНП и технических возможностей устройства защиты.

Принцип относительного замера уровня ВГ в токах $3I_0$ присоединений защищаемого объекта предполагает централизованное исполнение устройства защиты, что обуславливает большую сложность и меньшую надежность функционирования, чем защиты локального (индивидуального) исполнения. Последнее имеет принципиальное значение для защит с действием на отключение, для выполнения которых, как правило, применяются более надежные устройства абсолютного замера локального исполнения (например, УСЗ-2/2 и его аналоги).

Для выполнения централизованной сигнализации ОЗЗ на принципе непосредственного *относительного замера* значений ВГ в токах $3I_0$ ЧЭАЗ выпускает устройства типа УСЗ-3М и УСЗ-3. Основными недостатками устройства УСЗ-3М являются: невозможность четкой фиксации поврежденного присоединения при дуговых прерывистых ОЗЗ и необходимость участия оперативного персонала в работах по определению поврежденного присоединения, что увеличивает время поиска и ликвидации замыкания на землю. Устройство УСЗ-3, оснащенное токоизмерительными клещами, предназначено для применения на присоединениях, не оборудованных ТТНП.

Для устранения указанных недостатков в СКТБ ВКТ Мосэнерго разработаны и выпускаются централизованные устройства сигнализации ОЗЗ типа КДЗС-2 (ранее выпускалось устройство типа КДЗС), основанное также на принципе непосредственного относительного замера высших гармоник. В КДЗС-2 определение присоединения с максимальным уровнем высших гармоник в токе нулевой последовательности производится автоматически путем последовательного опроса всех ТТНП защищаемого объекта. Недостатками устройств типа КДЗС и КДЗС-2 является относительно большое время поиска присоединения с наибольшим уровнем ВГ (около 9 с на 20 присоединений).

Устройства относительного замера, реализующие способ последовательного сравнения уровней ВГ в присоединениях защищаемого объекта, не всегда могут обеспечить устойчивость функционирования при дуговых перемежающихся ОЗЗ из-за практически скачкообразного изменения уровня ВГ в момент повторного пробоя изоляции. Устранение указанного недостатка возможно при использовании способа параллельного (одновременного) сравнения уровней ВГ в присоединениях защищаемого объекта, однако в литературных источниках описания подобных устройств отсутствуют.

Во ВНИИЭ разработано автоматическое централизованное устройство, реализующее способ косвенного относительного замера уровней ВГ (названное ПАУК [13]). Для реализации косвенного замера в устройстве используется параллельное сравнение значений входных сигналов с уставкой, общей для всех присоединений и автоматически уменьшаемой в процессе замера, с помощью измерительного органа, выполненного на базе максиселектора. При постепенном повышении чувствительности первым работает измерительный элемент максиселектора на поврежденном присоединении (с наибольшим уровнем ВГ) и при срабатывании блокирует все остальные измерительные элементы. Опытные образцы устройства ПАУК установлены в эксплуатацию в Ленэнерго, однако серийно эти устройства не выпускаются.

С учетом изложенного наиболее актуальной задачей в части совершенствования токовых защит относительного замера ВГ является создание устройств, реализующих принцип параллельного (одновременного) замера уровней высших гармоник в присоединениях защищаемого объекта. Такие устройства позволяют обеспечить селективность и устойчивость функционирования и в переходных режимах при дуговых перемежающихся ОЗЗ. В [14] показано, что устойчивость функционирования токовых защит, реагирующих на переходные токи, зависит от того, какие значения – среднеквадратичные или средневыпрямленные – используются для сравнения. Применение цифровых алгоритмов и современной микропроцессорной базы позволяет достаточно просто реализовать принцип параллельного замера любых значений высших гармонических составляющих как в установившемся, так и в переходных режимах ОЗЗ. Поэтому представляют интерес исследования, обосновывающие, какие значения высших гармонических составляющих целесообразно использовать в целях повышения динамической устойчивости функционирования цифровых токовых защит относительного замера ВГ.

Принцип действия устройства защиты относительного замера второго типа (рис. 1) основан на сравнении между собой значений токов ВГ

в фазных токах защищаемого присоединения [15]. В поврежденной фазе поврежденного присоединения уровень высших гармоник всегда выше, чем уровень ВГ в неповрежденных фазах, для неповрежденных присоединений уровень ВГ в поврежденной фазе или равен нулю (при металлическом ОЗЗ), или меньше, чем уровень высших гармоник в неповрежденных фазах. Применение подобных устройств привлекательно прежде всего на воздушных линиях, оснащенных только фазными ТТ. Однако из-за больших токов небаланса фазных ТТ, существенно ограничивающих устойчивость функционирования, устройства защиты относительного замера данного типа практически не получили применения.

Направленные защиты от ОЗЗ, основанные на использовании ВГ. Первые исполнения направленных защит от ОЗЗ на основе ВГ для сетей среднего напряжения представляли собой обычные реле направления мощности, реагирующие на одну из высших гармонических составляющих тока и напряжения нулевой последовательности установившегося режима ОЗЗ. Однако такие устройства, как было показано выше, по принципу своего действия не могут обеспечить требуемую устойчивость функционирования. В [16] предложен первый способ выполнения направленной защиты от ОЗЗ, основанный на использовании для действия устройства защиты от ОЗЗ не одной гармонической составляющей, а суммы основных высших гармоник установившегося тока и напряжения нулевой последовательности и предназначенный для применения в основном в компенсированных сетях среднего напряжения. Принцип действия устройства основан на использовании соотношений ВГ в токах неповрежденного (i -го) и поврежденного (j -го) присоединений и напряжении нулевой последовательности, определяемых выражениями:

$$3i_{0_{e.z}i} = 3C_{0i} \frac{du_{0_{e.z}}}{dt} = 3C_{0i} \alpha_v v \omega U_{1m} \cos(v\omega t + \phi_v); \quad (4)$$

$$3i_{0_{e.z}j} = -3(C_{0\Sigma} - C_{0j}) \frac{du_{0_{e.z}}}{dt} = -3(C_{0\Sigma} - C_{0j}) \alpha_v v \omega U_{1m} \cos(v\omega t + \phi_v). \quad (5)$$

где $C_{0\Sigma}$ – суммарная емкость фазы сети на землю; C_{0i}, C_{0j} – емкости фаз на землю неповрежденного и поврежденного присоединений; v – номер гармоники; α_v – уровень v -й гармоники в токе ОЗЗ.

Из (4) и (5) можно видеть, что в неповрежденном присоединении формы тока $3i_{0_{e.z}}$ и производной напряжения нулевой последовательности

$3 \frac{du_{0_{e.z}}}{dt}$ всегда совпадают, а в поврежденном противоположны (рис. 2).

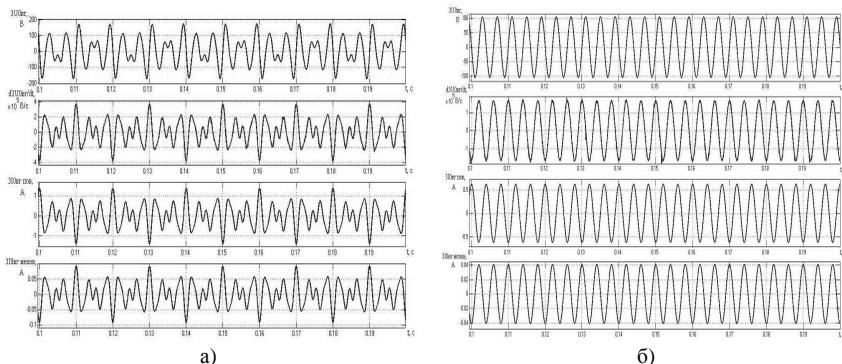


Рис. 2. Зависимости напряжений U_{i0} , производной du_0/dt и токов I_{i0} в поврежденном и неповрежденном присоединениях от времени для суммы ВГ (а) и для 5-й гармоники (б)

В [17] показано, что рассмотренные фазные соотношения между du_0/dt и токов I_{i0} в поврежденном и неповрежденном присоединениях в ограниченном частотном диапазоне (до нескольких килогерц) сохраняются и в переходных режимах ОЗЗ. Рассмотренные свойства фазных соотношений ВГ в установившемся режиме ОЗЗ и фазных соотношений электрических величин переходного процесса используются в комбинированном устройстве направленной защиты от ОЗЗ для компенсированных сетей 6 – 10 кВ типа «Спектр» [18], разработанном в ИГЭУ.

Эффективность функционирования комбинированных направленных устройств защиты от ОЗЗ не зависит от соотношений емкостных токов поврежденного и неповрежденных присоединений, а также от нестабильности спектра ВГ в установившихся режимах ОЗЗ и нестабильности переходных токов и напряжений, т.е. такие устройства по принципу действия адаптивны к изменениям значений входных информационных величин. Однако в настоящее время устройства по данному способу не выпускаются.

Задачи совершенствования защит на основе ВГ. Проведенный анализ известных принципов выполнения и исполнений защит от ОЗЗ на основе ВГ позволяет сформулировать следующие задачи исследований и разработок, направленных на повышение эффективности их функционирования:

1. Совершенствование методов расчета ВГ в токах нулевой последовательности при ОЗЗ для более точного обоснования требований к чувствительности защит от ОЗЗ на основе ВГ, совершенствования методики расчета их уставок и более точной оценки области применения наиболее распространенных токовых защит абсолютного замера ВГ.

2. Разработка адаптивных цифровых токовых защит абсолютного замера ВГ.

3. Совершенствование алгоритмов функционирования централизованных токовых защит относительного замера с использованием цифровой обработки и принципа параллельного сравнения значений входных величин.

4. Совершенствование алгоритмов функционирования комбинированных направленных защит, основанных на контроле фазных соотношений высших гармонических составляющих установившегося и переходного режима ОЗЗ.

Заключение

1. На основе сравнительного анализа известных принципов выполнения исполнений устройств защиты от ОЗЗ, основанных на использовании ВГ, показано, что в условиях нестабильности спектра ВГ фазных напряжений в компенсированных сетях 6 – 10 кВ высокое технической совершенство могут обеспечить только устройства защиты, селективность и устойчивость функционирования которых не зависит от состава и уровня отдельных гармонических составляющих (адаптивные к нестабильности спектра ВГ токов и напряжений нулевой последовательности). Таким свойством обладают, прежде всего, защиты относительного замера значений ВГ в токах $3I_0$ присоединений защищаемого объекта и направленные защиты, основанные на контроле фазных соотношений ВГ тока и производной напряжения нулевой последовательности. В принципе возможно также создание адаптивных защит абсолютного замера ВГ.

2. Сформулированы основные задачи исследований и разработок, направленных на повышение эффективности функционирования защит на основе ВГ.

Библиографический список

1. Федосеев, А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. Защита электрических сетей / А.М. Федосеев. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
2. Шуин, В.А. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6 – 10 кВ / В.А. Шуин, А.В. Гусенков. – М.: НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик», 2001.
3. Шабад, М.А. Защита от однофазных замыканий на землю в сетях 6 – 35 кВ: учеб. пособие / М.А. Шабад. – СПб.: ПЭИПК, 2005.
4. Кискачи, В.М. Устройства сигнализации замыканий на землю в кабельных сетях 6 – 10 кВ / В.М. Кискачи, Ю.Г. Назаров. – В кн.: Сигнализация замыканий на землю в компенсированных сетях / под ред. В.И. Иоэльсона. – М.: Госэнергоиздат. – 1962. – С. 39 – 66.
5. Устройства сигнализации замыканий на землю в кабельных сетях 6 – 10 кВ / В.М. Кискачи [и др.] // Электрические станции. – 1972. – № 4. – С. 69 – 72.
6. Борухман, В.А. Об эксплуатации селективных защит от замыканий на землю в сетях 6 – 10 кВ и мероприятиях по их совершенствованию / В.А. Борухман // Энергетик. – 2000. – № 1. – С. 20 – 22.
7. Жежеленко, И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий / И.В. Жежеленко. – М.: Энергия, 1974.

8. **Чувствительность** сигнализации замыканий на землю с использованием высших гармоник в сетях промышленных предприятий / И.В. Жежеленко, О.Б. Толпыго // Электричество. – 1969. – № 10. – С. 32 – 39.

9. **Кискачи, В.М.** Расчет минимального уровня высших гармоник при однофазных замыканиях на землю в сетях с изолированной и компенсированной нейтралью / В.М. Кискачи // Тр. ВНИИЭ. – Вып. 26. Работы в области релейной защиты и автоматики. – М.: Энергия, 1966. – С. 89 – 105.

10. **Кискачи, В.М.** Условия селективной работы сигнализации однофазных замыканий с использованием высших гармоник тока нулевой последовательности / В.М. Кискачи // Тр. ВНИИЭ. – Вып. 26. Работы в области релейной защиты и автоматики. – М.: Энергия, 1966. – С. 80 – 88.

11. **Шагурина, Е.С.** Повышение эффективности функционирования в переходных режимах устройств релейной защиты на основе высших гармоник: дис. канд. техн. наук / Е.С. Шагурина. – Иваново, 2012.

12. **Шуин, В.А.** Влияние переходных процессов при замыканиях на землю в электроустановках среднего напряжения на функционирование защит от замыканий на землю на основе высших гармоник / В.А. Шуин, Е.С. Шагурина, О.А. Добрягина // Релейная защита и автоматизация. Научно-практическое издание. – 2012. – № 02 (07). – С. 26 – 30.

13. **Гельфанд, Я.С.** Релейная защита распределительных сетей / Я.С. Гельфанд. – М.: Энергия, 1975.

14. **Добрягина, О.А.** Исследование и разработка методов и средств повышения динамической устойчивости функционирования токовых защит от замыканий на землю в сетях 6 – 10 кВ: дис. канд. техн. наук / О.А. Добрягина. – Иваново, 2012.

15. **А.С. 221121, СССР, МКИ Н02Н 3/16.** Способ защиты от однофазных замыканий на землю в сетях с изолированной и компенсированной нейтралью / В.М. Кискачи. Опубл. в Б.И., 1968, № 21.

16. **А.С. № 299908, СССР, МКИ Н02Н 3/16.** Способ направленной защиты от однофазных замыканий на землю / В.М. Кискачи. – Опубл. 26.03.71. – Бюл. № 12.

17. **Шуин, В.А.** Теория и практическая реализация защит от однофазных замыканий на землю, основанных на использовании переходных процессов, в электрических сетях 3 – 35 кВ: дис. докт. техн. наук / В.А. Шуин. – М., 1994.

18. **Шуин, В.А.** Устройство типа «Спектр» для селективной защиты от однофазных замыканий на землю в кабельных сетях 6 – 10 кВ / В.А. Шуин, А.В. Гусенков, А.Ю. Мурзин // Тр. ИГЭУ. – 1997. – Вып. 2. – С. 200 – 203.

*Г.А. Филатова, маг.; рук. В.Д. Лебедев, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СПОСОБОВ ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ТОКА НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ

Ведение. Работы в области создания цифровых подстанций, сетей SMART GRID, реализации протокола МЭК 61850-9-2 не только предъявляют все более высокие требования к первичным преобразователям тока

(трансформаторам тока), но открывают возможности использования принципов измерений не получивших широкого распространения до настоящего времени в большой энергетике

Несмотря на столетний опыт в области создания и эксплуатации электромагнитных трансформаторов тока, и учитывая то, что они являются основными первичными преобразователями для целей релейной защиты и автоматики, полностью устранить недостатки присущие к трансформаторам не удалось [4].

В настоящее время активно рекламируются оптические трансформаторы тока на эффекте Фарадея. Несмотря на то, что разработки по созданию оптических трансформаторов ведутся более 40 лет, первые промышленные образцы появившиеся в последние годы слишком дороги и могут найти применение на высоком и сверхвысоком напряжении (220 кВ и более).

Расположение микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики в непосредственной близости с измерительными преобразователями, а также создание электронных трансформаторов открывает возможности использования первичных преобразователей на других физических принципах используются преобразователи на основе поясов Роговского.

Практический интерес также представляет измерительное преобразование тока на основе гальваномагнитных эффектов. К гальваномагнитным преобразователям относятся датчики Холла, магниторезисторы, магнитодиоды и магнитотранзисторы. Наибольшие перспективы для измерения токов для целей релейной защиты имеют магнитотранзисторы, обладающие линейностью, температурной стабильностью широким частотным диапазоном.

Таким образом, **актуальность** этой темы обусловлена тем, что появляется возможность выявить наиболее перспективные виды первичных преобразователей измерения тока, а также определить для них наиболее подходящую для них область применения.

Главной **целью** данной статьи является анализ и определения перспектив развития принципов измерения, еще не получивших развития в современной энергетике.

Традиционные трансформаторы тока. Традиционные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН) применяются в энергетике на всех напряжениях от 6 кВ до 1150 кВ и обеспечивают на станциях и подстанциях информацией о первичном токе и первичном напряжении все системы управления и учета электроэнергии, такие как системы измерения, АСКУЭ, РЗА, ПА и диспетчеризации [1].

Достоинства высоковольтных трансформаторов тока:

1. Высокий класс точности – 0,2 – 0,5 %. В лабораторных ТТ, где нет высоковольтной изоляции, достигим класс точности 0,1 % и выше.

2. Простота и надежность ТТ в сетях 6 – 10 – 35 кВ.

3. Температурная стабильность характеристик ТТ.

Недостатки:

1. Насыщение магнитопровода электромагнитного ТТ апериодической составляющей тока короткого замыкания (КЗ) и отсутствие передачи информации о первичном токе в первые периоды аварийного переходного процесса.

2. Высокая аварийность из-за проблем с изоляцией.

3. Взрыво- и пожароопасность трансформаторов (взрывоопасность в элегазовых ТТ).

