

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

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

«ЭНЕРГИЯ-2014»

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

ИВАНОВО, 15 – 17 апреля 2014 г.

МАТЕРИАЛЫ КОНФЕРЕНЦИИ

**ТОМ 3
ЧАСТЬ 1**

ИВАНОВО

ИГЭУ

2014

УДК 620 + 621

ББК 31

Э 45

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА // Девятая международная научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2014»: материалы конференции. В 7 т. Т. 3. Ч. 1. – Иваново: ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», 2014. – 250 с.

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.**

А.Р. Ахметшин, ассистент;

рук. А.И. Федотов, д.т.н., профессор

(КГЭУ, г. Казань)

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ С СИММЕТРИРУЮЩЕЙ ОБМОТКОЙ

Для устранения несимметрии фазных напряжений выпускаются трансформаторы с симметрирующей обмоткой (ТСО), при этом отсутствуют паспортные параметры трансформаторов, учитывающие влияние симметрирующей обмотки (СО) на режимы их работы. Эти трансформаторы за счет использования специальной СО позволяют при несимметричной нагрузке уменьшить перекося фазных напряжений и соответственно снизить потери электроэнергии в РЭС. Актуальной задачей является разработка методики определения параметров схемы замещения ТСО с разными схемами соединения обмоток. Стандартных параметров трансформаторов, полученных из опытов холостого хода и короткого замыкания, недостаточно для расчета параметров схемы замещения ТСО. Поэтому в работе предлагается дополнительно использовать внешние характеристики снятые для неполнофазных режимов работы ТСО.

Схема замещения ТСО относительно фазных переменных, приведенная к вторичной обмотке представлена на рис. 1.

На рис. 1 приняты следующие обозначения: $\dot{E}_a, \dot{E}_b, \dot{E}_c$ – фазные ЭДС; r_T – активное сопротивление фаз обмоток; x_S – собственное фазное индуктивное сопротивление обмоток; r_N – активное сопротивление СО; x_{NS} – собственное индуктивное сопротивление СО; x_M – сопротивление взаимной индукции между фазами; x_{MN} – сопротивление взаимной индукции между фазами и СО; $\dot{Z}_a, \dot{Z}_b, \dot{Z}_c$ – сопротивления нагрузки; $\dot{U}_{aN}, \dot{U}_{bN}, \dot{U}_{cN}$ – фазные напряжения на нагрузке.

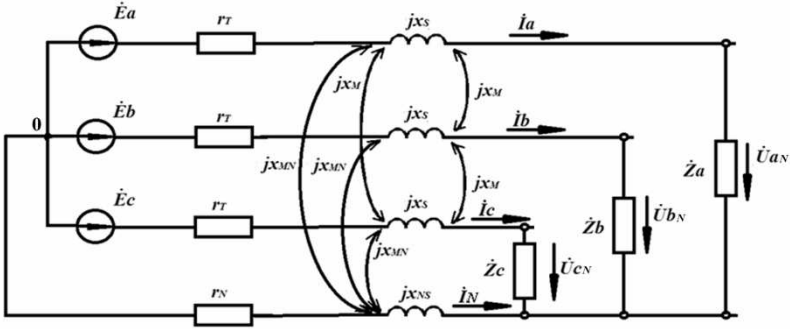


Рис. 1. Схема замещения трансформатора с симметрирующей обмоткой, приведенная к его вторичной стороне

Запишем уравнение баланса напряжений каждой из обмоток по отношению к нейтрали:

$$\left. \begin{aligned} \dot{E}_a - [r_T + j(x_T + x_{co})] \cdot \dot{I}_a - jx_{co} \cdot (\dot{I}_b + \dot{I}_c) &= \dot{U}_{aN} - r_N \cdot \dot{I}_N \\ \dot{E}_b - [r_T + j(x_T + x_{co})] \cdot \dot{I}_b - jx_{co} \cdot (\dot{I}_a + \dot{I}_c) &= \dot{U}_{bN} - r_N \cdot \dot{I}_N \\ \dot{E}_c - [r_T + j(x_T + x_{co})] \cdot \dot{I}_c - jx_{co} \cdot (\dot{I}_a + \dot{I}_b) &= \dot{U}_{cN} - r_N \cdot \dot{I}_N \end{aligned} \right\}$$

Полученным уравнениям соответствует схема замещения, рис. 2, которая позволяет моделировать несимметричные режимы работы ТСО в программном пакете MATLAB.

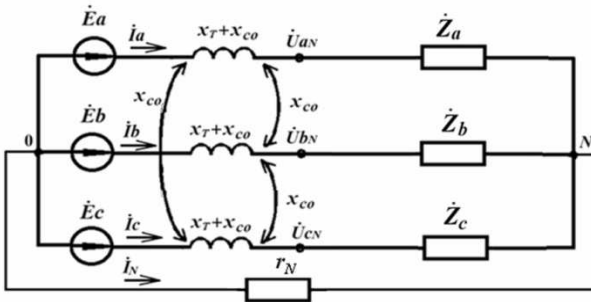


Рис. 2. Схема замещения трансформатора с симметрирующей обмоткой

По полученным численным значениям параметров рассчитаем на модели внешние характеристики трансформаторов без симметрирования и с симметрированием в режиме двухфазной нагрузки, рис. 3.

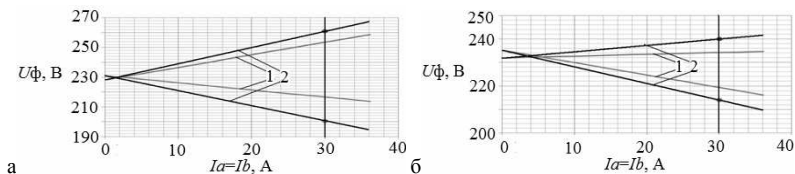


Рис. 3. Внешняя характеристика трансформатора без симметрирования (а) и с симметрированием (б) в режиме двухфазной нагрузки: 1 – аппроксимационные внешние характеристики ТМГ-25/10-У; 2 – по данным модели построенной в программном пакете MATLAB

Как показано выше, математическая модель ТСО относительно фазных переменных дает качественное совпадение с экспериментальными результатами, но в количественном отношении точность недостаточная. Объяснить это можно тем, что рассматриваются трансформаторы со схемой соединения обмоток «звезда-звезда с нулем», для которых в несимметричных режимах часть магнитного потока замыкается помимо магнитопровода через бак трансформатора.

Параметры схемы замещения учитывающие наличие СО, рис. 2, могут быть определены, если использовать внешние характеристики трансформаторов, снятые для неполнофазных режимов их работы на индуктивную нагрузку. В работе приведены соответствующие расчетные формулы. Однако, для трансформаторов со схемой соединения обмоток «треугольник – звезда с нулем» они некорректны и дают недостоверный результат, что иллюстрируется на рис. 3. Объясняется это тем, что в данных трансформаторах в режимах с несимметричной нагрузкой части магнитного потока за пределы магнитопровода.

Поскольку этот поток обусловлен той частью фазных токов, которая идентифицируется как токи нулевой последовательности, то логично использовать математическое описание несимметричных режимов работы трансформаторов через симметричные последовательности токов и напряжений, вводя соответствующие параметры в схему замещения.

Поскольку при снятии внешней характеристики трансформатор нагружен с помощью индуктивного сопротивления X_n , индуктивное сопротивление нулевой последовательности трансформатора $X^{(0)}$ можно найти, исходя из внешней характеристики трансформатора при однофазной нагрузке:

$$E / \frac{1}{3} \cdot I_a = 3 \cdot X_n + 2 \cdot X^{(1)} + X^{(0)} .$$

Если ток через фазу «b» не протекает, то:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \dot{U}_{xy}^{(1)} &= E_a - j(X^{(1)} + X_n) \cdot I_a^{(1)}, \\ \Delta \dot{U}_{xy}^{(2)} &= 0 - j(X^{(2)} + X_n) \cdot I_a^{(2)} = 0 - j(X^{(1)} + X_n) \cdot I_a^{(1)}, \\ \Delta \dot{U}_{xy}^{(0)} &= 0 - j(X^{(0)} + X_n) \cdot I_a^{(0)}. \end{aligned} \right\}.$$

Подставляя выражения, получаем:

$$\dot{U}_b = \Delta \dot{U}_{bxy} = \dot{E}_b - j(X^{(0)} - X^{(1)}) \cdot \dot{I}_0.$$

В режиме однофазной нагрузки трансформатора без СО и с СО индуктивное сопротивление трансформатора определяются следующим образом:

Из опыта короткого замыкания при $u_{кз} = 4,5\%$ определим индуктивное сопротивление трансформатора прямой последовательности:

$$X^{(1)} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}.$$

Как отмечено выше,

$$X^{(2)} = X^{(1)}.$$

По внешней характеристике трансформатора определим сопротивление нагрузки:

$$X_n = \frac{U_a}{I_a}.$$

Находим индуктивное сопротивление трансформатора нулевой последовательности:

$$X^{(0)} = \frac{3 \cdot E}{I_a} - \frac{3 \cdot U_a}{I_a} - \frac{2 \cdot u_{кз}, \%}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}.$$

В результате расчетов были определены параметры схемы замещения, позволяющие определить техническую эффективность от применения ТСО.