Решение. Можно предполагать, что и после промышленного освоения ТТ, использующих другие принципы, электромагнитные ТТ, предназначенные для работы в переходных режимах, будут иметь свои предпочтительные области применения, определяемые некоторыми их качествами (простотой, высокой надежностью, большой отдаваемой мощностью).

Методы улучшения работы электромагнитных ТТ в переходных режимах можно несколько условно разделить на четыре группы, в основу которых положены следующие способы ограничения погрешностей:

1) создание путей для апериодической составляющей первичного тока помимо ветви намагничивания ТТ;

2) увеличение магнитной проницаемости магнитопровода в режиме насыщения;

3) устранение или снижение остаточной индукции в магнитопроводе;

4) ограничение максимальной рабочей индукции в магнитопроводе ТТ и уменьшение магнитной проницаемости [2].

Оптические трансформаторы тока. Преимущества оптических трансформаторов по сравнению с традиционными измерительными трансформаторами:

1. Естественная гальваническая развязка первичных и вторичных цепей (чувствительный элемент – оптическое волокно – является диэлектриком).

2. Отсутствие выноса потенциала с ОРУ (повышение безопасности и электромагнитной совместимости).

3. Снижение эксплуатационных затрат (?).

4. Измерительные волоконно-оптические трансформаторы тока и напряжения не требуют замены/контроля масла или элегаза, регулярного ремонта или проверки, а лишь поверки прибора и его выходных характеристик раз в 6 лет (затраты не превышают 2 % от стоимости прибора за все время эксплуатации);

5. Улучшенные массогабаритные показатели (от 15 кг.) значительно меньше, чем у традиционных трансформаторов (от 100 кг).

Технические преимущества:

1. Волоконно-оптические датчики позволяют измерять как переменный, так и постоянный ток в широком диапазоне нагрузок и частот.

2. Волоконно-оптический трансформатор тока (ВОТТ) имеет аналоговый и цифровой выходы, а поэтому совместим как с существующими вторичными цепями, так и с перспективными информационными системами на базе протокола 61850-9-2.

3. Высокая точность контроля и учета электроэнергии (превосходит класс точности 0,2S и 0,2).

Отметим также высокую энергобезопасность и энергоэффективность ВОТТ.

Однако данный принцип измерения не лишен недостатков. Сам по себе эффект Фарадея является косвенным, так как не проявляется в вакууме и зависит от свойств среды, что приводит к погрешности обусловленной изменением температуры, механических напряжений и вибрации оптического волокна. Следует отметить, что на текущий момент практически отсутствует опыт эксплуатации таких преобразователей.

Преобразователи на основе поясов Роговского. Их основные преимущества заключаются в следующем:

1. высокая точность измерения (погрешность не более 0,1 %);
2. широкий диапазон измерений (от нескольких ампер до сотен килоампер) и измерение тока с большой апериодической составляющей (ввиду отсутствия насыщающегося сердечника);
3. широкий частотный диапазон до 1 МГц и более;
4. незначительные габаритные размеры, что позволяет интегрировать катушки, например, в коммутационное оборудование и малогабаритные распределительные устройства;
5. гальваническая развязка с первичной цепью, что исключает образование опасного для жизни уровня напряжения на вторичных выводах;
6. отсутствие необходимости выполнения поверки;
7. отсутствие необходимости обеспечения оперативным питанием и низкая стоимость.

Магнитотранзисторы. Для измерения токов в настоящее время широкое распространение получили датчики Холла, используемые в измерительных токовых преобразователях применяемых в схемах управления электродвигателями. Чаще всего на датчиках Холла создаются преобразователи тока компенсационного типа, когда датчик Холла в качестве нуль-индикатора устанавливается в зазоре магнитопровода с компенсационной обмоткой. Главным **недостатком** такого решения является сложность реализации измерения больших токов короткого замыкания, обеспечивая большой ток в компенсирующей обмотке.

Магниторезисторы и магнитодиоды не нашли широкого применения для измерения токов, так как первые реагируют на модуль магнитного поля, а вторые имеют нелинейности существенно ограничивающие область применения.

Большие перспективы для измерения токов для целей релейной защиты имеют магнитотранзисторы.

Для измерений токов важно использовать транзисторы с высокой линейностью, малым уровнем шумов, низким температурным дрейфом. В настоящее время имеются разработки транзисторов, обладающие указанными качествами достаточные для измерения токов с точностью 0,5 – 5 % при использовании несложной схемы стабилизации режима, в широком температурном диапазоне эксплуатации магнитотранзисторов.

При организации измерения токов по магнитному полю с помощью магнитотранзисторов важно соблюдать условия, чтобы магнитные поля соседних токопроводов не влияли на точность измерений. Для исключения влияния соседних токов лучше всего использовать магнитотранзисторы, установленные в кольцо вокруг провода с током. Таким образом всегда можно обеспечить измерение тока с заданной методической погрешностью используя конечное число магнитотранзисторов.

Выводы. В результате проведенного анализа установлено следующее:

1. Наиболее распространенным средством измерения силы тока в системах электроснабжения является трансформатор тока. Он способен работать в широком диапазоне температур и номинальных токов, обладает достаточной для практики точностью и может применяться в широком диапазоне номинальных напряжений. Трансформатор тока обеспечивает гальваническую развязку вторичных цепей. Основным недостатком данного датчика заключается в том, что размыкание вторичной измерительной обмотки не допускается, т.к. это приводит к аварийной ситуации, обусловленной высоким перенапряжением и нагревом.

2. Для целей измерения тока в низковольтных цепях постоянного и переменного тока широко используется резистивный датчик тока. Данный датчик является самым простым в исполнении и обладает высокой точностью измерения, однако главный недостаток состоит в наличии гальванической связи с измерительными цепями, что ограничивает область их применения.

3. Из проведенного анализа следует, что в последнее время для измерения постоянного и переменного тока находят наиболее частое применение датчики тока на эффекте Холла. Основными недостатками данного датчика является зависимость показаний от температуры, невысокий, по сравнению с трансформатором тока, диапазон номинальных напряжений.

4. Для измерения сверхбольших токов при высоких напряжениях в последнее время все чаще применяются оптоволоконные датчики тока.

Библиографический список

1. Гречухин, В.Н. Электронные трансформаторы тока и напряжения. Состояние, перспективы развития и внедрения на ОРУ 110 – 750 кВ / В.Н. Гречухин // Вестник ИГЭУ. – 2006. – № 4.
2. Трансформаторы тока / В.В. Афанасьев [и др.] – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1989.
3. <http://electriku.ru/elektromagnitnye-transformatory-toka-dlya-izmereniya-tokov-pervichnoj-serii-v-perexodnyx-rezhimakh>.
4. <http://xn--61850-txen01.xn--p1ai/page/4>.

*Е.А. Мурзина, маг.; рук. В.А. Шуин, д.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)*

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ АНАЛИТИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ УРАВНЕНИЙ ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА ПРИ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ 6 – 10 кВ

Введение. Необходимость в анализе переходных процессов при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ) в электрических сетях 6 – 10 кВ возникает при решении задач, связанных с оценкой параметров и соотношений переходных токов и напряжений, используемых для действия защит от данного вида повреждений, реагирующих на переходный процесс; исследованием влияния переходных процессов на устойчивость функционирования защит от ОЗЗ, основанных на использовании различных составляющих тока и напряжения нулевой последовательности установившегося режима (промышленной частоты, высших гармоник, «наложенных» токов»); определением места повреждения на ЛЭП; исследованием перенапряжений в сетях 6 – 10 кВ; определением эффективного (среднеквадратичного) значения тока в месте повреждения; оценкой термической стойкости ограничителей перенапряжений при дугowych перемежающихся ОЗЗ и др.

В настоящее время наилучшим методом исследования электромагнитных переходных процессов при ОЗЗ в сетях 6 – 10 кВ представляется сочетание аналитических методов решения рассматриваемой задачи на основе упрощенных моделей (схем замещения) электрической сети и имитационного моделирования на ЭВМ с применением более точных, и

соответственно, более сложных моделей сети и ее элементов. Поэтому развитие аналитических методов решения указанной задачи, определение условий и области их применимости представляет актуальную задачу.

Классификация известных аналитических решений. Аналитическое решение уравнений переходного процесса при ОЗЗ можно получить только для упрощенной схемы замещения электрической сети среднего напряжения. В переходном процессе при ОЗЗ условно выделяют две стадии – разрядную и зарядную, связанные с разрядом и зарядом [1, 2], которым соответствуют две основные частотные составляющие:

- разрядная (волновая, высокочастотная), связанная с разрядом емкостей поврежденной фазы сети.

- зарядная (подзарядная, среднечастотная), связанная с дополнительным зарядом емкостей неповрежденных фаз.

С учетом этого все схемы замещения можно разделить на 2 группы:

- схемы, учитывающие наличие в переходных токах и напряжениях двух частотных составляющих – разрядной и зарядной (такие схемы замещения могут быть названы двухчастотными);

- схемы, учитывающие наличие в переходных токах и напряжениях одной, как правило, зарядной частотной составляющих (одночастотная схема замещения).

В некоторых случаях применяются схемы замещения, учитывающие многочастотный характер разрядной стадии переходного процесса при ОЗЗ, в частности, 3-х частотная схема [3].

Результаты исследований переходных процессов на математических моделях кабельных сетей 6 – 10 кВ. В целях обоснования допустимых упрощений расчетных схем замещения, используемых для получения аналитических решений, и методики определения параметров их элементов, были проведены исследования переходных процессов при ОЗЗ на математических моделях кабельных сетей 6 – 10 кВ, учитывающих реальную их конфигурацию, распределенный характер параметров линий. В качестве объекта исследования были выбраны кабельные сети систем 6 – 10 кВ промышленного электроснабжения, имеющие наиболее сложную и разветвленную конфигурацию (рис. 1).

Схема учитывает наличие различных основных объектов кабельных сетей 6 – 10 кВ (ЦП, РП и ТП), питающих и распределительных линий и их реальные параметры. Средние значения параметров линий и диапазон их изменения были определены на основе статистического анализа данных по кабельным сетям 6 – 10 кВ систем электроснабжения предприятий различных отраслей промышленности (металлургической, целлюлозно-бумажной, нефтеперерабатывающей и др.). На рис. 2 приведена математическая модель в системе моделирования MATLAB для исследо-

вания переходных процессов при ОЗЗ. Модель включает две идентичные модели кабельной сети по рис. 1 и измерительные средства для сравнения переходных процессов в каждой из моделей. Использование двух моделей позволяет просто исследовать влияние различных факторов на переходные токи и напряжения при ОЗЗ, например, отключение отдельных элементов, изменение параметров линий, источника питания и др., реализуемых моделью 2.

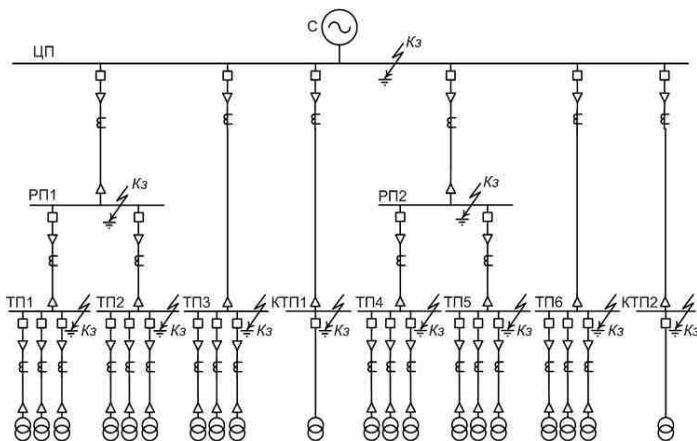


Рис. 1. Кабельная сеть системы 6 – 10 кВ промышленного электроснабжения

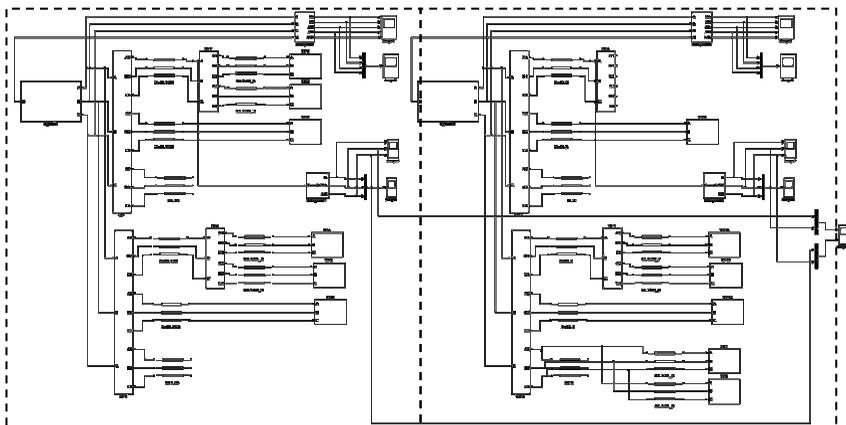


Рис. 2. Математическая модель в системе моделирования MATLAB для исследования переходных процессов при ОЗЗ

Основные результаты исследований переходных процессов при ОЗЗ на математической модели кабельных сетей. Анализ результатов вычислительных экспериментов показал, что разрядная составляющая переходного тока в реальных сетях имеет всегда многочастотный характер, однако в ней доминирует одна основная частотная составляющая (например, рис. 3). В реальных устройствах защиты от ОЗЗ, основанных на использовании переходных процессов, обычно используется спектр частот до 3 – 4 кГц [4]. Составляющие с частотами более 3 – 5 кГц не оказывает также существенного влияния на функционирование устройств защит, основанных на использовании различных составляющих установившегося тока ОЗЗ (промышленной частоты, высших гармоник, «наложенных» токов). Поэтому при решении задач, связанных с динамическими режимами функционирования устройств защиты от ОЗЗ, можно ограничиться учетом диапазона частот примерно до 5 кГц, а составляющие с большими частотами пренебречь. Зарядная составляющая переходных токов и напряжениях содержит одну частотную составляющую. Поэтому при аналитическом расчете переходных токов должна применяться двухчастотная схема замещения.

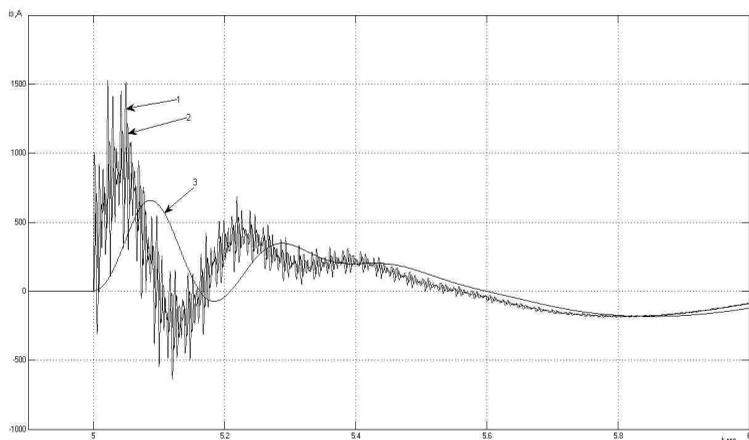


Рис. 3. Расчетные оциллограммы переходного тока в месте повреждения при ОЗЗ в промежуточной точке сети (на шинах ТП): 1 – ток в месте ОЗЗ (исходный сигнал); 2 – сигнал переходного тока, пропущенный через ФНЧ с частотой среза 100 кГц; 3 – то же самое при частоте среза ФНЧ 5 кГц

В переходных напряжениях влияние разрядной составляющей практически не заметно (рис. 4). Поэтому при аналитическом расчете переходных напряжений допустимо применять одночастотные схемы замещения.

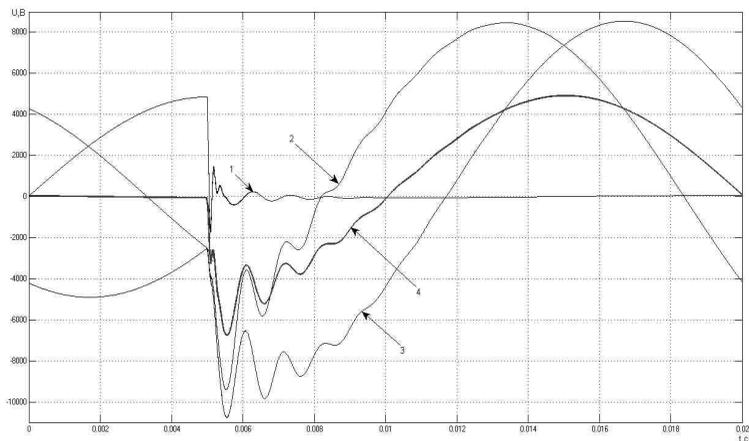


Рис. 4. Расчетные осциллограммы переходных напряжений на шинах ЦП при ОЗЗ в промежуточной точке сети (на шинах ТП): 1 – напряжение поврежденной фазы «А»; 2 – напряжение в нейтрали; 3, 4 – напряжения неповрежденных фаз «В» и «С» соответственно

Сравнительный анализ известных аналитических решений уравнений переходного процесса при ОЗЗ в кабельных сетях 6 – 10 кВ. Лихачев Ф.А., Беляков Н.Н., Сирота И.М., Цапенко Е.Ф., Шуляк В.Г. в своих работах использовали одночастотную схему замещения, так как считали, что процессы разряда протекают мгновенно, и учитывали только зарядную составляющую. К тому же осциллограммы снимались светолучевыми осциллографами, и разрядные составляющие им не видны. Шуин В.А. в своих работах [5] сделал первую попытку учесть одновременно обе стадии переходного процесса. Обоснованная схема замещения результатами исследований, выполненными на физической модели, анализаторе волновых и переходных процессов Дрезденского Технического Университета. Качесов В.Е. применил схему замещения, учитывающую многочастотный характер разрядной стадии переходного процесса при ОЗЗ, то есть трехчастотную схему замещения.