В соответствии с изложенной методикой на примере трансформаторов мощностью 25 кВА со схемой соединения обмоток «звезда–звезда с нулем» построены их внешние характеристики в режиме двухфазной нагрузки, рис. 4.

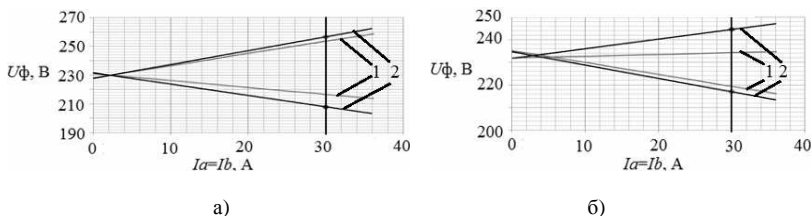


Рис. 4. Внешняя характеристика трансформатора без симметрирования (а) и с симметрированием (б) в режиме двухфазной нагрузки: 1 – аппроксимационные внешние характеристики трансформатора ТМГ-25/10-У; 2 – численный расчет неполнофазных режимов

Из рис. 4 можно сделать вывод, что результаты расчетов с использованием симметричных составляющих значительно близки по загруженной фазе к аппроксимированным значениям, построенным по данным завода изготовителя и в дальнейшем для оценки технической эффективности применения ТСО используем метод симметричных составляющих.

*И.Д. Ганиев, магистрант;
рук. Н.В. Чернова, к.т.н.
(КГЭУ, г. Казань)*

ОСТАТОЧНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ В ПЕРЕХОДНОМ ПРОЦЕССЕ

Выбор мероприятий по ограничению воздействия кратковременных нарушений электроснабжения (КНЭ) по ступенчатой форме действующего значения провала напряжения предполагает заранее принимаемые более жесткие условия, нежели имеющиеся в действительности: остаточное напряжение у потребителя при возникновении короткого замыкания (КЗ) на отходящей от системообразующей подстанции (СОП) воздушной линии электропередачи (ЛЭП) будет меняться по экспоненциальной кривой. Это способствует смягчению требований к параметрам устройств ограничения провалов напряжения. Рассмотрим схему электроснабжения, представленную на рис. 1а. На схеме замещения, рис. 1б, индексы «с, р, l» относятся к параметрам энергосистемы ЭС, линиям электропередачи, идущим к рассматриваемому промышленному предприятию, и к линии длиной L, на которой произошло короткое замыкание на расстоянии l от подстанции ПС; Н – нагрузка.

Пусть произошло трёхфазное КЗ на отходящей ЛЭП. Ток замыкания в переходном процессе изменяется по следующему закону

$$i_k = I_k \sin(\theta - \psi_i) + (i_0 + I_k \sin \psi_i) e^{-\theta / \omega T_a}, \quad (1)$$

где i_0 – начальное значение тока в момент КЗ; I_k – амплитудное значение установившегося тока КЗ; ψ_i – фазовый сдвиг тока КЗ; T_a – постоянная времени, с.

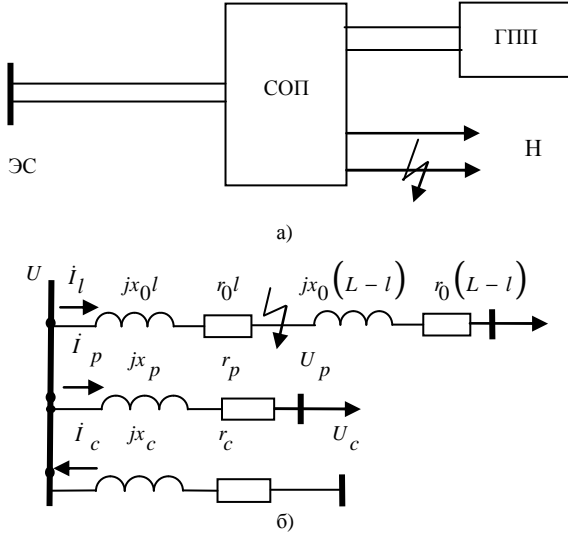


Рис. 1. Типовая схема системы электроснабжения: а – принципиальная схема системы электроснабжения; б – расчётная схема замещения

Из формулы (1) видно, что второе слагаемое, представляющее аperiодический ток КЗ, может принимать различные значения, так как зависит от начального тока i_0 , т.е. от момента возникновения КЗ. Отсюда следует, что оценку остаточного напряжения уже нельзя проводить детерминированными методами, а следует привлечь методы на основе теории вероятностей

Используя формулу (1), запишем выражение для определения остаточного напряжения в переходном процессе

$$\begin{aligned} u_0 &= r_l i_h + x_l \frac{di_h}{d\theta} = r_l \left[I_k \sin(\theta - \psi_i) + (i_0 + I_k \sin \psi_i) e^{-\theta / \omega T_a} \right] + \\ &+ x_l I_k \cos(\theta - \psi_i) - \frac{x_l}{\omega T_a} (i_0 + I_k \sin \psi_i) e^{-\theta / \omega T_a} = \\ &= U_k \sin(\theta - \psi_u) + U_a e^{-\theta / \omega T_a}, \end{aligned} \quad (2)$$

где $U_k = z_l I_k$, $z_l = \sqrt{r_l^2 + x_l^2}$, $I_k = U_c / z_k$, $z_k = \sqrt{(r_c + r_l)^2 + (x_c + x_l)^2}$,
 $\operatorname{tg} \psi_u = \frac{x_c + x_l}{r_c + r_l} = \omega T_a$, $U_a = \left(\frac{r_l}{x_l} - \frac{1}{\omega T_a} \right) (x_l i_0 + x_l I_k \sin \psi_i)$.

Можно считать, что аperiodическая составляющая остаточного напряжения всегда положительная, но её конкретное значение зависит от момента наступления КЗ. Тем самым возникает необходимость вероятностного подхода к оценке уровня остаточного напряжения. Наиболее корректным было бы применение текущего действующего значения напряжения $U(t)$, задаваемого формулой

$$U(t) = \sqrt{\frac{1}{T} \int_t^{t+T} u^2(\tau) d\tau}.$$

Однако данное выражение трудно использовать для связи параметров переходного процесса с уровнем остаточного напряжения. В то же время практически тот же результат можно получить, если перейти от мгновенных значений переменных к непрерывной огибающей максимальных значений остаточного напряжения. На рис. 2 приведены огибающие максимального напряжения U_{0m} , построенные по выражению

$$U_{0m} = U_k + U_a e^{-t/T_a}, \quad (3)$$

где принято $U_k = 90$ кВ, а параметры U_a и T_a подвергнуты вариации.

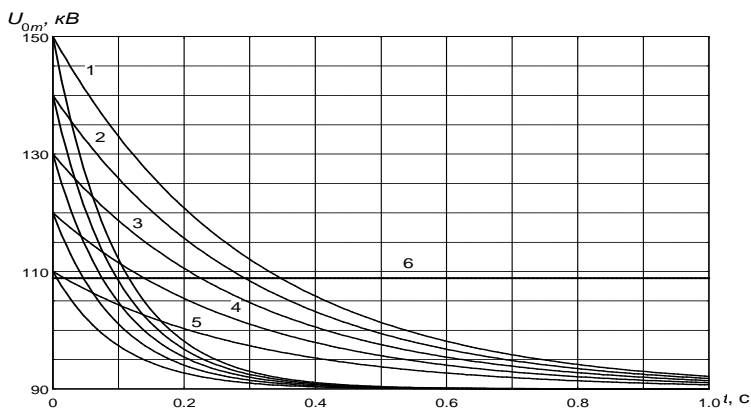


Рис. 2. Огибающие максимальных значений остаточного напряжения

На рис. 2 приняты следующие обозначения: 1, 2, 3, 4, 5 – характеристики, последовательно соответствующие значениям $U_a = 60, 50, 40, 30$ и 20 кВ; для крутопадающих характеристик $T_a = 0,1$ с; для плавно изменяющихся характеристик $T_a = 0,3$ с; линия 6 соответствует амплитудному значению допустимого напряжения: $U_{\text{дон max}} = 0,7 * 110 * \sqrt{2}$ кВ.

В качестве конкретного примера будем считать, что кривая 1 соответствует максимальному остаточному напряжению, а кривая 5 – минимальному остаточному напряжению и $t_0 = 0,3$ с. Все остальные возможные характеристики, зависящие от момента начала КЗ, укладываются между ними. Вероятность допустимого уровня остаточного напряжения q_o может быть рассчитана по следующей формуле

$$q_o(t) = \frac{U_{0m}^{\max}(t) - U_{\text{дон max}}}{U_{0m}^{\max}(t) - U_{0m}^{\min}(t)}, \quad (4)$$

где $U_{0m}^{\max}(t)$ – максимальное остаточное напряжение (кривая 1, рис. 2);

$U_{0m}^{\min}(t)$ – минимальное остаточное напряжение (кривая 5, рис. 2).