Заключение

1. На основе исследований переходных процессов при ОЗЗ на моделях, учитывающих реальную конфигурацию кабельных сетей 6 – 10 кВ и распределенный характер параметров линий, показано, что разрядная составляющая переходного тока из-за влияния емкостей элементов, расположенных за местом пробоя изоляции, имеет явно выраженный многочастотный характер, однако влиянием обусловленных указанными емко-

стями дополнительных высокочастотных разрядных составляющих при решении большинства практических задач можно пренебречь.

2. Двухчастотная схема замещения сети 6 – 10 кВ, предложенная в [5], позволяет обеспечить достаточную точность расчетов только при ОЗЗ в конце линии.

3. Для повышения точности расчетов определение основной разрядной и зарядной составляющих должно производиться по двухчастотным схемам замещения с различными параметрами элементов.

Библиографический список

1. **Каганов, З.Г.** Волновые напряжения в электрических машинах / З.Г. Калганов. – М.: Энергия, 1970.

2. **Попов, И.Н.** О принципе выполнения защит от замыканий на землю, основанный на использовании переходных процессов / И.Н. Попов // Электричество. – 1962. – № 2. – С. 14 – 19.

3. **Качесов, В.Е.** Метод определения зоны однофазного замыкания в распределительных сетях под рабочим напряжением / В.Е. Качесов // Электричество. – 2005. – № 6 – С. 9 – 19.

4. **Спектральные** характеристики тока переходного процесса при однофазных замыканиях на землю в кабельных сетях 6 – 10 кВ / В.А. Шуин, О.А. Сарбеева, Е.С. Чугрова // Повышение эффективности работы энергосистем: тр. ИГЭУ. – Вып. IX. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – С. 313 – 324.

5. **Шуин, В.А.** Начальные фазовые соотношения электрических величин переходного процесса при замыканиях на землю в кабельных сетях 6 – 10 кВ / В.А. Шуин // Электричество. – 1991. – № 10. – С. 58 – 61.

*Р.В. Твердов, студ.; рук. О.В. Фролова, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЦИФРОВОГО УСТРОЙСТВА БЛОКИРОВКИ ПРИ КАЧАНИЯХ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА МАТЛАВ

Основные принципы выполнения устройств блокировки дистанционных защит при качаниях. Режимы качания и асинхронного хода в электроэнергетических системах (ЭЭС) характеризуются возможностью нахождения входного сопротивления дистанционной защиты (ДЗ) в областях комплексной плоскости сопротивлений, расположенных внутри характеристик срабатывания дистанционного органа (ДО), что приводит к ложным срабатываниям ДЗ и, как следствие, нарушению энергоснабжения при отсутствии повреждений в ЭЭС. Для исключения неправильных действий ДЗ в указанных случаях необходимы дополнительные

устройства или схемные решения, позволяющие различить режимы качаний (асинхронного хода) и различные виды коротких замыканий (КЗ), даже в случаях, когда сопротивления на входах ДО в этих режимах одинаковы.

Имеются два основных критерия, по которым можно различить режимы качаний и КЗ:

- появление при КЗ несимметрии трехфазной системы токов или напряжений (хотя бы кратковременной при трехфазных КЗ) и отсутствие несимметрии (или малые ее значения) в режимах качаний;

- наличие существенных изменений (приращений) электрических величин (фазных, линейных, симметричных составляющих) за малые промежутки времени при КЗ и незначительные изменения этих же величин за такие же малые промежутки времени при качаниях, что обусловлено плавными изменениями величин при качаниях в ЭЭС по сравнению с изменениями при КЗ.

По принципам выполнения и реагирования на указанные факторы УБК можно разделить на две группы:

Группа I – устройства, содержащие пусковой орган (ПО) и обеспечивающие пуск ДЗ при КЗ на время, достаточное для ее срабатывания, с последующим выводом ДЗ из действия. При этом уставки ПО выбираются для обеспечения несрабатывания в режимах качаний.

Группа II – устройства, обеспечивающие нахождение ДЗ в состоянии готовности к срабатыванию и блокирующие ДЗ в условиях возникновения качаний и асинхронного хода путем фиксации медленного изменения контролируемого параметра (в основном сопротивления).

При создании модели в программном комплексе MATLAB был выбран принцип устройства блокирования при качаниях на основе контроля скорости изменения сопротивления ($\ll \Delta Z / \Delta t \gg$).

Принцип действия блокировки основан на том, что в случае возникновения КЗ полное сопротивление изменяется скачкообразно от положения вектора сопротивления рабочего режима до положения вектора сопротивления короткозамкнутой цепи, находящегося внутри области срабатывания ДО. И, наоборот, в случае возникновения качаний в ЭЭС, вектор полного сопротивления на входе ДЗ постепенно изменяет свое положение. Скорость его изменения соответствует частоте качаний мощности в системе. Измеряя $\ll \Delta Z / \Delta t \gg$ и сравнивая их с пороговыми значениями, можно определить режим в системе: КЗ или качания.

При реализации данного принципа возникают следующие трудности:

- сложность реализации дополнительных характеристик, охватывающих на определенных расстояниях основные характеристики;
- меньшая степень отстройки от нагрузочных режимов или загромождение ДО в результате того, что отстройка от нагрузочных режимов оп-

ределяется внешней характеристикой 2, а чувствительность к повреждениям – основной характеристикой 1 (рис. 1);

- необходимость обеспечения определенного расстояния между внутренней и внешней характеристиками и достаточного быстродействия ДО, так как в противном случае качания с малыми периодами будут восприниматься как КЗ, что вызывает излишние срабатывания ДО.

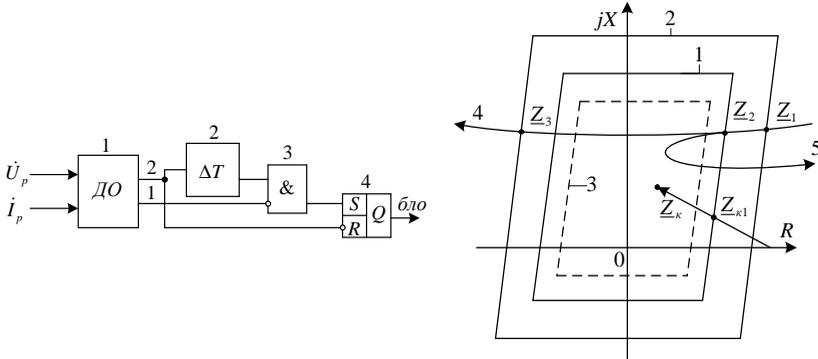


Рис. 1. Принцип выполнения устройства блокировки при качаниях (УБК) на основе фиксации скорости изменения сопротивления на входе дистанционного органа

Чем больше разность частот $\Delta f = f_1 - f_2$ эквивалентных систем (рис. 2), тем больше скорость изменения вектора $\underline{Z}(t)$ при качаниях и тем больше должна быть уставка контроля УБК по скорости качаний $V = |\Delta Z|/\Delta t$, где ΔZ – модуль расстояния между точками \underline{Z}_1 и \underline{Z}_2 прохождения характеристик 1 и 2 (рис. 3), Δt – уставка по времени элемента, фиксирующего разновременность прохождения характеристик при качаниях.

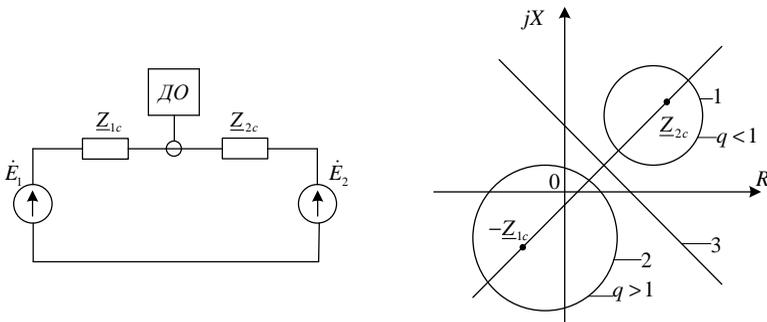


Рис. 2. Эквивалентная схема и траектории изменения Z при качаниях

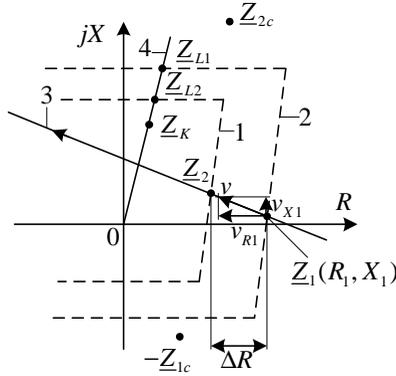


Рис. 3. Оценка предельной скорости качаний

$$q = \frac{E_2}{E_1} = qe^{j\varphi}; \quad (1)$$

$$\varphi = \arg E_2 - \arg E_1; \quad (2)$$

$$\Delta f = f_1 - f_2. \quad (3)$$

Скорость движения вектора сопротивления максимальна в случае прямолинейной траектории ($q = 1$), соответствующей дуге окружности бесконечного радиуса.

$$\left. \begin{aligned} V_R &= \frac{dR}{dt} = -\frac{X_\Sigma}{2} \cdot \frac{\pi \Delta f}{\sin^2 \pi \Delta f t} \\ V_X &= \frac{dX}{dt} = \frac{R_\Sigma}{2} \cdot \frac{\pi \Delta f}{\sin^2 \pi \Delta f t} \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

$$\underline{V} = \frac{dZ}{dt} = j \frac{Z_\Sigma}{2} \pi \Delta f \left[\frac{4(R_a - R_1)^2}{X_\Sigma^2} + 1 \right] = j \frac{Z_\Sigma}{2} \pi \Delta f \left[\frac{4(X_a - X_1)^2}{R_\Sigma^2} + 1 \right]. \quad (5)$$

Предельная разность частот, при которой качания выявляются:

$$f_{i \text{ д\ddot{a}ä}} = \frac{2V_{i \text{ д\ddot{a}ä}}}{\pi X_\Sigma \left[\frac{4(R_a - R_1)^2}{X_\Sigma^2} + 1 \right]}. \quad (6)$$

В качестве показателя, характеризующего быстродействие ДО, в мировой практике применяются так называемые SIR-характеристики, показывающие изменение времени срабатывания ДО t_{cp} в зависимости от двух параметров:

$$\alpha_K = \left| \frac{Z_K}{Z_L} \right|; \quad \alpha_C = \left| \frac{Z_C}{Z_L} \right|. \quad (7)$$

При заданных параметрах ЭС и характеристике ДО, выявляемое предельное значение разности частот эквивалентных генераторов прямо пропорционально предельной линейной скорости.

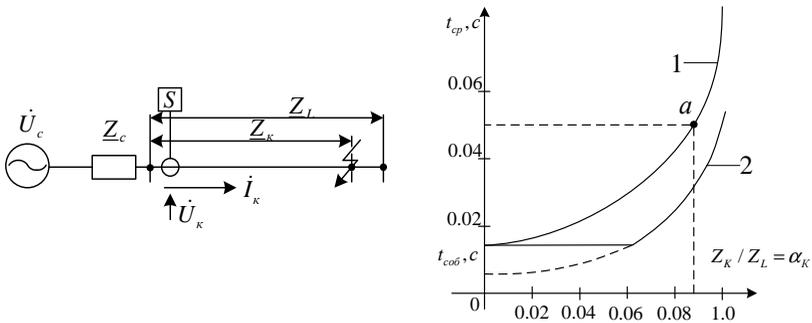


Рис. 4. Оценка быстродействия дистанционного органа

Увеличение ΔR ограничивается требованиями, связанными с отстройкой внешней характеристики от нагрузочных режимов и невозможностью сужения внутренней характеристики вследствие необходимости охвата повреждений через переходные сопротивления.

Уменьшение задержки Δt ограничивается возможным замедлением реакции на КЗ внутренней характеристики по сравнению с внешней характеристикой.

Разность времен реагирования Δt_{12} характеристик:

$$\Delta t_{12} = t_1 - t_2 = \tau \left(\ln \frac{Z_C}{Z_{L2} - Z_K} - \ln \frac{Z_C}{Z_{L1} - Z_K} \right) = \tau \left(\ln \frac{Z_{L1} - Z_K}{Z_{L2} - Z_K} \right). \quad (8)$$

Для того, чтобы при КЗ в точке Z_K короткое замыкание не воспринималось УБК как качания, должно выполняться условие $\Delta t > \Delta t_{12}$.

Реализация цифрового УБК на основе принципа « $\Delta Z / \Delta t$ » представлена на рис. 5.

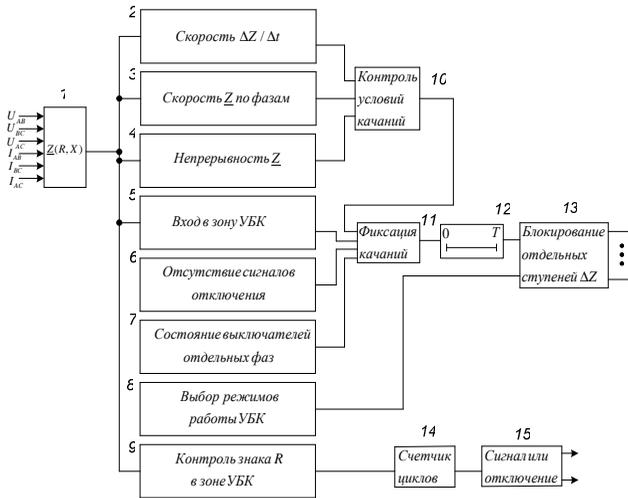


Рис. 5. Упрощенная структура УБК

Модель разработанной блокировки на основе вышеописанного метода представлена на рис. 6.

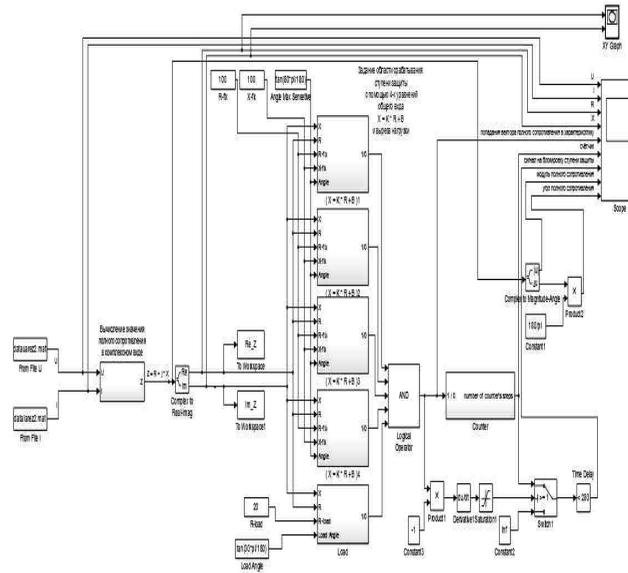


Рис. 6. Модель УБК в программном комплексе Matlab/Simulink

Отдельные модули разработанной модели УБК представлены более подробно на рис. 7 – 10.

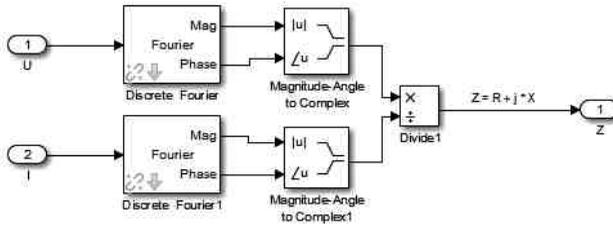


Рис. 7. Модуль вычисления комплексного сопротивления в комплексном виде

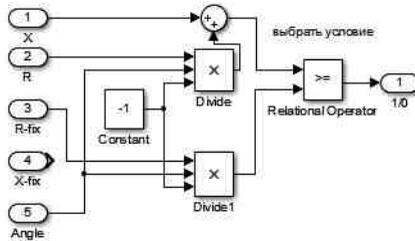


Рис. 8. Модуль задания полигональной характеристики срабатывания ступени

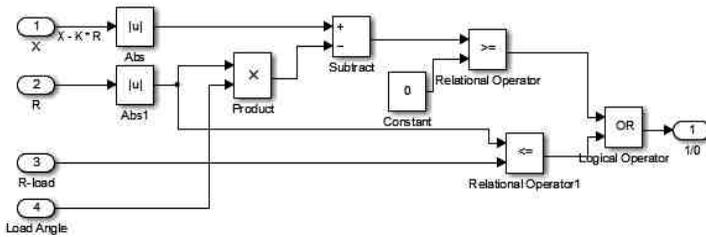


Рис. 9. Модуль задания угла нагрузки линии

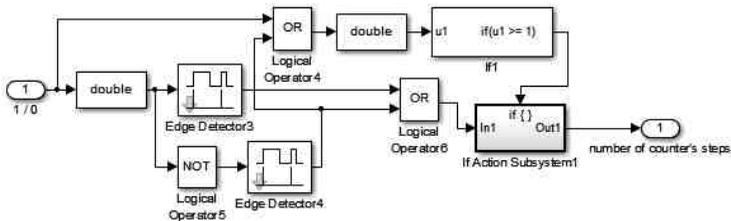


Рис. 10. Счетчик числа отсчетов, соответствующих времени нахождения вектора полного сопротивления внутри характеристики срабатывания

Для анализа функционирования блокировки была собрана модель электроэнергетической системы. Реализация модели в программном комплексе Matlab/Simulink представлена на рис. 11.

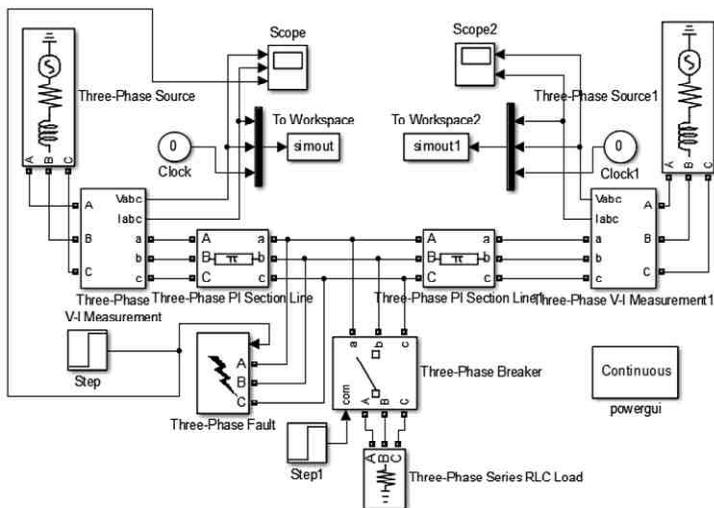


Рис. 11. Модель электроэнергетической системы

Управление системой и параметрами блокировки осуществляется из программного кода, созданного также на основе программных средств Matlab. Предусмотрена возможность просмотреть результаты работы блокировки с помощью осциллографа (элемент Scope в модели).

Особенность разработанной модели УБК в том, что токи и напряжения, с которыми работает блокировка дискретизированы с частотой 4000 Гц. При работе с таким сигналом возникают проблемы в вычислении комплекса полного сопротивления. В частности – значительные переходные процессы в дискретных фильтрах Фурье, преобразующих дискретный сигнал в последовательность данных – модулей и фаз токов и напряжений.

В связи с этим сигнал на выходе блока, вычисляющего полное сопротивление траекторию движения вектора полного сопротивления в комплексной плоскости, довольно сложно отследить.

Поэтому, одним из основных направлений дальнейшей работы с моделью блокировки является создание подходящего фильтра для вычисления модуля и фазы дискретизированного сигнала или же поиск других решений для вычисления вектора полного сопротивления.

Данная работа – первый этап в создании полноценного элемента блокировки для дистанционной защиты и дальнейшего её использования в качестве функциональной части на цифровой подстанции.

Библиографический список

1. Шнеерсон, Э.М. Цифровая релейная защита / Э.М. Шнеерсон. – М.: Высш. шк., 2007.
2. Программно-технический комплекс автоматизации электрической подстанции iSAS. Руководство по эксплуатации. – М.: ЛИСИС, 2012.

*А.А. Святлов, студ.; рук. Е.С. Шагурина, к.т.н.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ АНАЛИЗА РАБОТЫ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

В связи с тем, что в России более 70 % всего силового оборудования уже выработало отведенный срок эксплуатации, к устройствам релейной защиты и автоматики (УРЗА) предъявляются особые требования в плане надежности, селективности и быстродействия для предотвращения системных аварий и повышения качества электроснабжения.

Каждое срабатывание устройства РЗА подвергается глубокому анализу и выявлению причины срабатывания, что дает возможность:

1. Оценивать, соответствуют ли установленные устройства РЗА предъявляемым к ним требованиям надежности, пригодности и дальнейшего использования.

2. Выявлять и ликвидировать характерные причины отказов и неправильных срабатываний устройств, а также разрабатывать организационные и технические мероприятия по повышению эффективности их работы, предъявлять аргументированные и обоснованные претензии проектным, монтажным, наладочным организациям, фирмам и заводам, производящим УРЗА.

3. Выявлять и устранять недостатки выполнения и эксплуатации устройств и систем РЗА.

4. Определять эксплуатационные характеристики работы отдельных устройств РЗА (процент правильной/неправильной работы, успешность/неуспешность АПВ и АВР, периодичность срабатывания устройств РЗА и др.).

В ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» принимаются следующие возможные оценки срабатывания и несрабатывания устройств РЗА:

- правильное срабатывание (ПС);
- неправильное срабатывание:
- ложное срабатывание (НЛ);
- отказ срабатывания (НО);
- излишнее срабатывание (НИ);
- не выяснено (НВС).

ОАО «СО ЕЭС» был выпущен специальный стандарт «Методические указания по учету и оценке работы релейной защиты и автоматики единой энергетической системы России» [1], основными разделами которого являются: классификация устройств РЗА, система оценок функционирования РЗА, оценка срабатывания устройств РЗА. В документе все неправильные срабатывания УРЗА подразделены на 2 большие группы: произошедшие по организационным причинам и по техническим:

В настоящее время надежность УРЗА оценивается по нескольким параметрам:

1. Процент их правильной работы:

$$K_1 = \frac{n_{\text{ПС}}}{n_{\text{ПС}} + n_{\text{НИ}} + n_{\text{НЛ}} + n_{\text{НО}} + n_{\text{НВС}}} \times 100\% ,$$

где $n_{\text{ПС}}$ – число правильных срабатываний; $n_{\text{НИ}}$ – число излишних срабатываний; $n_{\text{НЛ}}$ – число ложных действий ; $n_{\text{НО}}$ – число отказов срабатывания; $n_{\text{НВС}}$ – число невыясненных срабатываний.

2. Эксплуатационная надежность срабатывания УРЗА:

$$K_2 = \frac{n_{\text{ПС}}}{n_{\text{ПС}} + n_{\text{НО}}} \times 100\% .$$

3. Надежность несрабатывания УРЗА:

$$K_3 = \frac{n_{\text{ПС}}}{n_{\text{ПС}} + n_{\text{НИ}} + n_{\text{НЛ}}} \times 100\% .$$

4. Обобщенный нормализованный показатель отказов

$$K_4 = \frac{n_{\text{О}} + n_{\text{НИ}} + n_{\text{НЛ}} + n_{\text{НО}} + n_{\text{ОП}}}{n_{\text{УСТРi}}} ,$$

где n_0 – отказы реле (функций), не связанные с неправильными действиями УРЗА, но требующие ремонта или замены вышедших из строя элементов, блоков и модулей или программного обеспечения реле; $n_{оп}$ – ошибки персонала, связанные с эксплуатацией, тестированием и программированием реле, влияющие на правильность действия этого реле, но выявленные до наступления неправильного действия релейной защиты; $n_{устр*i*}$ – количество реле(функций) i -го вида, находящихся в эксплуатации в рассматриваемый период времени.

5. Частота срабатываний УРЗ, ПА, УПАСК:

$$f_1 = \frac{n_{пс} + n_{ни} + n_{нл} + n_{но} + n_{нвс}}{n_{устр}}$$

где $n_{пс}$ – число правильных срабатываний; $n_{ни}$ – число излишних срабатываний; $n_{нл}$ – число ложных действий; $n_{но}$ – число отказов срабатывания, $n_{нвс}$ – число невыясненных срабатываний; $n_{устр}$ – суммарное количество устройств соответствующей группы учёта

6. Частота правильных срабатываний УРЗ, ПА, УПАСК:

$$f_2 = \frac{n_{пс}}{n_{устр}}$$

7. Частота неправильных срабатываний УРЗ, ПА, УПАСК:

$$f_3 = \frac{n_{ни} + n_{нл} + n_{но}}{n_{устр}}$$

Кроме этого, вышеперечисленные показатели можно рассчитать и для соответствующего аппаратного исполнения устройств.

8. Частота срабатываний устройств по аппаратному исполнению (ЭМ, МЭ, МП)

$$f_4 = \frac{n_{пс} + n_{ни} + n_{нл} + n_{но} + n_{нвс}}{n_{устр(ЭМ)}}$$

где $n_{пс}$ – число правильных срабатываний ЭМ (МЭ, МП) устройств; $n_{ни}$ – число излишних срабатываний ЭМ (МЭ, МП) устройств; $n_{нл}$ – число ложных срабатываний ЭМ (МЭ, МП) устройств; $n_{но}$ – число отказов срабатывания ЭМ (МЭ, МП) устройств; $n_{нвс}$ – число невыясненных срабатываний ЭМ (МЭ, МП) устройств;

9. Частота правильных срабатываний устройств по аппаратному исполнению (ЭМ, МЭ, МП)

$$f_5 = \frac{n_{\text{ПС}}}{n_{\text{УСТР(ЭМ)}}}$$

10. Частота неправильных срабатываний устройств ЭМ исполнения (МЭ, МП):

$$f_6 = \frac{n_{\text{НИ}} + n_{\text{НЛ}} + n_{\text{НО}}}{n_{\text{УСТР(ЭМ)}}}$$

Расчет отмеченных показателей позволяет своевременно ликвидировать недостатки выполнения и эксплуатации устройств РЗА, проверять их на соответствие предъявляемым требованиям, определять эксплуатационные характеристики работы отдельных устройств РЗА.

В настоящее время с использованием перечисленных параметров для повышения надежности УРЗА созданы специальные программные комплексы «ПК Анализ» и «ПО Ремонт», которые были успешно внедрены в подразделения ОАО «СО ЕЭС». Комплексы помогают вести подробный учет и анализ любого действия РЗА, а также планировать плано-предупредительные ремонты УРЗА.

Библиографический список

1. **Методические** указания по учету и оценке работы релейной защиты и автоматики единой энергетической системы России. Стандарт ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы». – М., 2011.

*А.А. Цепков, студ.; рук. Е.С. Шагурина, к.т.н.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

СРАВНЕНИЕ ПАРАМЕТРИРОВАНИЯ ТЕРМИНАЛОВ ФИРМЫ АВВ СЕРИИ 670 И SIEMENS СЕРИИ SIPROTEC 4

Программирование терминалов фирмы АВВ серии 670 осуществляется при помощи инструмента CAP 540(531) программного обеспечения (ПО) РСМ600. Одной из особенностей данного инструмента является то, что функции представляются в виде функциональных блоков (рис. 1).

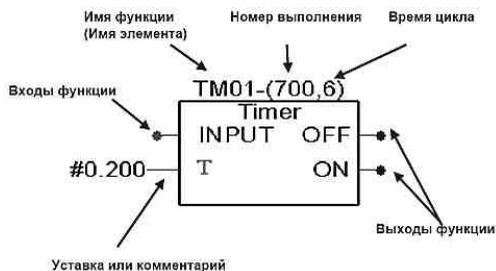


Рис. 1. Представление функциональных блоков (МЭК)

Эти блоки можно соединять между собой для обеспечения требуемой функциональности. Этот вид работ называется конфигурированием. Конфигурирование схоже с соединением между собой различных устройств при помощи проводов в один или несколько модулей. Рассмотрим пример конфигурирования команды на отключение катушки по параметрам тока и сопротивления. На рис. 2 показана функционально-структурная схема такого отключения.

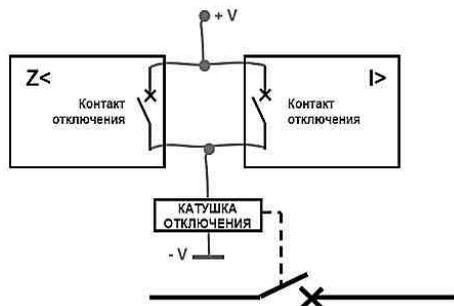


Рис. 2. Пример конфигурирования функций защиты

На рабочем поле программного обеспечения РСМ600 данная схема будет выглядеть, как показано на рис. 3.

Помимо изменения конфигурации, на рабочем поле можно менять уставки защит в соответствии с предъявляемыми к защитами требованиями селективности (рис. 4).

В свою очередь конфигурирование терминалов фирмы Siemens серии SIPROTEC 4 осуществляется с помощью программы DIGSI 4. Особенностью данного продукта является то, что для редактирования и конфигурирования функций и параметров устройства используется Матрица

устройства (а не блочная схема, как в терминалах фирмы АВВ) Матрица устройства – это универсальный инструмент для распределения и редактирования информации устройства SIPROTEC 4. Термин «информация» включает в себя число использующихся в DIGSI 4 логических функции, в дополнение к измеряемым величинам, счетно-импульсным величинам, сообщениям и командам программируемого устройства.

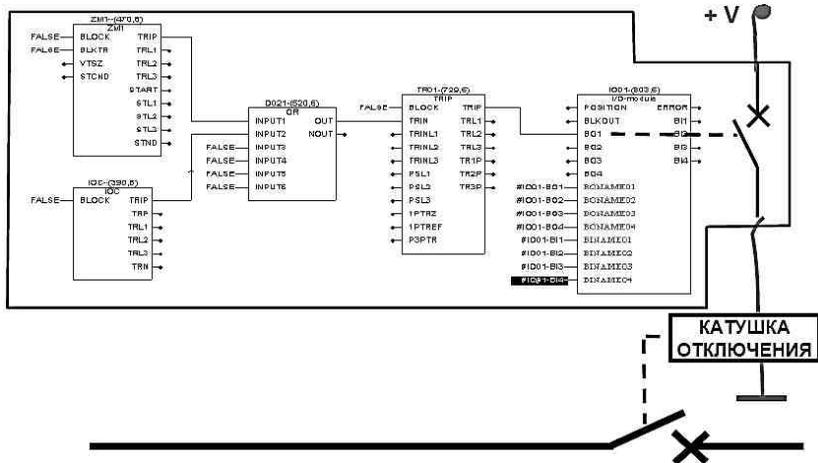


Рис. 3. Конфигурирование функций защиты на рабочем поле ПО PCM600

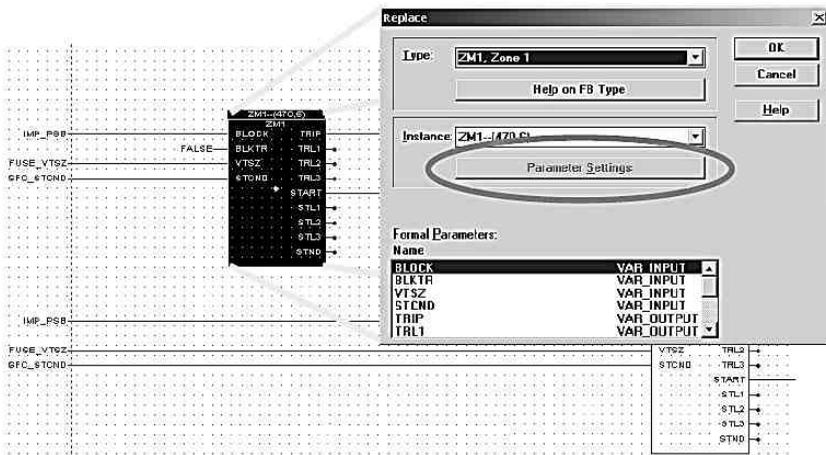


Рис. 4. Задание уставок защит на рабочем поле

Матрица устройства может использоваться для позиционирования информационных элементов на различные элементы устройства SIPROTEC 4, такие как дискретные входы, дискретные выходы, светодиоды, буферы, дисплеи, и т.д. Здесь также можно связать информационный элемент с источником и/или приемником. Ранжирование информационного элемента источнику означает, что событие вызывает эту информацию. Ранжирование информационного элемента приемнику означает, что этот информационный элемент передан или вызывает какую-либо реакцию. Проверки достоверности предотвращают бессмысленные ранжирования.

Информационные элементы имеют различные свойства, например размерность или число десятичных цифр в измеряемых величинах. Эти свойства информации выбираются в матрице устройства и редактируются с помощью диалоговых окон (рис. 5). Также матрица устройства осуществляет доступ к уставкам различных параметров функций.

	Информация				Источники											Цель													
	Номер	Текст дисплея	NC	Тип	Vx	Fx	S	L	Vy	СД														Буфер:	C	L			
										1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	ПР	ПЗ	ПА			
Device, General	00005	>Reset LED		SP																									
	00160	Alarm Sum Event		OUT																									
P.System Data 1																													
Osc. Fault Rec.																													
P.System Data 2	00379	>52a 3p Closed		SP																									
	00380	>52b 3p Open		SP																									
	00356	>Manual Close		SP																									
	00361	>FAIL Feeder VT		SP																									
	00410	>52a Bkr1 3p Cl		SP																									
	00411	>52b Bkr1 3p Op		SP																									
	00371	>Bkr1 Ready		SP																									
	00501	Relay PICKUP		OUT																									
	00503	Relay PICKUP SHA		OUT																									
	00504	Relay PICKUP ШБ		OUT																									
00505	Relay PICKUP ШС		OUT																										
00506	Relay PICKUP G		OUT																										
00511	Relay TRIP		OUT																										
21 Dis General	03720	21 PU reverse		OUT																									
	03823	21 TRIP3p. Z1sf		OUT																									
	03824	21 TRIP3p. Z1mf		OUT																									
	03825	21 TRIP3p. Z1Bsf		OUT																									
	03826	21 TRIP3p. Z1Bmf		OUT																									
	03817	21 TRIP 3p. Z2		OUT																									
	03818	21 TRIP 3p. Z3		OUT																									
	03821	21 TRIP 3p. Z4		OUT																									
	03822	21 TRIP 3p. Z5		OUT																									
	21 Dis.ZoneQuad																												
50(N)/51(N) O/C	07131	>50-STUB ENABLE		SP																									
Demand meter																													
Min/Max meter																													

Рис. 5. Частичное представление матрицы устройства

Устройства SIPROTEC имеют встроенный на материнской плате Программируемый логический контроллер (PLC), дающий возможность:

- изменять существующие блокирующие логические схемы, или создать новые;
- создавать групповые показания;
- получать новые переменные из измеренных значений и счетно-измеренных значений;
- создавать сообщения тревог и др.