Подставляя выражение (3) в формулу (4) и используя выражение (2), получаем

$$q_o(t) = \frac{U_k - U_{\text{дон max}} + x_l \left(\frac{r_l}{x_l} - \frac{1}{\omega \Gamma_a} \right) (i_{0\text{max}} + I_k \sin \psi_i) e^{-t/T_a}}{x_l \left(\frac{r_l}{x_l} - \frac{1}{\omega \Gamma_a} \right) \Delta i_0 e^{-t/T_a}}, \quad (5)$$

где $\Delta i_0 = i_{0\text{max}} - i_{0\text{min}}$; $i_{0\text{max}}$ – максимально возможное значение тока в момент КЗ; $i_{0\text{min}}$ – минимально возможное значение тока в момент КЗ.

Если $q_o(t) < 0$, то для данного расстояния до места КЗ и при заданном времени отключения КЗ даже максимальное значение остаточного напряжения меньше нормативного.

Из выражения (5) можно определить граничную длину электропередачи, в пределах которой все КЗ приводят к экономически оправданному вероятностному значению ущерба от воздействия КНЭ, и предусмотреть необходимые технические мероприятия.

В.А. Касимов, асп.;
рук. Р.Г. Минуллин, д.ф.-м.н., профессор
(КГЭУ, г. Казань)

КОНТРОЛЬ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ ГОЛОЛЕДНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И ИХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ВДОЛЬ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

На большей части территории России в зимний период воздушные линии электропередачи (ЛЭП) подвержены обледенению проводов. Сверхнормативные гололедно-изморозевые отложения (ГИО) становятся причиной провисания и обрывов проводов, разрушения арматуры, поломки опор воздушных линий электропередачи. Обычно на ликвидацию подобных аварий уходит много времени и средств, в первую очередь это связано с массовым характером повреждений и разбросом по линии одновременно пораженных участков. Для предотвращения повреждений воздушных линий (ВЛ) используются методы и устройства, ограничивающие и предупреждающие атмосферные воздействия на линию.

Один из таких методов – это метод контроля гололедообразования локационным зондированием. При локационном способе диагностики ЛЭП информацию несут импульсы, отраженные от неоднородностей волнового сопротивления линии. При образовании ГИО на проводах ВЛ появляется дополнительное затухание $\Delta\alpha_{\text{Л}}$ локационных сигналов и уменьшается до $v_{\text{Л}}$ скоростей распространения по проводам [1]:

$$\Delta\alpha_{\text{Л}} \approx \frac{2\pi f K l_{\text{Л}} \text{tg } \delta_{\text{Л}} \ln(1+b/r_{\text{ПР}})}{1.15 p \varepsilon'_{\text{Л}} (1 + \text{tg}^2 \delta_{\text{Л}}) (Zp - 60K \ln(1+b/r_{\text{ПР}}))};$$

$$v_{\text{Л}} \approx \left[\frac{10^{-4} K \ln(1+b/r_{\text{ПР}})}{Zp - 60K \ln(1+b/r_{\text{ПР}})} \left(1 - \frac{1}{\varepsilon'_{\text{Л}} (1 + \text{tg}^2 \delta_{\text{Л}})} \right) + \frac{1}{v_0} \right]^{-1},$$

где Z – волновое сопротивление; p – число проводов в расщепленной фазе; $r_{\text{ПР}}$ – радиус провода; K – коэффициент, отражающий влияние расщепления фаз; $l_{\text{Л}}$ – длина участка линии, покрытого гололедом, в км; v_0 – скорость сигналов при отсутствии ГИО на проводах, в км/с.

Из-за уменьшения скорости распространения происходит запаздывание локационных импульсов. Для примера на рис. 1 приведены зависимости для проводов марок АС120/19 и АС150/19 амплитуды и запаздывания сигнала от стенки гололеда b (рис. 1, а, б), от длины покрытия гололедом $l_{\text{Л}}$ (рис. 1, в, г) и от частоты f (рис. 1, д, е).

Запаздывание, обусловленное удлинением проводов под действием веса гололеда и ветровых нагрузок, мало влияет на суммарное запаздывание [2 – 4], поэтому им можно пренебречь. Затухание сигнала увеличивается с уменьшением диаметра провода и увеличением частоты, запаздывание уменьшается с ростом частоты. Линейная зависимость запаздывания от длины покрытия позволяет ввести погонное запаздывание, что упрощает расчет уставок для линий разной длины.

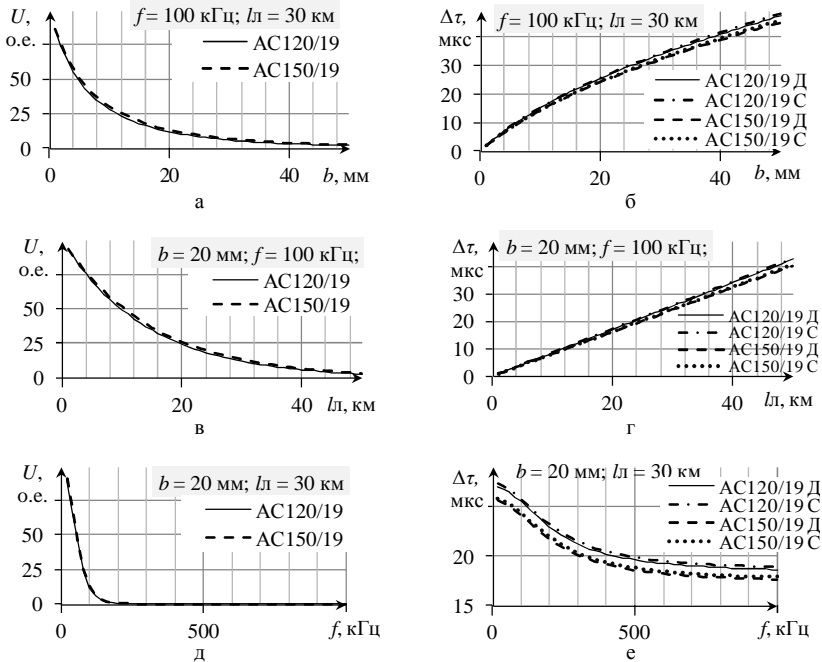


Рис. 1. Зависимости амплитуды U (а, в, д), суммарных $\Delta\tau_{\Sigma\text{Л}}$ и диэлектрических $\Delta\tau_{\text{Л}}$ запаздываний (б, г, е) локационного сигнала от стенки гололеда b (а, б); от длины покрытия гололедом $l_{\text{Л}}$ (в, г); от частоты f (д, е)

Теперь необходимо решить обратную задачу, но определение стенки и длины гололеда по двум параметрам отраженного сигнала затруднено, в связи с тем, что система уравнений $l_{\text{Л}}(b, \Delta\tau = \text{const})$, $l_{\text{Л}}(b, U = \text{const})$ может иметь и множество решений, и не иметь решений вовсе [2]. Таким образом, $l_{\text{Л}}$ и b не могут быть определены однозначно, и необходимо по имеющимся данным наблюдений фиксировать длину участка, наиболее вероятно покрываемого гололедными отложениями $l_{\text{Л}}$, и затем рас-

считывать стенку гололеда по каждому из параметров, определяя тем самым диапазон возможных значений стенки гололеда b .

Результаты пересчета по разработанной методике, алгоритму и компьютерной программе [5] значений U и Δt в толщину стенки гололеда b по данным измерений в течение января 2013 г. представлены на рис. 2. Максимум гололедного образования толщиной в 3 мм наблюдался 4 января 2013 г. Данные гололедные отложения не представляли угрозы целостности проводам воздушных линий.

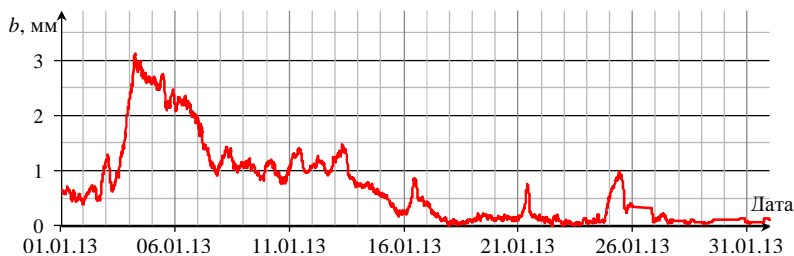


Рис. 2. Контроль локационным методом в течение месяца толщины стенки гололедных образований на проводах ЛЭП 110 кВ «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода» [1.01–31.01.2013]

Недостатком локационного метода является невозможность отличить наличие небольшого по толщине гололедного образования на большой длине воздушной линии от опасной концентрации льда на ее отдельных небольших участках. Для преодоления этого недостатка применяется метод разбиения линии на отдельные локационные участки с учетом ее неоднородностей.

Пример такого разбиения линии длиной 40 000 м «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода» на 5 участков приведен на рис. 3.