Отображение данных возможностей осуществляется методом CFC (Непрерывная Функциональная Диаграмма). Каждая CFC диаграмма содержит не менее одной логической функции, которая связывает входные величины друг с другом и, путем этого соединения, получается результат (рис. 6).

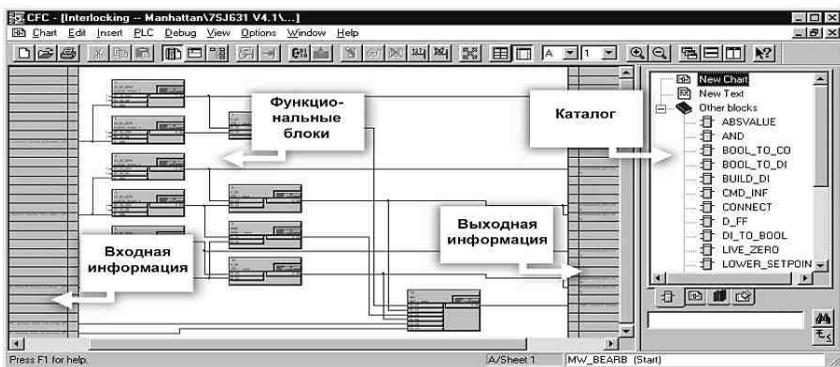


Рис. 6. Рабочее поле CFC

В центре листа находятся несколько функциональных блоков. Каждый блок имеет множество входов с левой стороны, которые можно частично параметризовать, а справа выходы. Входы и выходы функциональных блоков связаны визуально с помощью линий, которые символизируют логическое соединение сигналов. В правой части рабочего поля находятся все доступные функциональные блоки.

Сравнивая методы параметрирования можно заметить, что работа с SIPROTEC 4 также организована на базе функциональных блоков (CFC диаграмм), но работа с ними носит прикладной характер и является составной частью матрицы устройства. Терминалы фирмы ABB серии 670 программируются по блочному принципу на всем протяжении параметрирования и конфигурирования, что делает процесс более простым для понимания и восприятия, так как выстраивается по иерархическому принципу.

С.В. Малявин, студ.; рук. Д.И. Ганджаев, асс.
(ИГЭУ, г. Иваново)

РАЗРАБОТКА КОНФИГУРАЦИИ ПОПЕРЕЧНОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ НАПРАВЛЕННОЙ ЗАЩИТЫ ВЛ ДЛЯ МП ТЕРМИНАЛА P145 (Alstom)

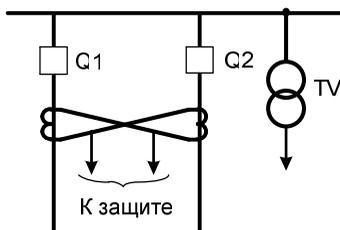


Рис. 1. Схема подключения ПДНЗ

Поперечная дифференциальная направленная защита (ПДНЗ) используется в качестве основной защиты для двух параллельных цепей, присоединяемых к шинам через отдельные выключатели. Выполнение защиты основывается на том, что токи в параллельных цепях при нормальной работе и внешних коротких замыканий (КЗ) бывают одинаковыми или не сильно отличающимися, а при воз-

никновении КЗ на одной из цепей становятся не одинаковыми. При повреждении на одной из цепей защита должна отключать только ее, оставляя в работе вторую цепь. Это достигается включением комплектов защиты на обеих сторонах цепей и использованием в них двух органов направления, включаемых на разность комплексов токов цепей I и II и на напряжение на шинах (рис. 1).

Вектор напряжения на шинах не зависит от того, на какой цепи происходит короткое замыкание; разность же токов цепей будет опережать вектор напряжения или отставать от него в зависимости от того, на какой цепи возникает КЗ. Поэтому органы направления мощности (ОНМ), включенные так, что бы срабатывать при направлении мощности КЗ в данной цепи от шин в линию, будут выбирать поврежденную цепь и обеспечивать ее отключение. Принцип действия поперечной дифференциальной направленной защиты подробно описан в [1].

Целью данной работы является проектирование поперечной дифференциальной направленной защиты параллельных ЛЭП на базе микропроцессорного терминала Alstom Mi COM P145. Необходимость установки такой дифференциальной защиты возникает при отсутствии на линии высокочастотного или оптоволоконного канала связи и необходимости уменьшения времени отключения коротких замыканий по условиям устойчивости электроэнергетической системы.

Алгоритм работы ПДНЗ на микропроцессорном (МП) терминале MiCOM P-145 выполняется в виде функциональной схемы на логических элементах.

Функциональная схема может быть условно разделена на четыре блока (рис. 2).

Первый блок служит для включения и отключения защиты в зависимости от состояния выключателей, в том числе и секционного, и подключения линий на одну или разные секции шин. Участок первого блока состоит из пяти логических элементов «и» на которые поступает информация о замкнутом или разомкнутом состоянии разъединителей, а так же о включенном или отключенном состоянии выключателей.

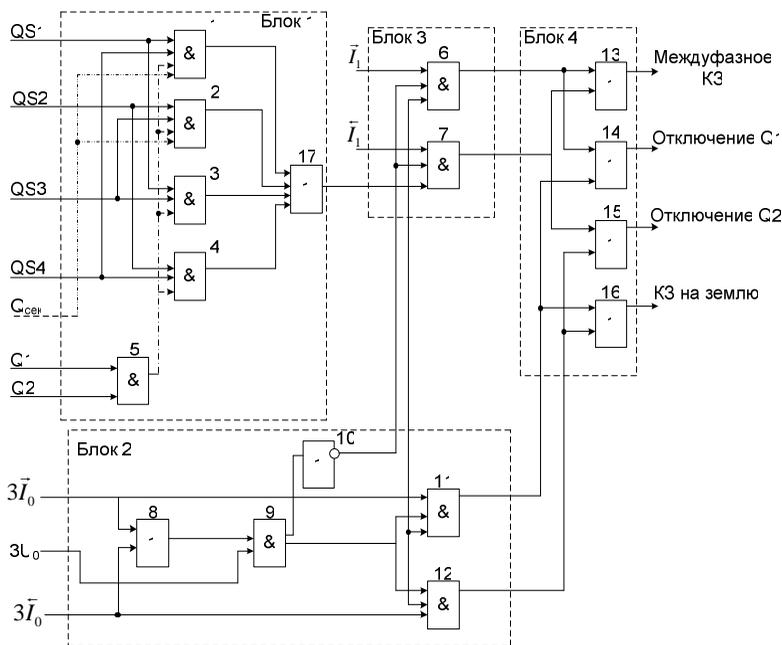


Рис. 2. Схема алгоритма ПДНЗ

Поперечная дифференциальная защита должна выводиться из работы при отключении шиносоединительного выключателя. Это необходимо в случае, когда параллельные линии присоединены к разным системам (секциям шин), для предотвращения неправильного действия защиты при внешних коротких замыканиях в режиме работы с отключенным секционным выключателем. Вывод защиты обеспечивается подачей «ну-

левого» сигнала на первый и второй логический элемент «и». Кроме сигнала от секционного выключателя на первый и второй элемент «и» подаются сигналы о состоянии разъединителей, которые показывают что линии работают на разные шины. При переводе линий на одну систему шин, выведение защиты из действия в случае отключения секционного выключателя должно быть исключено, это достигается за счет поступления информации о работе на одну систему на третий или четвертый элементы «и». Кроме того, защита должна выводиться из работы при отключении выключателя любой из защищаемых линий, это достигается за счет подачи логического «нуля», при отключении одного из выключателей, на первые четыре элемента «и» данного блока. Это необходимо в связи со следующим:

а) при каскадном действии защит обоих концов линий после отключения выключателя поврежденной линии с одной стороны оставшаяся в работе защита с этой стороны, переориентируясь, могла бы неправильно отключить выключатель неповрежденной линии;

б) после отключения одной из параллельных линий оставшаяся в работе защита могла бы неправильно отключить и вторую линию при внешнем коротком замыкании и направлении мощности короткого замыкания от шин в сторону линий.

Сигнал с каждого элемента «и» поступает на элемент «или», где сигналы суммируются, и при наличии хотя бы одной входящей единицы, с элементов «и», защита вводится в работу.

Второй блок представляет из себя защиту от коротких замыканий на землю. Данная защита реагирует на ток и напряжение нулевой последовательности, появляющиеся при коротком замыкании на землю. Для срабатывания защиты от КЗ на землю определенной линии необходимо выполнение трех условий:

-появление напряжения нулевой последовательности, значение которого превышает уставку

-протекание в нейтрале цепей переменного тока нулевой последовательности превышающего уставку

-необходимое направление протекания тока нулевой последовательности.

Выполнение данных условий устанавливается с помощью элемента «и» (9 элемент). В качестве пускового органа по току нулевой последовательности установлен логический элемент работающий по принципу первой ступени направленной токовой защиты нулевой последовательности. От него сигнал поступит на один из элементов «и» (11 или 12), от которого в случае отсутствия запретов от первого блока и 9 элемента

«и» проходит сигнал на отключение выключателя. Кроме этого, от 9 элемента, «и», при КЗ на землю, проходит сигнал на блокировку защиты от между фазных КЗ.

Третий блок служит для защиты от между фазных КЗ. При между фазных КЗ изменяется разность вторичных токов поступающих на МП терминал. При превышении разностью токов уставки – происходит срабатывание защиты от междуфазных КЗ. Определение выключателя который должен отключаться производится определением направления вторичного тока. Для этой цели в логике защиты установлены 2 элемента, которые работают по принципу направленной токовой отсечки. Сигнал с одного из данных элементов поступает на логический элемент «и» шестой или седьмой. Кроме этого, на данный элемент поступают сигналы с первого блока, а так же сигнал на блокировку защиты от междуфазных КЗ если работает защита от КЗ на землю.

Четвертый блок – выходной. От него поступает сигнал на отключение выключателя, а так же идет информация диспетчеру о поврежденной линии.

Описанная схема алгоритма ПДНЗ была приведена к машинному виду для МП терминала Р145 и опробована с помощью испытательного комплекса «Ретом-41».

Вывод

В настоящее время производители МП устройств РЗА не выпускают специальных защит для выполнения функций ПДНЗ. Реализация данной защиты на микропроцессорной элементной базе может быть выполнена на токовых реле с гибкой логикой, что позволит произвести интеграцию ПДНЗ в систему АСУ ТП. Кроме того, по сравнению с защитой, реализованной на электромеханической базе, МП защита обладает большим быстродействием, большей информативностью, а так же МП терминалы очень компактны и имеют низкое потребление электроэнергии по цепям оперативного тока. Но, не смотря на достоинства, выполнение защиты на МП базе не позволяет устранить недостаток свойственный защите на электромеханической базе – наличие зоны каскадного действия, которая не позволяет отключать короткие замыкания мгновенно в пределах всей линии.

Библиографический список

1. Федосеев, А.М. Релейная защита электрических систем / А.М. Федосеев. – М.: Энергия, 1976. – 560 с.
2. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 8. Поперечная дифференциальная направленная защита линий 35 – 220 кВ. – М.: Энергия, 1970. – 56 с.

УДК 621.321

*С.Ю. Токарев, асп.; рук. В.Д. Лебедев, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ВЕЙВЛЕТНОЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ КАК ИНСТРУМЕНТ АНАЛИЗА ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ, ПРОТЕКАЮЩИХ НА ЛЭП

В ряде случаев (например, при коротком замыкании) на линии могут возникать возмущения волновой природы. Распространяясь от места своего зарождения, такие возмущения (аварийные, высокочастотные) через некоторое время достигают шин подстанции. Здесь эти возмущения накладывается на установившийся (нормальный, низкочастотный) режим. Волновые сигналы могут иметь малое время существования и малую амплитуду. Эти особенности делают выявление и анализ таких сигналов задачей высокой сложности [1, стр. 11 – 12, 33].

Обычно проблемы такого рода решают с помощью преобразования сигнала из временной в некую другую область. Целью такого действия является выявление той информации в сигнале, которая плохо видна во временной области [1, стр. 17].

Такие преобразования являются интегральными. Их применение позволяет оценить степень схожести между ядром интегрального преобразования и исследуемым сигналом [1, стр. vi]. Практически всегда описанную задачу в релейной защите пытаются решить с помощью преобразования Фурье. Ядром этого преобразования является комплексная экспонента (функции «sin» и «cos»). Такая функция не ограничена во времени [2]. Это означает, наложение требования стационарности к сигналу. Все частотные составляющие исследуемого сигнала должны существовать все время их рассмотрения [4, стр. 147].

Волновой же сигнал не является стационарным [2]. Следовательно, применение к нему преобразования Фурье приведет к тому, что его локальные (во времени) особенности будут потеряны [2; 1, стр. 21].

Несколько ослабить проблему можно путём внесения в преобразование Фурье весовой (оконой) функции. Ширина такого окна является фиксированной; сигнал внутри окна считается стационарным [1, стр. 21]. Это приводит к тому, что не представляется возможным получить одновременно высокого разрешения по частоте и времени [2] Приходится идти на компромисс [1, стр. 148].

Широкое окно дает высокое разрешение по частоте, узкое – по времени [2]. Кроме того, если частотная структура сигнала заранее не из-

вестна, то возникает проблема с выбором подходящей ширины окна. [1, стр. 24 – 25].

Обойти эту преграду можно либо последовательным применением оконного преобразования Фурье с вариацией ширины окна, либо применением вейвлетного преобразования. Первый подход на практике не применяется в виду больших вычислительных затрат [2]. Второй успел благополучно себя зарекомендовать во многих отраслях техники для выявления аварийных режимов работы [1, стр. v]. По этой причине для анализа волновых переходных процессов на линиях предлагается использовать именно вейвлетное преобразование.

Практическое применение математического аппарата вейвлетного преобразования началось лишь около 20 лет назад. В то время были опубликованы (Ингрид Добеши, Стефан Моля, Ив Мэйер, Жан Морле) фундаментальные работы по вейвлетам. Так, например, первая работа по дискретному вейвлетному преобразованию появилась лишь в 1983 г., а по многомасштабному вейвлетному преобразованию лишь в 1989 г. [1, стр. 29]. Целевая аудитория этих работ – математическое сообщество.

Это привело к тому, что образовался некий разрыв между созданным математическим аппаратом и инженерами, которые могли бы успешно применить его в своих разработках [1, стр. v]. Такой ход вещей способствовал достаточно медленному развитию популярности прикладной стороны данного математического аппарата.

Несмотря на это, в последние годы наблюдается рост числа публикаций, описывающих успешное применение вейвлетного преобразования в электроэнергетике. Кроме того, появляется все большее количество программного обеспечения по вейвлетному анализу [3].

Терминология вейвлетного преобразования в русском языке пока не устоялась. Это приводит к тому, что одни и те же понятия в различных источниках могут называться по-разному. Таким образом, возникает некоторая путаница.

Сам термин «вейвлет» (от англ. *wavelet* – «маленькая волна») впервые ввел Жан Морле [1, стр. 27]. Под этим термином подразумевается ядро вейвлетного (интегрального) преобразования, которое имеет малую длительность во времени (компактный носитель) и конечную энергию (сходимость интеграла).

Математически, непрерывное вейвлетное преобразование представляет следующее

$$\text{НВП}(s, \tau) = \frac{1}{\sqrt{s}} \int_{-\infty}^{+\infty} x(t) \cdot \psi^* \left(\frac{t - \tau}{s} \right) dt \quad (1)$$

где $x(t)$ – исходный сигнал; $\psi(t)$ – материнский вейвлет (ядро интегрального преобразования); t – время (переменная интегрирования); $\tau \in \mathbb{R}$ – смещение [1, стр. 34]; $s > 0$ – масштаб [1, стр. 28].

Обратное выражению (1) преобразование будет существовать [1, стр. 38], если выполняется условие допустимости [1, стр. 33] вейвлетного преобразования:

$$\int_{-\infty}^{+\infty} \frac{|\Psi(f)|}{f} df < \infty \quad (2)$$

где $\Psi(f)$ – Фурье-образ $\psi(t)$.

Таким образом, функция одной переменной $x(t)$ отображается в пространство функции двух переменных НВП(s, τ).

Отметим, что если в преобразовании Фурье центральным понятием была частота, то в вейвлетном таковым выступает масштаб [4, стр. 151]. Время t прямо пропорционально масштабу s , а частота f обратно пропорциональна [1, стр. 29]. При этом следует учитывать, что прямой связи между масштабом и частотой нет. Следовательно, отображенные из масштаба частоты корректнее называть псевдочастотами [5, стр. 1 – 24]. Для заданных масштаба s и частоты дискретизации f_d псевдочастоту можно найти следующим образом

$$f_{\text{псевдо}} = \frac{f_d \cdot f_{\text{центр. частота вейвлета}}}{s} \quad (3)$$

Центральная частота определяется как максимальная по мощности частота Фурье-образа вейвлета [5, стр. 1 – 24].

Так, например, для вейвлета типа «db4» при $f_d = 1,25$ МГц соответствует центральная частота – 0,7142 Гц. В этом случае частоте $f_{\text{псевдо}} = 50$ Гц будет соответствовать масштаб $s = 17857$, а $f_{\text{псевдо}} = 20$ кГц – $s = 44,6429$.

Значение функции (1) для конкретных величин s и τ показывает степень соответствия сигнала $x(t)$ материнскому вейвлету $\psi(t)$ на масштабе s при его смещении на τ [2]. Чем больше такое соответствие, тем с большей эффективностью осуществляется процесс выявления локальных особенностей сигнала [1, стр. 167].

При выборе масштаба исследования сигнала следует руководствоваться тем, чтоб материнский вейвлет можно ассоциировать с некоторой оконной функцией, масштаб s которой определяет ширину окна. Узкополосные сигналы следует анализировать на малых масштабах, широкополосные – на больших [2]. Множитель перед знаком интеграла в выраже-

нии (1) вводится для того чтоб обеспечить неизменность энергии вейвлета на любом масштабе [1, стр. 34].

В настоящее время существует достаточно большое количество материнских вейвлетов. Возникает проблема выбора наиболее подходящего для данного сигнала [1, стр. viii]. Причиной постановки этой проблемы является то, что конечный результат вейвлетного преобразования зависит от начального выбора ядра [1, стр. 165].

Ситуация усугубляется тем, что четких указаний по выбору материнского вейвлета нет. В общем случае можно руководствоваться лишь известными особенностями исследуемого сигнала [3].

Для анализа сигналов переходных процессов в электроэнергетике обычно используют ядра «db4», «sym» «coif» и «fbsp» [1, стр. 167].

В целом, при выборе материнского вейвлета следует обратить внимание на такие качественные показатели как ортогональность (возможность реконструкции исходного сигнала из результата вейвлетного разложения), симметрия (чем большую асимметрию имеет материнский вейвлет, тем больше фазовое искажение) и компактность носителя (ограниченность во времени) [1, стр. 61, 166].

Проблему выбора подходящего вейвлета из существующего многообразия можно обойти кардинально. Для этого, однако, необходимо синтезировать вейвлет из исследуемого сигнала. Очевидно, в этом в случае эффективность выявления локальных особенностей сигнала будет значительно повышена [1, стр. 167].

Переходные процессы, протекающие на ЛЭП, имеют волновую природу. Их анализ с помощью преобразования Фурье (в том числе оконного) менее эффективен по сравнению с вейвлетным преобразованием.

К применению вейвлетного анализа для измерений в целях релейной защиты или определения место повреждения следует, однако, отнестись с осторожностью. Это преобразование не использует такие характерные для преобразования Фурье понятия как гармоники и частоты. Всё изъяснение проводится исходя из понятия масштаба [4, стр. 400].

Библиографический список

1. **Gao, R.X.** Wavelets Theory and Application for Manufacturing / R.X. Gao, R. Yan // Springer, 2011.
2. **Hwan, K.C.** Wavelet transform in power systems: Part 1. General introduction to the wavelet transform / K.C. Hwan, R. Aggarwal // IEE Power Engineering Journal. – Vol. 14. – N. 2. – April 2000. – Pp. 81 – 87.
3. **Hwan, K.C.** Wavelet transforms in power systems: Part 2. Examples of application to actual power system transients / K.C. Hwan, R. Aggarwal // IEE Power Engineering Journal. – Vol. 15. – N. 4. – August 2001. – Pp. 193 – 202.
4. **Fault Location on Power Networks / M.M. Saha, J. Izykowski, E. Rosolowski // Springer. – 2010.**

5. **Wavelet** toolbox Getting Started Guide / M. Misiti, Y. Misiti, G. Oppenheim, G. Pogany // The MathWorks Inc. – 2012. – September.

УДК 621.321

*С.Ю. Токарев, И.Е. Иванов, аспиранты;
рук. В.Д. Лебедев, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ВЫЯВЛЕНИЕ МЕСТА ВОЗНИКНОВЕНИЯ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЛЭП С ПОМОЩЬЮ ВЕЙВЛЕТНОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ

Короткое замыкание на ЛЭП характеризуется возникновением волн тока и напряжения. Эти волны будут распространяться от места своего возникновения в направлении шин. Таким волновым (аварийным) сигналам потребуется некоторое время для того, чтоб достигнуть шин подстанции. Там до их прихода присутствует нормальный (установившийся) режим работы. В результате образуется суперпозиция низкочастотного (промышленной частоты) и высокочастотного (переходного) сигналов.

Выявить место образования повреждения на линии можно с помощью информации, фиксируемой на шинах. Обычно [4, гл. 6] используется только информация о новом (аварийном) установившемся режиме. Информация о непосредственно волновом переходном процессе не учитывается. Однако именно она позволяет наиболее точно характеризовать место повреждения [13].

Для того чтобы использовать информацию волнового переходного процесса, её предварительно необходимо получить. Однако тут возникают некоторые трудности. Помимо решения проблемы точной фиксации волнового фронта [4, стр. 400], необходимо произвести частотно-временной анализ. Это определяется зависимостью скорости распространения гармонических составляющих волнового сигнала от частоты.

Как показали расчеты, скорость распространения сигнала в воздушных волновых каналах мало изменяется с варьированием частоты, однако в земляном канале эта величина имеет сильно выраженную зависимость от частоты. Кроме того, земляной канал имеет достаточно сильное затухание [7]. Это приводит к тому, что нельзя заранее прогнозировать максимальную частоту земляного сигнала.

Обозначенные выше особенности налагают требования к инструменту анализа таких сигналов, включающие не только локализацию по частоте, но и по времени. Такие предпосылки дают основание не использовать преобразование Фурье (в том числе оконное), а обратиться к математическому аппарату вейвлетного преобразования [2].

Непрерывное вейвлетное преобразование имеет существенную вычислительную сложность. По этой причине на практике обычно используют дискретное вейвлетное преобразование. Его расчет значительно менее трудоемок [1, стр. vi]. Тем не менее, в ряде случаев оправдано использование непрерывного вейвлетного преобразования [1, стр. 49; 15].

Основополагающим моментом вейвлетного анализа является выбор ядра (вейвлета). Известно, что чем большую схожесть с вейвлетом имеет исследуемый сигнал, тем эффективнее вейвлетное преобразование. Таким образом, перебрав все многообразие [1, стр. 167] наиболее зарекомендовавших себя для анализа волновых переходных процессов вейвлетов, можно определить какой из них наиболее подходит для данного исследуемого сигнала. Критерием выбора наиболее подходящего может выступать норма разности сигналов исследуемого S и восстановленного из коэффициентов вейвлетного разложения R

$$\text{Ошибка} = \|S - R\| \quad (4)$$

Тот вейвлет, для которого выражение (4) минимально, должен быть выбран для анализа. Ввиду того, что сигналы воздушных волновых каналов и земляного имеют достаточное отличие, следует проводить выбор оптимального вейвлета для каждого из них независимо. При этом выбор подходящего вейвлета должен производиться каждый раз при регистрации нового волнового сигнала [9, стр. 30 – 31].

Обычно дискретизация непрерывного вейвлетного преобразования осуществляется диадически (длина сигнала должна быть равна степени двойки) с параметрами масштаба $s = 2$ и смещения $\tau = 1$. Такой выбор позволяет определить вейвлет в ортогональном базисе [1, стр. 53].

Стефаном Моля в 1988 была предложена эффективная (в плане вычислительной реализации) схема дискретного вейвлетного преобразования на основе фильтров [5, стр. 1 – 50]. Результатом такого преобразования будут коэффициенты $A(t)$ и $D(t)$. Первый соответствует результату фильтрации низкочастотным фильтром, второй – высокочастотным [4, стр. 153].

Дискретное вейвлетное преобразование дает относительно малое разрешение в частотной области [1, стр. vii]. Применяв каскад фильтров (многоуровневую декомпозицию), все же возможно повысить локализа-

цию по частоте [5, стр. 1 – 53]. Обычно последовательному разложению подвергается коэффициент А.

Исходный сигнал считается разложением нулевого уровня ($L = 0$). Масштаб любого уровня разложения можно определить следующим образом [1, стр. 60]

$$\varepsilon = 2^L \quad (5)$$

Для каждого уровня разложения L можно определить соответствующие коэффициентам А и D полосы частот

$$0 \leq f_A \leq \frac{f_{\text{дискретизации}}}{2^{L+1}} \quad (6)$$

$$\frac{f_{\text{дискретизации}}}{2^{L+1}} < f_D \leq \frac{f_{\text{дискретизации}}}{2^L} \quad (7)$$

Так, например, если регистратор аварийных сигналов имеет частоту дискретизации 1.25 МГц, то выражениям (6) – (7) будут соответствовать значения, представленные в табл. 1. Очевидно, что для удовлетворения теоремы Котельникова должно выполняться условие $D_0(t) \equiv 0$.

Из табл. 1 видно, что сигнал промышленной частоты наиболее точно будет выделен на A_{13} или D_{14} . Для волновых (высокочастотных) сигналов коэффициент А не принимается в рассмотрение. Анализ осуществляется только по D.

Таблица 1. Частотные полосы коэффициентов вейвлетного разложения

L	s	A		D		L	s	A		D	
0	1	0	625 кГц	1.25 МГц	8	256	0	2441 Гц	4883 Гц		
1	2	0	313 кГц	625 кГц	9	512	0	1220 Гц	2441 кГц		
2	4	0	157 кГц	313 кГц	10	1024	0	610 Гц	1220 Гц		
3	8	0	78 кГц	157 кГц	11	2048	0	305 Гц	610 Гц		
4	16	0	39 кГц	78 кГц	12	4096	0	153 Гц	305 Гц		
5	32	0	19.5 кГц	39 кГц	13	8192	0	76 Гц	153 Гц		
6	64	0	9767 Гц	19.5 кГц	14	16384	0	38 Гц	76 Гц		
7	128	0	4883 Гц	9767 Гц	15	32768	0	19	38 Гц		

Задача выявления места короткого замыкания на линии оперирует информацией, содержащейся в высокочастотной области. Поэтому разумным, на первый взгляд, видится разложение не только по А, но и по D [1, стр. 69]. Однако принимая во внимание несовершенство измерительных трансформаторов [8], к излишнему разложению в высокочастотной области стоит отнестись с осторожностью. Это порождает вопрос вы-

бора варианта построения оптимального дерева вейвлетного многоуровневого разложения.

Ответ на поставленный вопрос можно получить с помощью введения какого-либо критерия. Таким критерием может выступать, например, энтропия (шенноновская или логарифмическая) или норма. Обычно применяется шенноновская энтропия [1, стр. 73]. Она позволяет построить декомпозиционное дерево так, чтобы все информация сигнала была сосредоточена лишь в нескольких коэффициентах, а не распределена по всем сразу [1, стр. 74].

После того как определен наиболее подходящий для исследуемого сигнала вейвлет и построено дерево декомпозиции, необходимо выбрать уровень анализа L . Для этого необходимо определить такие уровни, которые имеют существенную (по абсолютному значению) энергию или на которых присутствует доминантная частота переходного процесса [9, стр. 27].

Энергия уровня L для сигнала, определенного на $[t_1, t_2]$, в нашем случае определяется следующим образом

$$E(L) = \int_{t_1}^{t_2} |D_L(t)| \cdot |D_L(t)| dt \quad (8)$$

Выражение (8) имеет отличный вид от того, как обычно [6, (1.4)] определяют энергию сигнала. Такое специфическое определение позволяет учитывать полярность волновых сигналов [15].

Скорость в волновых каналах является функцией частоты [7]. Каждому уровню L характерна определенная полоса частот. Чем меньше разброс скорости волнового канала в пределах данного уровня, тем с большей эффективностью этот уровень может быть использован для целей выявления места короткого замыкания на линии.

Таким образом, после того как выявлены уровни с существенным значением энергии, среди них должен быть выбран уровень с наименьшим разбросом скорости. По нему определяют метку времени фронта волны и скорость её распространения. Зная эти величины, легко выявить место возникновения короткого замыкания.

Особенности анализа волновых переходных процессов (особенно на фоне установившегося режима) бросают вызов существующим методам обработки сигналов. Применяемое обычно преобразование Фурье (в том числе оконное) не позволяет добиться одновременно высокой точности как по частоте, так и по времени. Кроме того, возникает проблема выбора ширины окна [4, стр. 146]. Обойти эти проблемы позволяет применение несколько более трудоемкого вейвлетного преобразования [1, стр. vi].

Вейвлетное преобразование может быть как непрерывным, так и дискретным. Дискретное преобразование вычислительно значительно менее затратное, поэтому ставка делается именно на него.

Процедура вейвлетного анализа начинается с выбора подходящего для данного сигнала ядра (вейвлета). После того как выбрано подходящее ядро, определяется оптимальное дерево многоуровневой вейвлетной декомпозиции. Далее оценивается наиболее подходящий для анализа уровень такого дерева. Оценка производится исходя из значения энергии данного уровня и разброса скорости распространения волновых сигналов в полосе частот, соответствующей данному уровню.

Решение задачи выявления места короткого замыкания волновыми методами требует точного определения метки времени (прихода фронта волны к шинам) и знания скорости распространения (функция частоты) волновых сигналов. Обе эти задачи эффективно решаются с помощью вейвлетного преобразования.

Библиографический список

6. **Сергиенко, А.Б.** Цифровая обработка сигналов: учеб. пособие / А.Б. Сергиенко. – СПб.: БХВ-Петербург, 2011. – 768 с.
7. **Методика** расчета электромагнитных волн в длинных линиях / С.Ю. Токарев, С.Н. Кадников // Энергия-2010: материалы пятой региональной науч.-техн. конф. студентов и аспирантов. В 3 томах. – Т. 3. – Иваново: ИГЭУ, 2010. – С. 149.
8. **Пригодность** измерительных трансформаторов для регистрации электромагнитных волновых процессов в многопроводных системах / С.Ю. Токарев, В.Д. Лебедев // Энергия-2012: материалы седьмой региональной науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. В 3 томах. – Т. 3. – Иваново: ИГЭУ, 2012. – С. 123 – 126.
9. **Elhaffar, A.M.** Power transmission line fault location based on current traveling waves: Ph.D. Dissertation. – 2012. – Dept. of Electrical Engineering, Helsinki University of Technology, 2008.
10. **Gao, R.X.** Wavelets Theory and Application for Manufacturing / R.X. Gao and R. Yan // Springer. – 2011.
11. **Hwan, K.C.** Wavelet transform in power systems: Part 1. General introduction to the wavelet transform / K.C. Hwan, R. Aggarwal // IEE Power Engineering Journal. – Vol. 14. – N. 2. – April 2000. – Pp. 81 – 87.
12. **Wavelet** toolbox Getting Started Guide / M. Misiti, Y. Misiti, G. Oppenheim, G. Poggio // The MathWorks Inc. – 2012. – September.
13. **Analysis** of travelling wave fault location / W. Pingping, Y. Zheng, S. Zhipeng, X. Zhenyu // Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, 27 – 29 March 2012, Shanghai, China. – Pp 1 – 4.
14. **Fault** Location on Power Networks / M.M. Saha, J. Izykowski, E. Rosolowski // Springer. – 2010.
15. **Spoor, D.** Improved single-ended traveling-wave fault-location algorithm based on experience with conventional substation transducers / D. Spoor, J.G. Zhu // IEEE Transactions on Power Delivery. – Vol 21. – No. 3. – July 2006. – Pp. 1714. – 1720.

*И.Е. Иванов, асп.; рук. А.Ю. Мурзин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ИДЕНТИФИКАЦИИ АКТУАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ОДНОЦЕПНЫХ НЕТРАНСПОНИРОВАННЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА ОСНОВЕ ТЕХНОЛОГИИ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Проблема идентификации актуальных параметров высоковольтных воздушных линий электропередачи (ВЛЭП), т.е. сопротивлений и проводимостей, отражающих состояние контролируемой ВЛЭП в реальном режиме времени, обсуждалась во многих публикациях, например, [1 – 3]. В [3] приведены результаты моделирования, свидетельствующие о возможном существенном изменении (порядка 15 – 20 %) продольных параметров ВЛЭП как прямой, так и нулевой последовательности вследствие изменения атмосферных условий. Игнорирование подобных изменений может привести к некорректному функционированию устройств релейной защиты и автоматики ВЛЭП, вычислительные алгоритмы которых оперируют активными и индуктивными сопротивлениями (например, устройства определения расстояния до места повреждения или дистанционная защита).

Одним из наиболее интересных и перспективных направлений модернизации электроэнергетических систем в настоящее время является внедрение технологии глобального мониторинга WAMS, основой которой являются синхронизированные векторные измерения (СВИ) [4]. В [5] обозначена идея определения актуальных параметров трёхфазных одноцепных транспонированных ВЛЭП и отражены результаты, показывающие перспективность применения технологии СВИ для указанной задачи. В настоящей работе предлагается идея вычисления актуальных параметров нетранспонированных ВЛЭП с использованием СВИ.

Устройства, выполняющие функцию СВИ, – Phasor Measurement Units (PMU) – должны быть установлены на подстанциях по обоим концам трёхфазной ВЛЭП, изображённой в однолинейном исполнении на рис. 1. Эти устройства вычисляют комплексные значения токов и напряжений всех фаз посредством обработки дискретных отсчётов синусоидальных сигналов, синхронизированных с помощью GPS. Современные PMU способны выдавать результаты расчётов порядка 25 – 30 раз в секунду [6].

Математическое описание трёхфазной одноцепной нетранспонированной ВЛЭП выглядит следующим образом:

$$\begin{bmatrix} -\frac{d\dot{U}_A}{dx} \\ \frac{d\dot{U}_B}{dx} \\ -\frac{d\dot{U}_C}{dx} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{z}_{s1} & \underline{z}_{m12} & \underline{z}_{m13} \\ \underline{z}_{m12} & \underline{z}_{s2} & \underline{z}_{m23} \\ \underline{z}_{m13} & \underline{z}_{m23} & \underline{z}_{s3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \end{bmatrix}, \quad (1)$$

$$\begin{bmatrix} -\frac{d\dot{I}_A}{dx} \\ \frac{d\dot{I}_B}{dx} \\ -\frac{d\dot{I}_C}{dx} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{y}_{s1} & \underline{y}_{m12} & \underline{y}_{m13} \\ \underline{y}_{m12} & \underline{y}_{s2} & \underline{y}_{m23} \\ \underline{y}_{m13} & \underline{y}_{m23} & \underline{y}_{s3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_A \\ \dot{U}_B \\ \dot{U}_C \end{bmatrix}, \quad (2)$$

где \dot{U}_A , \dot{U}_B и \dot{U}_C – комплексы фазных напряжений; \dot{I}_A , \dot{I}_B и \dot{I}_C – комплексы фазных токов; элементы \underline{z} матрицы сопротивлений с индексами «s», расположенные на главной диагонали, – собственные сопротивления; элементы \underline{z} матрицы сопротивлений с индексами «m» – взаимные сопротивления; все элементы \underline{y} матрицы проводимостей имеют смысл, аналогичный матрице сопротивлений.