На графиках хорошо видно, что толщина стенки гололеда b , измеряемая в мм, различна на разных участках линии. Естественно, что угроза обрыва проводов линии максимальна на участках, где наблюдаются максимальные значения b . Так максимальная стенка была зафиксирована на участке между опорами № 99 и 134, а минимальная между опорами № 40 и 99. Этот способ позволяет устранить недостаток локационного метода, заключающийся в определении интегрального по всей длине линии значения стенки гололеда, что в свою очередь позволит предотвратить аварии на коротких, но сильно подверженных гололедообразованию участках линии.

Приведенные примеры убедительно характеризует возможности локационного метода обнаружения гололедных отложений на проводах ЛЭП и

подтверждает его высокую чувствительность, обеспечивающую раннее обнаружение гололеда, начиная с толщины стенки 0,1 мм и даже ниже.

Разработаны и опробованы алгоритм, методика и компьютерная программа [5] расчета толщины стенки гололедного покрытия, с помощью которых рассчитывается вес гололедной муфты в пролете. Если он превышает допустимые значения, то дается сигнал для начала плавки гололеда. В приведенных случаях плавка гололеда не потребовалась.

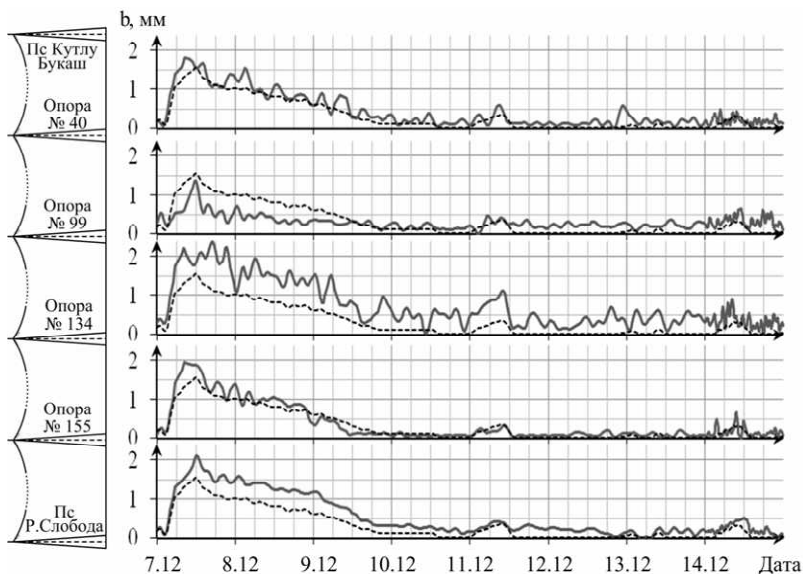


Рис. 3. Динамика изменения значений стенки гололеда на проводах ВЛ «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода» для различных участков

Библиографический список

1. **Методические** указания по расчету параметров и выбору схем высокочастотных трактов по линиям электропередачи 35 – 750 кВ переменного тока. ОАО «ФСК ЕЭС», 2010.
2. **Касимов В.А.**, Минуллин Р.Г., Яруллин М.Р. Метод расчета толщины стенки гололеда на проводах линий электропередачи при локационном зондировании. // Научные труды IV Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». Т.1. Новочеркасск: Лик (ЮРГПУ). 2013. – С. 488 – 492.
3. **Минуллин Р.Г.**, Касимов В.А., Яруллин М.Р. Определение параметров гололедных отложений на проводах линий электропередачи локационным методом. // Материалы докладов VII открытой молодежной научно-практической конференции «Диспетчеризация в электроэнергетике. Проблемы и перспективы». Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2013. – С. 234 – 239.
4. **Минуллин Р.Г.**, Касимов В.А., Яруллин М.Р. Определение параметров локационных сигналов при наличии гололедных отложений на проводах линий электропередачи //

Материалы докладов VII молодежной международной научной конференции «Тинчуринские чтения». Т.3. Казань: КГЭУ, 2013. – С. 18.

5. **Касимов В.А.**, Минуллин Р.Г. Программный модуль для расчета стенки гололедных отложений на проводах линий электропередачи по результатам локационного зондирования. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2013661783. Зарегистрировано 16.12.2013.

В.А. Касимов, асп.; В.М. Анисимова, студ.;
рук. Р.Г. Минуллин, д.ф.-м.н., профессор,
Т.К. Филимонова, к.ф.-м.н., доцент
(КГЭУ, г. Казань)

ВАРИАЦИИ ПАРАМЕТРОВ СИГНАЛОВ ЛОКАЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В ШТАТНЫХ УСЛОВИЯХ

Метод локационного зондирования воздушных линий электропередачи (ЛЭП) позволяет определять неоднородности волнового сопротивления проводов воздушных линий (ВЛ), такие как короткие замыкания, обрывы и гололедные образования. Локационная диагностика состояния ЛЭП позволяет предотвратить аварии благодаря раннему обнаружению гололедных образований на проводах и ускорить восстановление электрических сетей в случае их повреждения [1, 2].

С помощью локационного устройства производится зондирование с последующим измерением амплитуды и времени распространения импульсных сигналов, отраженных от неоднородностей волнового сопротивления линии. Для анализа состояния ЛЭП используются амплитуда в относительных единицах (о.е.) и изменение времени распространения – запаздывание. При появлении гололедных отложений величины U и Δt изменяются синхронно, как это видно на суточных графиках на рис. 1. Использование двух критериев повышает надежность обнаружения гололеда на ЛЭП.

Путем анализа изменений амплитуд и запаздываний исследуется стабильность высокочастотного (ВЧ) тракта линии электропередачи. Стабильность влияет на условия раннего обнаружения гололедно-изморозевых отложений (ГИО) на проводах ВЛ. В штатной ситуации при отсутствии гололеда на проводах линии электропередачи стабильность параметров амплитуды U и запаздывания Δt зависит от температуры окружающей среды, солнечного нагрева, существующей нагрузки линий электропередачи, порывов ветра. На нестабильность параметров U и Δt влияют погодные условия в виде тумана, мороси, дождя и снега. Кроме

того, флуктуации отсчетов значений U и Δt возникают под влиянием шумов и помех, которые постоянно присутствуют в ВЧ канале ЛЭП.

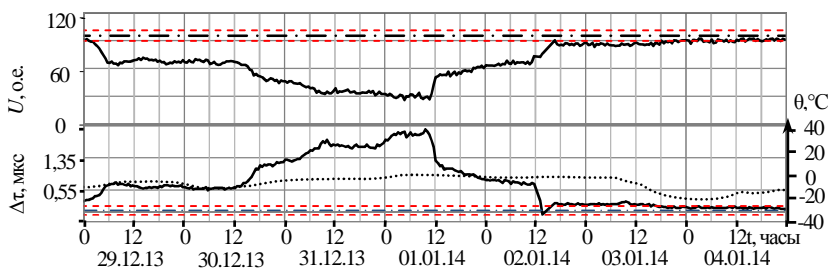


Рис. 1. Динамика изменения амплитуды U и запаздывания Δt , отраженных импульсов на ЛЭП 110 кВ «Подстанция № 14 – Бугульма-500» при образовании гололедно-изморозевых отложений за период 29.12.2013 – 04.01.2014

Необходимо установить пределы вариаций U и Δt , не будут ли они маскировать обнаружение ГИО. При выборе уставок для обнаружения гололеда на проводах ЛЭП необходимо учитывать флуктуации значений амплитуды U и запаздывания Δt импульсных сигналов.

На рис. 2. приведены изменения $U(t)$ и $\Delta t(t)$ отраженных сигналов, измеренные через 30 мин летом 2013 г. На приведенных графиках хорошо видны суточные вариации: в полдень значения амплитуды U минимальны, в полночь – максимальны, а для запаздывания – наоборот. Коэффициент корреляции между амплитудой U (запаздыванием Δt) и температурой Θ равен $-0,59$ ($0,63$). То есть параметры сигнала статистически связаны с температурой окружающей среды и эта связь обусловлена нагреванием проводов.

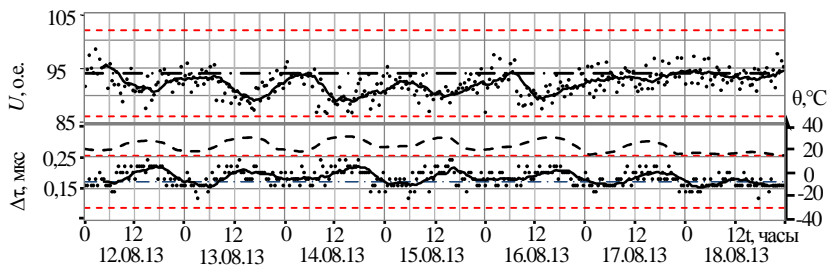


Рис. 2. Динамика изменения амплитуды U и запаздывания Δt , отраженных импульсов на ЛЭП 110 кВ «Подстанция № 14 – Бугульма-500», а также динамика изменения температуры окружающей среды (штриховая линия) за период 12.08.2013 – 18.08.2013

Для детального анализа влияния температуры на параметры сигналов были построены корреляционные зависимости $U(\Theta)$ и $\Delta\tau(\Theta)$ за 2013 г. для линии «Подстанция № 14 – Бугульма-500» длиной 10 800 м (рис. 3, количество измерений более 10 000), коэффициенты корреляции равны $-0,54$ и $0,73$. Были получены уравнения регрессии:

$$U = 95,3 - 0,1295\Theta$$

$$\Delta\tau = 2,1904\Theta + 41,379$$

Полученные уравнения регрессии можно использовать для выбора уставки, которая будет изменяться в зависимости от температуры окружающей среды, это дополнительно повысит чувствительность системы локационной диагностики состояния воздушных линий электропередачи.