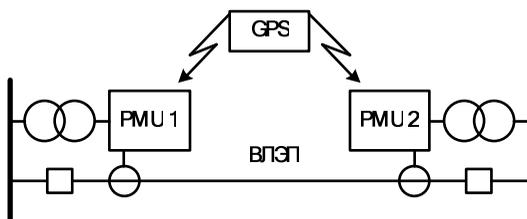


Рис. 1. Общая идеология обеспечения синхронизированных векторных измерений токов и напряжений по концам ВЛЭП

Задача сводится к определению всех элементов матриц сопротивлений и проводимостей при наличии известных значений комплексов токов и напряжений по концам ВЛЭП. Традиционно при моделировании режимов электрических сетей решается обратная задача – вычисление токов и напряжений на основе значений элементов матриц $[\underline{Z}]$ и $[\underline{Y}]$, предпола-

гаемых неизменными, что не соответствует действительности. Подобная обратная задача является математически определённой, а одним из известных способов её решения являются фазово-модальные преобразования [7]. В нашем же случае система из 6 уравнений (1) и (2) содержит 12 комплексных неизвестных – 6 сопротивлений и 6 проводимостей. Кроме того, «прямое» её решение, в отличие от случая с транспонированной ВЛЭП [5], практически невозможно.

Недоопределённость системы уравнений может быть преодолена путём использования более чем одного комплекта синхронизированных измерений (под «комплексом» подразумеваются 12 рассчитанных комплексов токов и напряжений всех фаз по концам ВЛЭП). При этом принимаем, что вариации искомых параметров ВЛЭП пренебрежительно малы на протяжении определённого интервала наблюдения – вплоть до нескольких часов в зависимости от атмосферных условий. Очевидно, все комплекты измерений должны быть линейно независимы, что обычно выполняется, поскольку нагрузка в электрических сетях изменяется постоянно и достаточно хаотично, хотя и предсказуемо в целом образом. Множество проведённых вычислительных экспериментов показывают, что система уравнений (1) и (2) должна быть не просто определённой, а переопределённой: только в этом случае решение является уникальным. Эффективным способом решения подобной задачи является нелинейная оптимизация, что и было предложено и реализовано авторами.

Оптимизация обычно предполагает наличие целевой функции, зависящей от искомых параметров. В нашем случае получить эту зависимость в явном виде исключительно сложно и сопряжено со значительными символическими вычислениями. Вместо этого целевая функция может быть выражена неявно как сумма квадратов разностей рассчитанных и истинных (измеренных) значений напряжений и токов каждой из фаз:

$$\begin{aligned} & \left(\operatorname{Re}(\dot{U}_{A \text{ расч}}) - \operatorname{Re}(\dot{U}_A) \right)^2 + \left(\operatorname{Im}(\dot{U}_{A \text{ расч}}) - \operatorname{Im}(\dot{U}_A) \right)^2 + \\ & \left(\operatorname{Re}(\dot{I}_{A \text{ расч}}) - \operatorname{Re}(\dot{I}_A) \right)^2 + \left(\operatorname{Im}(\dot{I}_{A \text{ расч}}) - \operatorname{Im}(\dot{I}_A) \right)^2 + \dots \end{aligned} \quad (3)$$

Число слагаемых в выражении (3), очевидно, определяется количеством используемых комплектов измерений (каждый комплект добавляет 12 слагаемых). Разделение на действительную и мнимую части является обязательным.

Таким образом, проблема сводится к минимизации целевой функции в форме (3), записанной для напряжений и токов на одном из концов ВЛЭП, посредством решения системы дифференциальных уравнений (1) и (2)

на основе измерений на противоположном конце ВЛЭП, а также прогноза относительно значений элементов матриц $[Z]$ и $[Y]$ на каждой итерации.

Для решения системы уравнений (1) и (2) было применено несколько алгоритмов, обсуждение которых выходит за рамки данной публикации. Методика решения реализована в виде интегрированных друг с другом скриптов (m-файлов) в среде MATLAB.

Разработанные алгоритмы были протестированы на моделях двух нетранспонированных ВЛЭП различной конфигурации и подтвердили свою работоспособность в обоих случаях. Истинные параметры – матрицы сопротивлений и проводимостей размером 3×3 – одной из двух тестируемых ВЛЭП представлены в табл. 1.

Таблица 1. Параметры нетранспонированной ВЛЭП 330 кВ, используемой для моделирования

Параметр	Значение		
Матрица сопротивлений, Ом/км	$0,1344 + 0,5450j$	$0,0851 + 0,2264j$	$0,0929 + 0,2210j$
	$0,0851 + 0,2264j$	$0,1326 + 0,5474j$	$0,0919 + 0,2506j$
	$0,0929 + 0,2210j$	$0,0919 + 0,2506j$	$0,1495 + 0,5248j$
Матрица проводимостей, 10^5 См/км	$0,3080j$	$-0,0427j$	$-0,0473j$
	$-0,0427j$	$0,3181j$	$-0,0771j$
	$-0,0473j$	$-0,0771j$	$0,3252j$

Посредством моделирования в MATLAB и ATP были получены 5 линейно независимых комплектов измерений, используемых для алгоритма нелинейной оптимизации. При задании начального приближения все искомые параметры ВЛЭП были случайным образом распределены на интервале $\pm 20\%$ от их истинных значений, пользуясь законом равномерного распределения. Уже при трёх комплектах измерений из пяти задача становится математически переопределённой, и мы получаем уникальное и точное решение, при котором погрешности определения параметров ВЛЭП, отражённых в табл. 1, не превышают $0,01\%$.

Таким образом, авторами разработан и протестирован алгоритм, доказывающий принципиальную возможность определения актуальных параметров одноцепных нетранспонированных ВЛЭП на основе технологии СВИ. В идеальном случае, характеризуемом отсутствием погрешностей измерений, алгоритм обладает очень высокой точностью. Очевидно, погрешности всегда присутствуют на практике. Возможность нивелирования их влияния будет рассмотрена авторами в последующих публикациях.

Библиографический список

1. **Online** optimal transmission line parameter estimation for relaying applications / Y. Liao, M. Kezunovic // IEEE Transactions on Power Delivery. – Vol. 24. – No. 1. – January 2009. – Pp. 96 – 102.

2. A study on the on-line measurement of transmission line impedances for improved relaying protection / Il-Dong Kim, R.K. Aggarwal // Electrical Power and Energy Systems. – Vol. 28. – No. 6. – July 2006. – Pp. 359 – 366.

3. **Иванов, И.Е.** К проблеме определения актуальных параметров высоковольтных воздушных линий электропередачи / И.Е. Иванов [Электронный ресурс] // <http://research-journal.org/>: Международный научно-исследовательский журнал. – 2012. – № 4. – Режим доступа: <http://research-journal.org/featured/k-probleme-opredeleniya-aktualnyx-parametrov-vysokovoltnyx-vozdushnyx-linij-elektroperedachi/> (04.03.2013).

4. Synchronized phasor measurements and their applications / A.G. Phadke, J.S. Thorp. – Springer. – 2008.

5. **Иванов, И.Е.** Определение актуальных параметров воздушных ЛЭП по данным двустороннего замера токов и напряжений / И.Е. Иванов, А.Ю. Мурзин // Энергия-2012: тез. докл. VII Региональной науч.-техн. конф., 17 – 19 апреля 2012 г. – Иваново, ИГЭУ, 2012. – С. 102 – 106.

6. **IEEE Std C37.118.2-2011.** IEEE Standard for synchrophasor data transfer for power systems. – New York, IEEE, 2011.

7. **Dommel, H.W.** Electromagnetic Transients Program (EMTP) Theory Book / H.W. Dommel. – Bonneville Power Administration, 1986.

*Н.К. Давыдова, студ.; рук. Р.В. Темкина, к.т.н., доцент
(НИУ «МЭИ», г. Москва)*

АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ И РАЗРАБОТКА ПЕРЕЧНЯ НОВОЙ НОРМАТИВНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ДЛЯ СИСТЕМ РЗА И ПА «ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ»

В настоящее время развитие электроэнергетической отрасли как в России, так и во всем мире, идет по пути глубокой автоматизации процессов выработки, передачи и распределения электрической энергии. Прогресс в области электроники и информационно-коммуникационных технологий позволил разработать принципиально новые устройства и алгоритмы управления энергообъектами. При этом отсутствие соответствующей нормативно-технической документации затрудняет развитие электроэнергетики и внедрение перспективных инновационных технологий. В данной статье приводится анализ существующей нормативно-технической документации и предложения по ее изменению для успешного внедрения в энергосистему одного из основных элементов электроэнергетики будущего – так называемой цифровой подстанции.

Цифровая подстанция (ЦПС) – это подстанция (ПС) с высоким уровнем автоматизации управления, в которой практически все процессы информационного обмена между элементами ПС, обмена с внешними

системами, а также управления работой ПС осуществляются в цифровом виде на основе протоколов МЭК. При этом и первичное оборудование ЦПС, и компоненты информационно-технологических и управляющих систем должны быть функционально и конструктивно ориентированы на поддержку цифрового обмена данными.

Реализация ЦПС как нового объекта энергосистемы связана с рядом проблем, из которых одной из важнейших является отсутствие актуальной нормативно-технической документации по проектированию ЦПС. Существующая нормативно-техническая база ориентирована на принципы традиционной технологии построения систем управления ПС, при этом часть действующих руководящих документов была разработана ещё до 2000 года.

В связи с этим в части нормативно-технической документации (НТД), касающейся проектирования, реализации и эксплуатации ПС, должны быть разработаны:

- перечень существующих НТД, требующих корректировки для учёта специфики ЦПС;

- перечень новых НТД, требующих разработки при реализации ЦПС.

Далее будут приведены итоги выполнения двух указанных задач.

В рамках решения поставленных задач был проведен анализ федеральных законов, постановлений правительства Российской Федерации, государственных стандартов, стандартов организации, приказов и распоряжений ОАО «ФСК ЕЭС» и др. по следующим темам: общие требования; электромагнитная совместимость; измерения, метрологическое обеспечение; информационная безопасность; автоматизированная система управления технологическим процессом ПС; телемеханика; релейная защита и автоматика (РЗА); противоаварийная автоматика (ПА); автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии и контроль качества электроэнергии; система постоянного оперативного тока; показатели надежности ПС.

Для документов, требующих внесения существенных изменений, возможен выпуск дополнения к документу или нового аналогичного по тематике документа, но учитывающего особенности проектирования, реализации и эксплуатации цифровой подстанции.

Системы РЗА и ПА являются важнейшими системами на подстанциях. Далее подробно рассмотрим возможные изменения в этих системах, в рамках их реализации на ЦПС, и вытекающую из этого необходимость в корректировке существующих и создания новых нормативных документов.

Релейная защита и противоаварийная автоматика представляют собой такие системы защиты и управления подстанцией или энергосисте-

мой в целом, изменения в которых необходимо осуществлять крайне осторожно, чтобы сохранить их высокую надежность. Однако на сегодняшний день при активном внедрении новейших коммуникационных протоколов создаются предпосылки для широкого использования микропроцессорных устройств РЗА и ПА с поддержкой стандарта МЭК 61850 (8-1, 9-2). Устройства такого типа являются ключевыми элементами при решении задач формирования систем РЗА и ПА цифровых подстанций.

Основные особенности системы РЗА и ПА ЦПС заключаются в следующем:

1) Для связи с системой управления ЦПС и центрами управления сетями в микропроцессорных устройствах РЗА и ПА должны быть предусмотрены порты связи с поддержкой протоколов МЭК 61850 (8-1), МЭК 60870-1-10х.

2) Для связи устройств РЗА и ПА ЦПС с цифровыми измерительными трансформаторами тока и напряжения используется протокол МЭК 61850-9-2.

3) Для обмена дискретными (логическими) сигналами между устройствами РЗА, ПА и другими интеллектуальными электронными устройствами (ИЭУ) используется протокол МЭК 61850-8-1. Фактически данный протокол служит для замены медных кабельных связей, предназначенных для передачи дискретных сигналов между микропроцессорными устройствами.

4) Во всех устройствах РЗА и ПА осуществляется постоянный контроль каналов связи, по которым поступает информация об аналоговых величинах и дискретные сигналы. Это позволяет автоматически определять не только отказы каналов связи, но и некоторые ошибки параметрирования устройств РЗА и ПА.

5) Наличие технологической и станционной шин, возможность расширения функций, реализуемых каждым устройством РЗА, ПА, позволяет создать унифицированное устройство с возможностью конфигурирования каналов ввода/вывода в соответствии с конкретными задачами, решаемыми системами РЗА и ПА объекта.

6) Требуется дополнительных исследований вопрос о совершенствовании методов функционирования системы определения места повреждения (ОМП).

Вследствие активного продвижения новейших коммуникационных протоколов необходимо развитие единой нормативной базы документов по РЗА и ПА, в которую должны быть добавлены следующие документы (разделы, подразделы):

– Указания по формированию узлов измерений для целей РЗА и ПА ЦПС.

- Указания по организации информационных коммуникаций и передачи команд управления для целей РЗА и ПА ЦПС.
- Указания по обслуживанию и эксплуатации устройств РЗА и ПА, работающих по протоколам МЭК 61850.
- Указания по автоматизации проектирования РЗА и ПА ЦПС.
- Указания по распределению функций между устройствами ИЭУ ЦПС.

Помимо создания новых нормативно-технических документов, касающихся реализации РЗА и ПА ЦПС, необходима корректировка уже существующих в отрасли руководящих документов и типовых требований.

В качестве примера часть всей проанализированной документации по системам РЗА и ПА [1,2] с предлагаемыми корректировками в нормативах представлена в таблице «Анализ НТД по РЗА и ПА».

Таблица. Анализ НТД по РЗА и ПА

Наименование	Содержание документа	Требуемые корректировки
СТО 56947007-33.040.20.022-2009 Устройства РЗА присоединений 110 – 220 кВ. Типовые технические требования	Данные требования должны применяться при проведении закупок оборудования для электросетевых объектов 110 – 220 кВ при новом строительстве, комплексной реконструкции, а также замены устаревшего оборудования РЗА.	Требуется добавить раздел, посвященный требованиям обеспечения со стороны устройств РЗА, применяемых на ЦПС, поддержки стандартов МЭК 61850-8.1., МЭК-61850-9.2 для обеспечения совместимости с «шиной процесса» и «шиной станции».
РД 34. 35. 113 Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем	Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем (основные положения) содержат общую характеристику разных видов противоаварийной автоматики, определяют их назначение, условия применения и функции.	В связи с тем, что подсистемы ПА ЦПС обеспечивают обмен информацией посредством протокола МЭК 61850, значительно расширяются возможности устройств противоаварийной автоматики. Как, например, функциональная платформа протокола МЭК 61850 позволяет реализовать АЛАР с двухсторонним замером и уточнением параметров работы в реальном времени.

Выводы

Отсутствие завершенной и четко определенной нормативной базы создает барьеры в процессе внедрения инновационных технологий в электроэнергетике. Проведённый анализ существующей нормативно-технической базы позволил определить перечень новых важнейших нормативных документов, необходимых для проектирования, реализации и эксплуатации систем РЗА и ПА ЦПС.

По итогам анализа всех действующих нормативных документов и приведённых выше особенностей реализации систем РЗА и ПА в рамках ЦПС можно сделать вывод о том, что большинство существующих норм требуют различной степени корректировки.

В дальнейшем необходимо также уделить внимание переводу и адаптации к условиям национальной экономики и технического оснащения существующих систем управления ряда стандартов МЭК, связанных с различными аспектами создания ЦПС, и изданию их в качестве стандартов Р МЭК.

Библиографический список

1. СТО 56947007-33.040.20.022-2009. Устройства РЗА присоединений 110 – 220 кВ. Типовые технические требования.
2. РД 34. 35. 113. Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем.

Е.С. Зайцев, асп.;
рук В.Д. Лебедев, к.т.н., доцент,
В.К. Слышалов, д.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)

РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ МНОГОСЛОЙНЫХ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

Многослойные цилиндрические объекты различного назначения: нефте-, газо- и водопроводные заземлители, электрические провода и кабели, измерительные шунты и пр. широко используются в энергетике. Электрические параметры таких объектов зависят от формы кривой переменного тока, который по ним протекает, ввиду наличия поверхностного эффекта и эффекта близости.

При использовании волновых способов определения мест повреждения на ЛЭП, расчётах параметров релейной защиты, определения пропускной способности высоковольтных кабельных линий (ВКЛ) и пр. требуются зависимости параметров объектов от частоты. Поэтому существует необходимость исследования влияния поверхностного эффекта на электрические свойства многослойных цилиндрических токопроводящих конструкций.

С этой целью была создана математическая модель поверхностного эффекта в одной из конструкций рассматриваемых объектов, которая состоит из шести слоёв (рис. 1).