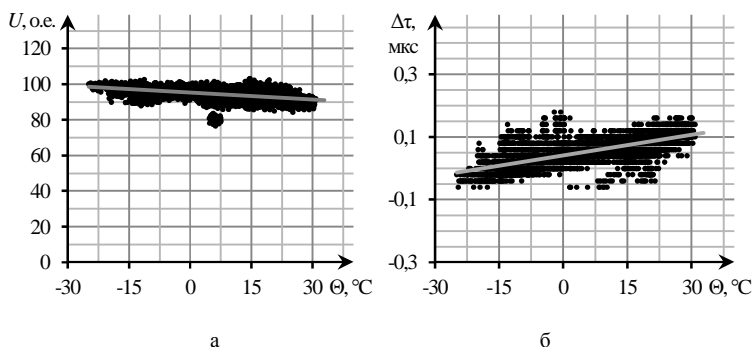


Рис. 3. Корреляционные зависимости $U(\Theta)$ (а) и $\Delta\tau(\Theta)$ (б) локационного зондирования ВЛ 110 кВ «Подстанция № 14 – Бугульма-500» длиной 10 800 м за 2013 г.

На рис. 4. представлены плотности распределений запаздывания и амплитуды, гистограммы построены по эмпирическим данным, сплошные линии соответствуют нормальным распределениям среднеекватичными отклонениями и средними значениями, полученным по экспериментальным данным.

Оценка показателей асимметрии A и эксцесса E позволяет сделать вывод о соответствии эмпирических распределений запаздываний $\Delta\tau$ и амплитуд U нормальному распределению. Так для распределения амплитуд U показатель асимметрии равен $-0,82$, а показатель эксцесса равен $2,68$; для запаздываний $-0,2270$ и $-0,1018$, то можно считать, что распределение не противоречит нормальному закону [3].

Распределения параметров сигналов подчиняются закону Гаусса, поэтому в практических целях можно устанавливать доверительные ин-

тервалы по уровню $\pm 3\sigma$. Тогда 99,7 % текущих значений измеряемых запаздываний и амплитуд будут находиться в пределах $\pm 3\sigma$ относительно среднего значения ($U_{CP} = 94,35$; $\sigma_U = 2,85$; $\Delta t_{CP} = 56,11$; $\sigma_{\Delta t} = 36,25$).

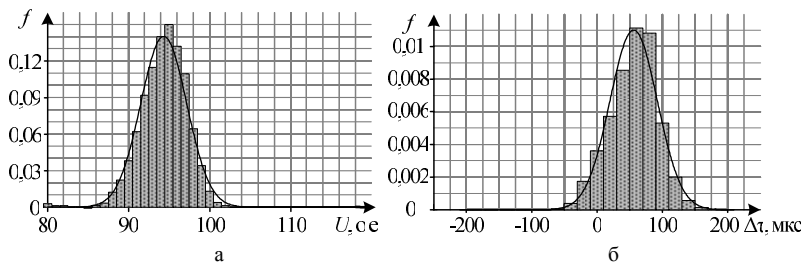


Рис. 4. Плотности распределений амплитуд $U(a)$ и запаздываний Δt (б) отраженных сигналов на ВЛ 110 кВ «Подстанция № 14 – Бугульма-500» длиной 10 800 м за 2013 г.

Предельная чувствительность локационного метода при обнаружении гололедных образований на проводах линий электропередачи определяется периодом дискретизации и разрядностью АЦП локационной аппаратуры. В нашем случае используется 8-ми разрядный АЦП с периодом дискретизации 0,02 мкс (соответствует отрезку линии в 3 м).

Приведенные данные подтверждают высокую чувствительность и достаточную стабильность локационного метода при регистрации изменений отраженного сигнала. В результате анализа экспериментальных данных можно утверждать, что имеются температурные вариации параметров локационного сигнала, однако ими можно пренебречь при выборе уставок, так как изменения параметров сигналов при образовании гололеда значительно превышают температурные вариации (рис. 1, 2), и температурные вариации не будут маскировать процесс образования гололеда на проводах. Результаты, полученные для линии «Подстанция № 14 – Бугульма-500» длиной 10 800, соответствуют полученным ранее результатам для других линий электропередачи [4].

Библиографический список

1. Минуллин Р.Г., Фардиев И.Ш. Локационная диагностика воздушных линий электропередачи. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2008. – 202 с.
2. Минуллин Р.Г., Касимов В.А., Яруллин М.Р. Локационный метод обнаружения гололеда на линиях электропередачи. // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф. Т.1. – Новочеркасск: Лик (ЮРГПУ), 2013. – С. 518 – 522.
3. Смирнов Н.В., Дунин-Барковский И.В. Курс теории вероятностей и математической статистики для технических приложений. – М.: Наука, 1965. – 512 с.

4. **Мицуллин Р.Г.**, Касимов В.А., Яруллин М.Р., Филимонова Т.К. Исследование параметров высокочастотного тракта линии электропередачи локационным методом в штатных условиях при отсутствии гололеда. // Энергетика Татарстана. – 2012. – № 4 (28). – С. 44 – 50.

*Г.В. Квашина, асп.
(ЛГТУ, г. Липецк)*

РЕЗЕРВИРОВАНИЕ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Существующие методы обеспечения безотказности систем электроснабжения предусматривают введение избыточных мощностей, что ведет к росту объемов энергопотребления и эксплуатационных расходов. Распространённым способом повышения надёжности функционирования систем электроснабжения является введение избыточностей. Широко используется в электроснабжении структурное резервирование [1]. Недостатками структурной избыточности являются потребность в большом числе элементов, подвергающихся резервированию, и высоконадежных переключающих элементов. Это вызывает противоречие между требованием к снижению эксплуатационных расходов на содержание и покупку резервного оборудования и требованием к обеспечению безаварийности эксплуатации, что в условиях износа существующего оборудования и роста электропотребления требует как раз наличие резервных мощностей. Разработка способов решения данной проблемы рассматривается при частичной поддержке программы УМНИК по проекту «Аппаратный комплекс оценки и оптимизации функционирования высоковольтного оборудования».

Одним из путей снижения эксплуатационных расходов при одновременном сохранении безаварийности работы является использование в системах временной избыточности (резервирования) [2 – 4]. Оно подразумевает создание запаса времени, необходимого для выполнения технологических функций объекта в случае отказа в работоспособности основной питающей линии. В течение создаваемого временного интервала происходит возобновление прерванного в результате отказа функционирования системы. Один из способов осуществления временного резервирования – использование накопителей энергии. В качестве устройства для накопления электрического заряда в системе может быть использован автономный источник тока (далее «накопитель»). Выбор типа накопителя, уровня требуемой мощности и ресурса его работы зависят от эксплуатационных параметров резервируемой схемы [5].

Расчет изменения безотказности системы при установке накопителя целесообразно рассматривать для двух случаев: для постоянного резервирования и резервирования замещением [6]. При постоянном резервировании вероятность безотказной работы системы соответствует

$$P_{\text{пост}} = 1 - (1 - e^{-\lambda t})^2,$$

где λ – интенсивность отказов системы, t – наработка элементов системы, 2 – кратность резервирования.

В случае резервирования замещением вероятность работы находится согласно:

$$P_{\text{замещ}} = e^{-\lambda t} + \frac{\lambda}{\lambda_n - \lambda} (e^{-\lambda t} - e^{-\lambda_n t}),$$

где λ_n – интенсивность отказов накопителя.

В качестве объекта для оценки изменения безотказности при использовании накопителя проанализируем показатели отходящих линий 6 кВ типовой схемы подстанции. Для расчетного участка выделим элементы: шины 6 кВ, шинный разъединитель, масляный выключатель, линейный разъединитель, кабельная линия 6 кВ, а также устройства защиты (рис. 1). Показатели надежности определены на основании статистических данных.

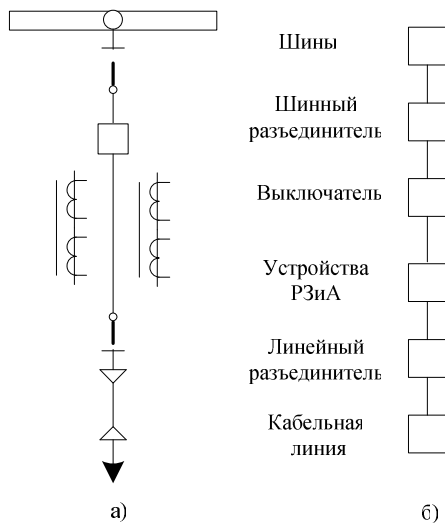


Рис. 1. Электрическая схема (а) и блок-схема (б) рассматриваемого участка сети

Предположим, что с целью повышения безотказности, вся рассматриваемая последовательная цепочка зарезервирована автономным источником питания с заданным значением вероятности работы. Получили данные, отражающие влияние использования резерва в данной системе (табл. 1)

Таблица 1. Параметры электрической цепи рис. 3 до и после внедрения избыточности

	Исходная система $\lambda = 0,686, \text{год}^{-1}$	Постоянное резервирование	Резервирование замещением
Вероятность работы	0,999137	0,999997	0,999998
Вероятность отказа	$8,63 \times 10^{-4}$	3×10^{-3}	2×10^{-3}
Доля снижения вероятности отказа системы, %	–	2,68	4,11

Для резервного питания потребителей от автономных источников, могут быть использованы различные типы накопителей. При этом для временного резервирования электроприёмников II категории наиболее предпочтительным представляется использование аккумуляторов, надёжность и срок службы которых во многом зависят от их ёмкости. Использование избыточной ёмкости аккумулятора сопровождается не только увеличением продолжительности его разряда на нагрузку, но и ужесточает требования к циклу заряда/перезаряда, в частности к величине токов и времени заряда, т.к. продолжительная работа аккумулятора в режиме неполного заряда резко снижает срок его службы. Поэтому для повышения срока службы аккумуляторов в случае их использования в качестве накопителей ёмкость аккумуляторов желательно выбирать из требования минимально допустимого времени их разряда. В то же время продолжительность работы накопителя на нагрузку в значительной степени влияет на надёжность работы системы с временным резервированием.

Таким образом выявлено, что введение временной избыточности позволяет снизить вероятность отказа системы. Для выбранной в качестве примера схемы при постоянном резервировании вероятность отказа снижается на 2,68 %, а при резервировании замещением – на 4,11%. При этом для достижения необходимого уровня надёжности системы введением временного резервирования возможно варьировать как параметры самой системы, так и время разряда накопителя.

Библиографический список

1. Шпиганович А.Н., Пестунов В.А. Повышение эффективности функционирования систем электроснабжения. – Елец: ЕГУ им. И.А. Бунина, Липецк: ЛГТУ, 2004. – 281 с.
2. Шпиганович А.А., Ляпин С.А., Квашнина Г.В. Формирование параметров элементов, определяющих функционирование технических систем // Вести высших учебных заведений Черноземья. – 2012. – № 1 (27). – С. 3 – 5.

3. **Квашнина Г.В.** Повышение эффективности функционирования сложных систем посредством применения избыточностей // мат-лы XVII Междунар. науч.-техн. конф. «Состояние и перспективы развития электротехнологии» (Бенардосовские чтения). Т1. Иваново, 2013. – С. 240 – 242.

4. **Квашнина Г.В.,** Шпиганович А.Н. Временное резервирование как актуальный способ повышения эффективности сложных систем // мат-лы Междунар. заочной науч.-практ. конф. – Липецк, 2013. – С. 25 – 27.

5. **Чачин Е.А.,** Бадалян Н.П., Балашова С.А., Митрофанов А.А. Введение в специальность: учебно-методическое пособие. – Ковров: ФГБОУ ВПО «КГТА им. В.А. Дегтярева», 2012. – 368 с.

6. **Матвеевский В.Р.** Надежность технических систем: учебное пособие. – М.: Московский государственный институт электроники и математики, 2002. – 113 с.

*А.А. Куликов, С.А. Шевчук, студенты;
рук. О.М. Котов, к.т.н., доцент
(УрФУ, г. Екатеринбург)*

УЧЕТ ПЕРИОДОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ В ЗАДАЧЕ ОЦЕНКИ СТРУКТУРНОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Аннотация. Повышению достоверности оценки структурной надёжности электрических систем может способствовать учёт зависимости аварийности основного оборудования от продолжительности его эксплуатации. В качестве инструмента для подобных расчётов предполагается использовать программу «Струна» в комплексе с разрабатываемой в настоящий момент подсистемой подготовки исходной информации. Предметом настоящего доклада является описание результатов расчётов, выполненных для оценки влияния изменяющейся во времени аварийности воздушных линий электропередач 110 и 220 кВ.

Введение. Расчётная схема для программы «Струна» [1] соответствует главной схеме электрических соединений и содержит набор исходных параметров, в общем случае различный для соответствующих типов оборудования [2]. При этом для таких элементов расчётной схемы, как силовые трансформаторы, сборные шины, разьединители набор показателей составляют частота отказов и среднее время аварийного восстановления. Аварийность воздушных линий (ВЛ) характеризуется отдельно частотой устойчивых и неустойчивых отказов, а модель надёжности силового выключателя характеризуется частотами отказов типа «короткое замыкание в обе стороны», «разрыв цепи» и относительной частотой неотключения коротких замыканий. Для исследования влияния динамически изменяющихся исходных показателей основного электротехническо-

го оборудования на результирующую надёжность потребителей были выполнены расчёты фрагмента системы электроснабжения (СЭС), типичной для крупного города. В данном случае СЭС (рис. 1) состоит из внешнего кольца питания, который образуют распределительные устройства (РУ) высшего напряжения подстанций 220 кВ (ЦП1 – ЦП3, центры питания), РУ 110кВ теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), а также районных понизительных подстанций (РПС1 – РПС4) и подстанций глубокого ввода (ПГВ1 и ПГВ2). Нагрузка всех потребительских подстанций 110/10 (6) кВ положена равной 35 МВт. Все выключатели 220 и 110 кВ приняты воздушными. Дополнительные узлы расчётной схемы, которые подключены к секциям 10(6) кВ и переходят в состояние отказа только в случае, когда нарушается электроснабжение *и* от первой, *и* от второй секции шин, моделируют полный отказ в электроснабжении соответствующей потребительской подстанции.

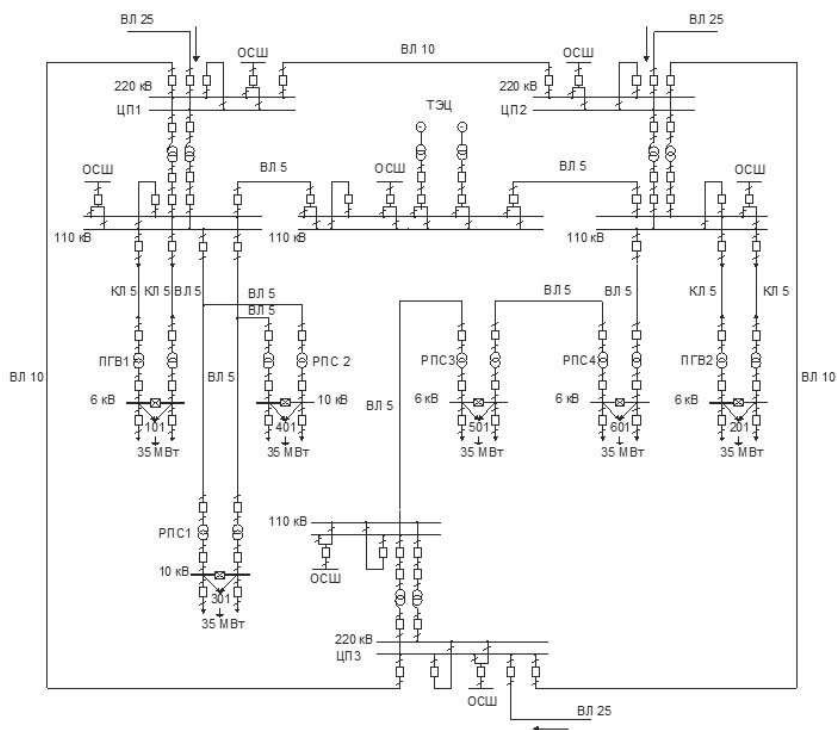


Рис. 1. Система электроснабжения города

Результаты исследований по аварийности выключателей и силовых трансформаторов [3, 4] позволили выполнить предварительную оценку влияния изменяющихся показателей на структурную надежность тестовой электрической сети [5]. На данном этапе было исследовано аналогичное влияние показателей воздушных линий [6].

Оценка влияния изменяющихся показателей воздушных линий 110 кВ и 220 кВ. Расчёты надёжности тестовой СЭС выполнялись для трёх временных отметок:

- Период приработки – год после ввода в эксплуатацию,
- Стационарный – период стабильной работы,
- Период старения – тридцатый год после ввода в эксплуатацию.

При этом считается, что все воздушные линии рассматриваемого класса напряжения одного возраста. Количественные показатели для расчётов (табл. 1) определены по графическим зависимостям, построенным, в свою очередь, на основе источников [2, 6, 7].