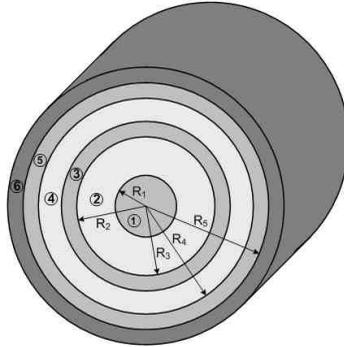


Рис. 1. Многослойный цилиндрический проводящий объект: области 1, 5 – медь, области 2, 4, 6 – диэлектрик; 3 – свинец

Рассматриваемая конструкция качественно соответствует конструкции высоковольтного однофазного бронированного кабеля.

Зависимость распределения плотности тока в металлических слоях объекта от частоты и физических параметров определяется с помощью уравнений Максвелла, которые представляются в виде функций комплексного переменного для электромагнитного поля синусоидального во времени [1]:

$$\operatorname{rot} \dot{H}_m = \dot{\delta}_m; \operatorname{rot} \dot{E}_m = -j\omega\mu_a \dot{H}_m; \dot{E}_m = \frac{\dot{\delta}_m}{\gamma}.$$

Так как наведенные токи в оболочках кабелей зависят не только от их геометрических характеристик, но и от схемы заземления и взаимного расположения кабелей, комплексы токов ($\dot{I}_{m1}, \dot{I}_{m2}, \dot{I}_{m3}$) в данном исследовании заданы произвольно. В результате преобразований для каждой проводящей области получают следующие функции распределения плотности тока.

Область 1 (рис. 1) ($0 \leq r \leq R_1$):

$$\dot{\delta}_{m1}(r, \omega) = \frac{I_{m1} \sqrt{-j\omega\mu_a \gamma_1} J_0(r \sqrt{-j\omega\mu_a \gamma_1})}{2\pi R_1 J_1(R_1 \sqrt{-j\omega\mu_a \gamma_1})}.$$

Область 3 (рис. 1) ($R_2 \leq r \leq R_3$):

$$\dot{\delta}_{m3}(r, \omega) = \frac{\sqrt{-j\omega\mu_a \gamma_3}}{2\pi R_2 R_3 k_1} \left[k_2 J_0(r \sqrt{-j\omega\mu_a \gamma_3}) + k_3 N_0(r \sqrt{-j\omega\mu_a \gamma_3}) \right],$$

где

$$k_1 = J_1(R_2\sqrt{-j\omega\mu_a\gamma_3})N_1(R_3\sqrt{-j\omega\mu_a\gamma_3}) - N_1(R_2\sqrt{-j\omega\mu_a\gamma_3})J_1(R_3\sqrt{-j\omega\mu_a\gamma_3}),$$

$$k_2 = \frac{\dot{I}_{m1}R_3k_1 - N_1(R_2\sqrt{-j\omega\mu_a\gamma_3})k_3}{J_1(R_2\sqrt{-j\omega\mu_a\gamma_3})},$$

$$k_3 = \dot{I}_{m1}\left(R_2J_1(R_2\sqrt{-j\omega\mu_a\gamma_3}) - R_3J_1(R_3\sqrt{-j\omega\mu_a\gamma_3})\right) + \dot{I}_{m2}R_2J_1(R_2\sqrt{-j\omega\mu_a\gamma_3}).$$

Область 5 (рис. 1) ($R_4 \leq r \leq R_5$):

$$\dot{\delta}_{m3}(r, \omega) = \frac{\sqrt{-j\omega\mu_a\gamma_5}}{2\pi R_4 R_3 k_4} \left[k_5 J_0(r\sqrt{-j\omega\mu_a\gamma_5}) + k_6 N_0(r\sqrt{-j\omega\mu_a\gamma_5}) \right],$$

$$k_4 = J_1(R_4\sqrt{-j\omega\mu_a\gamma_5})N_1(R_5\sqrt{-j\omega\mu_a\gamma_5}) - N_1(R_4\sqrt{-j\omega\mu_a\gamma_5})J_1(R_5\sqrt{-j\omega\mu_a\gamma_5}),$$

$$k_5 = \frac{(\dot{I}_{m1} + \dot{I}_{m2})R_5k_4 - N_1(R_4\sqrt{-j\omega\mu_a\gamma_5})k_6}{J_1(R_4\sqrt{-j\omega\mu_a\gamma_5})},$$

$$k_6 = \left(\dot{I}_{m1} + \dot{I}_{m2} \right) \left(R_4 J_1(R_4\sqrt{-j\omega\mu_a\gamma_5}) - R_5 J_1(R_5\sqrt{-j\omega\mu_a\gamma_5}) \right) + \dot{I}_{m3} R_4 J_1(R_4\sqrt{-j\omega\mu_a\gamma_5}).$$

В указанных формулах: $\gamma_1 = \gamma_5$ – проводимость меди для областей 1 и 5 (рис. 1), γ_3 – проводимость свинца для третьей области, μ_a – абсолютная магнитная проницаемость ($4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м для всех слоёв), J_0, J_1 – Бесселевы функции первого рода нулевого и первого порядка соответственно, N_0, N_1 – Бесселевы функции второго рода нулевого и первого порядка соответственно.

Распределение модуля плотности тока по сечению рассматриваемой конструкции для трёх значений частоты переменного тока представлено на рис. 2. При этом токи в проводящих слоях равны:

$$\dot{I}_{m1} = 1 \cdot e^{j120} \text{ А}, \quad \dot{I}_{m2} = 0,6 \cdot e^{-j120} \text{ А}, \quad \dot{I}_{m3} = 0,4 \cdot e^{j60} \text{ А}.$$

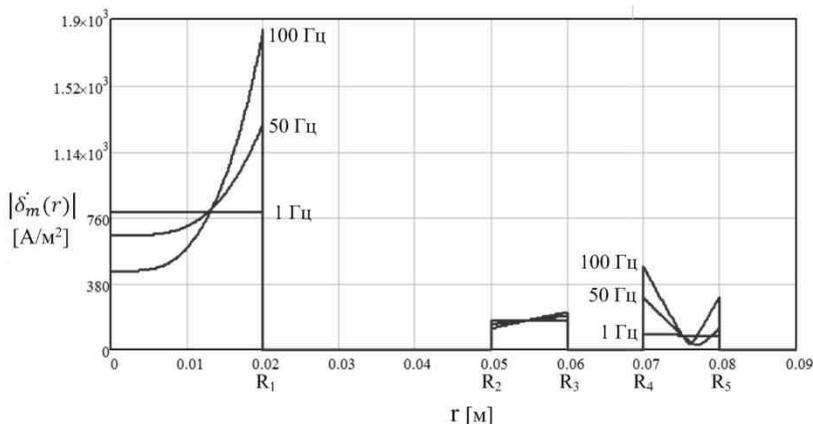


Рис. 2. Распределение модуля плотности тока по сечению рассматриваемого объекта

Активные и внутренние индуктивные сопротивления проводящих элементов конструкции можно определить, используя теорему Умова–Пойнтинга [2]:

$$R = \frac{P}{I^2}, \text{ где } P = \operatorname{Re} \left\{ -\frac{1}{2} \oint_S \left[\dot{E}_m H_m^* \right] dS \right\};$$

$$\omega L_{\text{вну}} = \frac{Q}{I^2}, \text{ где } Q = \operatorname{Im} \left\{ -\frac{1}{2} \oint_S \left[\dot{E}_m H_m^* \right] dS \right\}.$$

Для центральной жилы окончательные формулы этих сопротивлений определяются достаточно просто, так как поток вектора Пойнтинга проходит только по одной внешней цилиндрической поверхности. Сумма внутренних активных и реактивных мощностей оболочек 3 и 5 (рис. 1) равны разностям потоков вектора Пойнтинга через внутренние и внешние поверхности проводящих оболочек 3 и 5.

Окончательные формулы не приведены ввиду их громоздкости. На рис. 3 приведены графики зависимостей активных сопротивлений и внутренних индуктивностей проводящих слоёв конструкции объекта от частоты ω . Графикам 1, 2, и 3 рис. 3 соответствуют области 1, 3, и 6 на рис. 1.

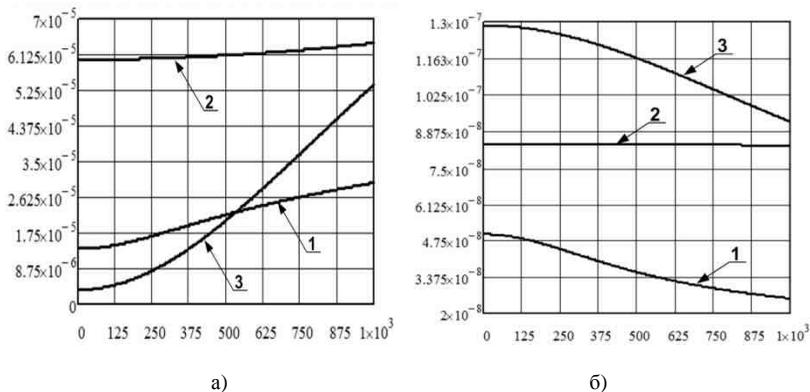


Рис. 3. Зависимости параметров проводящих элементов конструкции от частоты: а – зависимость активных сопротивлений; б – зависимость внутренних индуктивностей

Библиографический список

1. **Теоретические** основы электротехники: учеб. для вузов. В 3-х т. Т. 3 / К.С. Димерчан [и др.]. – СПб.: Питер, 2004. – 377 с.
2. **Теоретические** основы электротехники. Ч. 2 и 3. Нелинейные цепи. Электромагнитное поле / под ред. Г.И. Атабекова. – М.-Л.: Энергия, 1966. – 280 с.

Содержание

Секция 13. Электрические системы

<i>Кормилицын Д.Н.; рук. Москвин И.А.</i> Применение устройств продольной емкостной компенсации в передачах переменного тока	3
<i>Москвин И.А.; рук. Голов В.П.</i> Самовозбуждение в электроэнергетической системе из двух электрических станций с регулируемой продольной компенсацией	4
<i>Иванов И.Е., Токарев С.Ю.; рук. Мурзин А.Ю.</i> Моделирование установившегося режима одноцепных транспонированных и нетранспонированных линий электропередачи на языке MATLAB	6
<i>Мешкова Ю.С.; рук. Мурзин А.Ю., Братолобов А.А.</i> Исследование статической устойчивости дальней электропередачи с управляемым устройством поперечной компенсации на физико-математической модели	12
<i>Дорбидонтова Н.О.; рук. Мурзин А.Ю., Братолобов А.А.</i> Обеспечение надежности электрических связей энергосистемы Ивановской области при реконструкции филиала «Ивановские ПГУ»	15
<i>Костров А.О., Короткова Д.А.; рук. Братолобов А.А.</i> Применение современных методов и средств для расчета переходных процессов короткого замыкания в ЭЭС	19
<i>Гречина О.Е., Скорик В.В.; рук. Братолобов А.А.</i> Исследование распределения наведенного напряжения на отключенной для ремонта ВЛ и способов его снижения	25
<i>Третичкова Т.А., Метревели Е.В.; рук. Бушуева О.А.</i> Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях	30
<i>Андреев И.А., Козлов Д.А., Кармушко Н.А.; рук. Мартиросян А.А.</i> Расчет переходных режимов для определения аperiodической составляющей токов в моменты коммутации выключателями присоединений	34
<i>Костров А.О., Куликов Б.А.; рук. Огорельших Н.А.</i> Организация плановых обходов и охраны труда при эксплуатации ВЛ	40
<i>Смирнов Д.С.; рук. Огорельших Н.А.</i> Совершенствование электрических сетей 10 кВ с применением реклоузеров	44
<i>Беляев Н.А.; рук. Коровкин Н.В.</i> Управление режимами работы энергосистем и их оптимизация с использованием активно-адаптивных устройств	48
<i>Задорожный А.В.; рук. Огороков Р.В.</i> Методы управления рисками нарушения надежности электроснабжения в интеллектуальных энергосистемах	52
<i>Иванова Т.Г.; рук. В.М. Шевцов</i> Алгоритм определения работоспособности РПН типа РНТА-35/200	56
<i>Коновалов П.А.; рук. Тюфтяев А.С., Терешонков Д.В.</i> Экспериментальный стенд для изучения и моделирования гололедообразования на проводах ВЛ	60
<i>Костинский С.С.; рук. Троицкий А.И.</i> Снижение сверхнормативных потерь в распределительных сетях, вызванных несимметричными нагрузками	64
<i>Махмудов Т.Ф.; рук. Аллаев К.Р.</i> Совместное применение уравнений узловых напряжений и функции Ляпунова в квадратичной форме для исследования статической устойчивости регулируемой электрической системы	68
<i>Шагидуллин А.В., Рыбакова А.В.; рук. Грачева Е.И.</i> Влияние компоновочных решений на эквивалентное сопротивление участка низковольтной сети	72

Секция 14. Электроснабжение

<i>Дурасова М.Н.; рук. Полкошиников Д.А.</i> Столбовые трансформаторные подстанции ..	75
<i>Полкошиников Д.А.; рук. Шульгин А.А.</i> Применение индивидуальных столбовых трансформаторных подстанций для электроснабжения коттеджей	77

<i>Дворов А.С., Толкачев А.И.; рук. Бушуева О.А.</i> Применение мини-ТЭЦ в схемах электроснабжения городов и промышленных предприятий	79
<i>Гисинев Д.А., Лопаткин И.О., Смирнов А.С.; рук. Шульгин А.А.</i> Электросбережение на энергетических объектах	83
<i>Кудреватых Д.С.; рук. Шульгин А.А.</i> Влияние частоты вращения главного вала и параметров ассортимента ткани на электропотребление ткацких станков	86
<i>Сотин И.Г.; рук. Огорельшиев Н.А.</i> Новый ГОСТ по качеству электрической энергии	88
<i>Егорова Т.М., Риабуха Н.Р., Саввина Д.Ф.; рук. Сорокин А.Ф.</i> Повышение пропускной способности воздушных линий электропередачи	92
<i>Артемьев А.Ю.; рук. Шакиров В.А.</i> Методика анализа эффективности эксплуатации ветроэнергетических установок по данным метеостанций	96
<i>Асанов А.К., Алиев К.Б.; рук. Кадыров Ч.А.</i> Исследование электропотребления жилых домов г. Бишкек	99
<i>Бузаец В.А.; рук. Надтока И.И.</i> Анализ графиков естественной освещенности с помощью вейвлет-преобразований в задачах прогнозирования электропотребления	104
<i>Калечиц В.Н.; рук. Козловская В.Б.</i> Напряжение как определяющий фактор режима работы сети наружного освещения	108
<i>Ненахов А.И.; рук. Кулага М.А.</i> Расчет показателей качества электроэнергии в среде математического моделирования	111
<i>Комков А.Н.</i> Влияние частоты питающей энергосистемы на устойчивость асинхронных промышленных электротехнических систем	113
Секция 15. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем	
<i>Аль-Хомиди М.С.; рук. Шуин В.А.</i> Анализ пропускной способности ЛЭП сети 132 кВ ЭЭС республики Йемен по условиям устойчивости	117
<i>Винокурова Т.Ю.; рук. Шуин В.А., Шагурина Е.С.</i> Сравнительный анализ принципов выполнения защит от замыканий на землю на основе высших гармоник для компенсированных сетей 6 – 10 кВ	124
<i>Филатова Г.А.; рук. Лебедев В.Д.</i> Сравнительный анализ способов выполнения измерительных преобразователей тока нулевой последовательности	134
<i>Мурзина Е.А.; рук. Шуин В.А.</i> Сравнительный анализ аналитических решений уравнений переходного процесса при замыканиях на землю в сетях 6 – 10 кВ	139
<i>Твердов Р.В.; рук. Фролова О.В.</i> Моделирование цифрового устройства блокировки при качаниях с применением программного комплекса MATLAB	144
<i>Святлов А.А.; рук. Шагурина Е.С.</i> Современные методы анализа работы устройств релейной защиты и автоматики	152
<i>Цепков А.А.; рук. Шагурина Е.С.</i> Сравнение параметрирования терминалов фирмы АВВ серии 670 и Siemens серии SIPROTEC 4	155
<i>Малягин С.В.; рук. Ганджаев Д.И.</i> Разработка конфигурации поперечной дифференциальной направленной защиты ВЛ для МП терминала P145 (Alstom)	160
<i>Токарев С.Ю.; рук. Лебедев В.Д.</i> Вейвлетное преобразование как инструмент анализа переходных процессов, протекающих на ЛЭП	164
<i>Токарев С.Ю., Иванов И.Е.; рук. Лебедев В.Д.</i> Выявление места возникновения короткого замыкания на ЛЭП с помощью вейвлетного преобразования	168
<i>Иванов И.Е.; рук. Мурзин А.Ю.</i> Разработкой алгоритма идентификации актуальных параметров одноцепных нетранспонированных линий электропередачи на основе технологии синхронизированных векторных измерений	173
<i>Давыдова Н.К.; рук. Темкина Р.В.</i> Анализ существующей и разработка перечня новой нормативной документации для систем РЗА и ПА «цифровых подстанций»	177
<i>Зайцев Е.С.; рук. Лебедев В.Д., Слышалов В.К.</i> Расчёт электрических параметров многослойных цилиндрических объектов	181

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

ВОСЬМАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ СТУДЕНТОВ, АСПИРАНТОВ И МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ «ЭНЕРГИЯ-2013»

МАТЕРИАЛЫ КОНФЕРЕНЦИИ

Том 3

Часть 1

*Составитель Макаров А.В.
Компьютерная верстка Фомичевой А.В.
Печатается в авторской редакции*

Лицензия ИД № 05285 от 4 июля 2001 г.
Подписано в печать 29.05.2013. Формат 60x84 1/16.
Печать офсетная. Усл. печ. л. 10,93.
Тираж 100 экз. Заказ № .
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический
университет им. В.И. Ленина»
153003, Иваново, ул. Рабфаковская, 34.

Отпечатано в УИУНЛ ИГЭУ.