Таблица 1. Частота отказов воздушных линий

Класс напряжения, кВ	Период приработки		Стационарный период		Период старения	
	Аварийные	Устойчивые	Аварийные	Устойчивые	Аварийные	Устойчивые
110	6,0	3,0	3,9	1,9	9,8	5,0
220	3,0	1,5	1,7	0,9	5,8	3,0

На первом этапе были проанализированы все сочетания характерных периодов эксплуатации линий 110 и 220 кВ. Параметры аварийности остального основного оборудования системы приняты по стационарному периоду работы [2]. В качестве результирующего параметра рассчитывается величина ожидаемого суммарного годового недоотпуска электрической энергии всех подстанций СЭС. (табл. 2).

Таблица 2. Зависимость суммарного недоотпуска электроэнергии от периодов эксплуатации ВЛ

Период эксплуатации ВЛ 110 кВ	Период эксплуатации ВЛ 220 кВ	Суммарный годовой недоотпуск, МВт часов	Относительное превышение годового недоотпуска
Стационарный	Стационарный	20,23	1,00
Стационарный	Приработка	20,23	1,00
Стационарный	Старение	20,23	1,00
Приработка	Стационарный	20,89	1,03
Приработка	Приработка	20,89	1,03
Приработка	Старение	20,89	1,03
Старение	Стационарный	22,26	1,10
Старение	Приработка	22,26	1,10
Старение	Старение	22,26	1,10

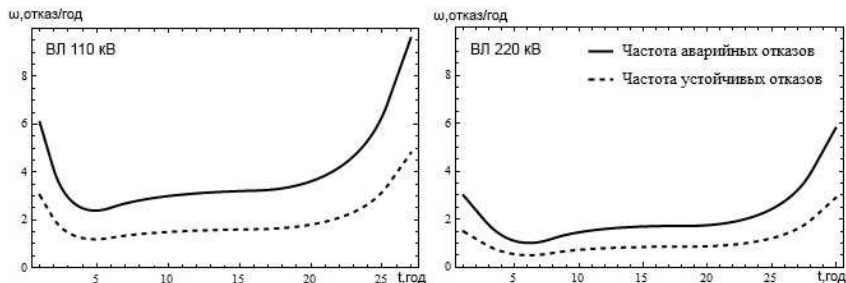


Рис. 2. Показатели надежности ВЛ 110 кВ и 220 кВ (на 100 км)

Из табл. 2 следует, что для рассматриваемой схемы возраст линий 220 кВ не оказывает влияния на результаты расчёта, вклад вносит только возраст ВЛ 110 кВ. Это объясняется тем, что линии класса 220 кВ образуют внешнее кольцо питания, и даже при кратном отказе электроснабжение потребительских подстанций будет осуществляться по ВЛ класса 110 кВ, в том числе, от городской ТЭЦ.

Полученные результаты позволили оценить влияние изменяющихся показателей аварийности ВЛ на различные типы потребительских подстанций. В качестве наблюдаемого параметра используется относительный годовой недоотпуск электрической энергии. Расчёты показали, что изменение возраста воздушных не влияет на суммарный недоотпуск с шин подстанций глубокого ввода и отпаечных подстанций. В табл. 3 приведены данные для подстанций на линии с двухсторонним питанием.

Таблица 3. Относительный недоотпуск

Период эксплуатации ВЛ 110 кВ	Период эксплуатации ВЛ 220 кВ	Относительное превышение годового недоотпуска для ПС на линиях с двухсторонним питанием (№№ 501, 601)
Стационарный	Стационарный	1,00
Стационарный	Приработка	1,00
Стационарный	Старение	1,00
Приработка	Стационарный	1,13
Приработка	Приработка	1,13
Приработка	Старение	1,13
Старение	Стационарный	1,39
Старение	Приработка	1,39
Старение	Старение	1,39

Оценка влияния периодов эксплуатации основного оборудования системы. На втором этапе расчётов были проанализированы все сочета-

ния характерных периодов эксплуатации выключателей и воздушных линий, как элементов, в наибольшей степени влияющих на надёжность потребительских подстанций в рассматриваемой схеме СЭС. На рис. 3 приведена диаграмма, отражающая полученные результаты. Ожидаемый недоотпуск электроэнергии так же, как и в предыдущем случае, оценивается относительно результата, полученного по аварийности стационарного периода.

Сочетания периода эксплуатации ВЛ (первая цифра кода) и выключателей (вторая цифра кода) определяются по следующему принципу:

- 0 – Период приработки;
- 1 – Стационарный период;
- 2 – Период старения.

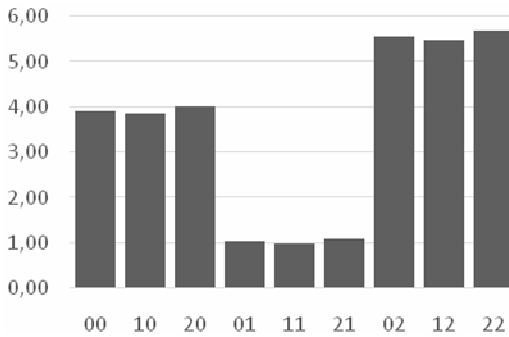
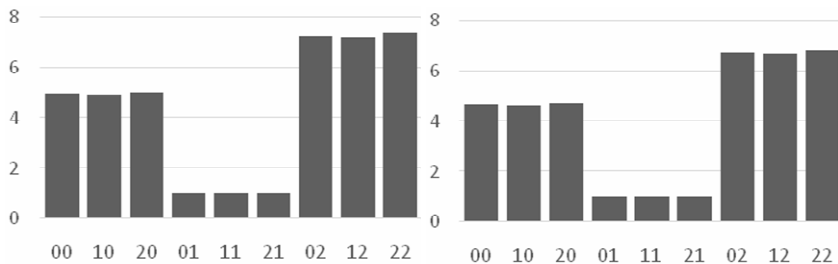


Рис. 3. Относительный недоотпуск электроэнергии

Представленная диаграмма (рис. 3) свидетельствует о том, что большее влияние на суммарный недоотпуск электрической энергии оказывают выключатели. Периоды эксплуатации линий электропередач оказывают влияние в меньшей степени.

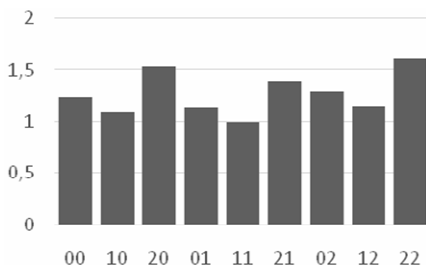
Достаточно показательна, как и в первом опыте, дифференциация полученных результатов по типам потребительских подстанций (рис. 4).

Представленные диаграммы позволяют сделать вывод, что наименьшее влияние старение основного оборудование оказывает на подстанции с двухсторонним питанием. Наибольший относительный недоотпуск составляет в данном случае порядка 1,5. Эта величина зависит, в первую очередь, от возраста ВЛ. Для подстанций глубокого ввода и на отпаечных подстанциях эта величина изменяется в более широком диапазоне и зависит, в основном, от возраста выключателей.



а) Тупиковые ПС глубокого ввода

б) Тупиковые ПС на линиях с отпайками



в) ПС на линии с двухсторонним питанием

Рис. 4. Относительный недоотпуск для разных типов подстанций

Выводы

Выполненные расчёты показывают, что периоды эксплуатации воздушных линий электропередачи существенно влияют на результаты оценки надёжности. Различная степень этого влияния на надёжность электроснабжения конкретных потребителей приводит к необходимости учёта фактора времени при сопоставительном анализе вариантов развития или модернизации районов СЭС.

Библиографический список

1. **Арзамасцев Д.А.,** Обоскалов В.П. Расчет показателей структурной надёжности энергосистем. – Свердловск: изд. УПИ им. С.М.Кирова, 1986.
2. **Справочник** по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – М.: ЭНАС, 2009. 392 с.
3. **Абдурахманов А.М.,** Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Влияние продолжительности эксплуатации на отказы выключателей в высоковольтных электрических сетях // Электрические станции. –2007. – № 7. – С. 59 – 63.

4. **Львов М.Ю.** Анализ повреждаемости силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и выше // Электричество. –2010. – № 2. – С. 27 – 31.

5. **Близнюк Д.И., Котов О.М.** Учёт периодов приработки и старения элементов электрических систем в задаче оценки схемной надёжности // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды III международной научно-технической конференции: сборник статей. В 2 т. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. Т. 1. – С. 449 – 453.

6. **СТО 56947007-29.240.55.111-2011.** Методические указания по оценке технического состояния ВЛ и остаточного ресурса компонентов ВЛ. Стандарт организации ОАО "ФСК ЕЭС". – М.: Введ.30.12.2011.

7. **Барг И.Г., Эдельман В.И.** Воздушные линии электропередачи. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

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

К АНАЛИЗУ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ТРЕХГЕНЕРАТОРНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Основной задачей электроэнергетики является бесперебойное, устойчивое обеспечение потребителя электрической энергией заданного качества при возмущениях в электрической системе. При этом весьма важным является исследование статической устойчивости энергосистемы при малых возмущениях (или отклонениях) параметров режима от их значений, соответствующих положению равновесия [1].

Применительно к энергосистеме устойчивость в «малом» – это устойчивость установившегося (стационарного) движения, которое подвергается непрерывному воздействию малых возмущений типа: включение и отключение небольших нагрузок, коммутации в распределительных сетях низкого напряжения, изменение температуры и т. п.

Статическая устойчивость электроэнергетических систем (ЭЭС) – устойчивость при малых возмущениях, исследуется на основе методов, которые базируются на анализе дифференциальных уравнений первого (линейного) приближения.

Проверка статической устойчивости ЭЭС заключается в определении возможности существования устойчивого режима при заданных значениях параметров энергосистемы, режимах генерирующих источников, нагрузках узловых точек и настройках автоматических устройств регулирования режима [1, 4].

Синхронные генераторы в современных электрических станциях снабжаются различными типами автоматических регуляторов возбуждения (АРВ), позволяющими реагировать на изменения параметров режи-

ма, подавлять колебания, поддерживать постоянным или регулировать по заданному закону выбранный параметр режима.

АРВ позволяют выбрать требуемый закон управления режимом возбуждения и, соответственно, режимом электрической системы, обеспечивающим ее устойчивую работу. В общем случае уравнение электрической системы можно представить в матричной форме [2, 3]:

$$\begin{aligned}x &= Ax + Bu, \\y &= Cx,\end{aligned}$$

где x – вектор переменных состояния; A – функциональная матрица размером $n \times n$, называемая матрицей состояния системы (матрица коэффициентов уравнений системы); B – функциональная матрица размером $n \times r$, называемая матрицей управления (входа); u – число входов; C – матрица, учитывающая выходные параметры.

Для определения устойчивости воспользуемся методом Ляпунова в квадратичной форме и зададимся функцией в виде положительно определенной квадратичной формы:

$$V(x) = x^T Qx,$$

где Q – положительно определенная симметрическая матрица.

Производная этой функции

$$dV(x)/dt = d(x^T Qx)/dt$$

приводит к уравнению [2, 4]:

$$A^T Q + QA = -C. \quad (1)$$

Уравнение (1), называется матричным уравнением Ляпунова.

В случае линейных автономных систем функции Ляпунова в квадратичной форме, дают возможность получить необходимые и достаточные условия устойчивости [2].

Линеаризованные уравнения простейшей ЭЭС при наличии на синхронном генераторе автоматических регуляторов возбуждения пропорционального или сильного действия имеют вид [4]:

– уравнение относительного движения ротора синхронной машины:

$$T_j (d^2 \Delta \delta / dt) = -P_d (d \Delta \delta / dt) - \Delta P;$$

– уравнение переходных процессов в обмотке возбуждения:

$$T_{do} (\Delta E'_q / dt) = \Delta E_{qe} - \Delta E_q;$$

– уравнение в обмотке возбуждения возбудителя:

$$T_e (\Delta E_{qe} / dt) = k_e \Delta e - \Delta E_{qe}; \quad (2)$$

– уравнение усилительного элемента:

$$T_y (\Delta e / dt) = k_y \Delta u - \Delta e;$$

– уравнение измерительного элемента:

$$T_u (d \Delta u / dt) = k_u \Delta u_r - \Delta u;$$

– уравнение, отражающее влияние АРВ:

$$\Delta e = \Sigma (k_{0пj} \cdot \Delta \Pi_j + k_{1пj} \Pi_j (d \Delta \Pi_j / dt) + k_{2пj} \Pi_j (d^2 \Delta \Pi_j / dt^2));$$

здесь T_j , T_{do} , T_e , T_y , T_u – постоянные инерции агрегата, постоянные времени, соответственно – обмотки возбуждения при разомкнутой обмотке статора, возбудителя, усилительного элемента, преобразовательного и измерительного элементов ($T_u = T_n$); $\Delta \delta$, $\Delta E'_q$, ΔE_q , ΔE_{qe} , Δe , Δu , Δu_r – отклонения угла нагрузки, переходной э.д.с., э.д.с. холостого хода, э.д.с. на кольцах ротора, напряжения на обкладках возбудителя и напряжения на шинах генератора; $\Delta \Pi_j$ – параметры режима, по которым осуществляется регулирование возбуждения генератора; R_d – демпферный коэффициент; $k_{0пj}$, $k_{1пj}$, $k_{2пj}$ – коэффициенты усиления по каналам регулирования АРВ, соответственно – по отклонению, по первой и второй производным параметров режима. Отклонения регулируемого параметра режима генератора или системы определяются по соотношению [4]

$$\Delta \Pi_j = (d \Pi_j / d \delta) \Delta \delta + (d \Pi_j / d E_q) \Delta E_q.$$

Рассмотрим на примере трехгенераторной системы (рис. 1) условия статической устойчивости сложной ЭЭС, учитывая, что из синхронизма выходит именно синхронная машина, и найдем какой из генераторов быстрее всех приближается к пределу устойчивости. Необходимо отметить, что трехгенераторная модель ЭЭС в целом адекватно отражает свойства и характеристики сложной электрической системы [5].

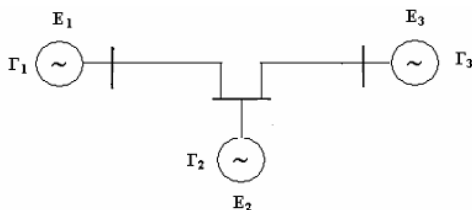


Рис. 1. Схема трехгенераторной электрической системы

В качестве синхронных машин примем агрегаты:

Г-1: синхронные генераторы Новоангреновской тепловой электрической станции (ТЭС) – ТВВ-320-2У3, снабженные автоматическими регуляторами возбуждения сильного действия (АРВ-СД);

Г-2: синхронные генераторы Тахиаташской ТЭС - ТГВ-200-2УМ3, снабженные автоматическими регуляторами возбуждения сильного действия на базе полупроводников и интегральных микросхем (АРВ-СДП);

Г-3: синхронные генераторы Навоийской ТЭС - ТВФ-60-2, снабженные АРВ-СДП.

На рис. 2 приведены характеры изменений q_{11j} (где $j=1-3$) – первых элементов миноров матриц квадратичных форм Q_j для каждого генератора исследуемой системы.

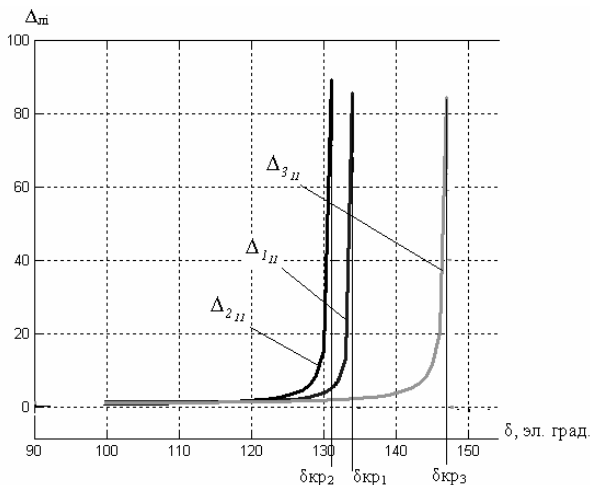


Рис. 2. Характер изменения главных диагональных миноров Δ_{11} , Δ_{21} , Δ_{31} матрицы Q матричного уравнения Ляпунова, соответственно для генераторов Г-1, Г-2 и Г-3

Из полученных результатов можно выявить генератор, который представляет наибольшую опасность с точки зрения нарушения устойчивости. При этом исследование статической устойчивости сложной ЭЭС превращается в исследование схемы «генератор-шины», позволяющее определить конкретный генератор или станцию, приводящую к нарушению устойчивости системы и асинхронному режиму в системе [4].

Библиографический список

1. **Веников В.А.** Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высшая школа, 1984.
2. **Барбашин Е.А.** Функции Ляпунова. – М.: Наука, 1970.
3. **Мисриханов М.Ш.** Инвариантное управление многомерными системами. – М.: Наука, 2007.
4. **Аллаев К.Р., Мирзабаев А.М.** Малые колебания электрических систем. – Т.: Fan va texnologiya, 2011.
5. **Совалов С.А.** Режимы Единой энергосистемы. – М.: Энергоатомиздат, 1983.

*Е.М. Мышковец, ассистент;
В.В. Макаревич, ст. преподаватель;
рук. М.И. Фурсанов, д.т.н., профессор
(БНТУ, г. Минск)*

ПРОГРАММНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ РАСЧЕТОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 0,38 – 10 КВ

Разработана усовершенствованная версия программно-вычислительного комплекса (ПВК) ARRES [1].

ПВК ARRES предназначен и используется для решения широкого круга эксплуатационных и проектных задач распределительных электрических сетей 0,38 – 10 кВ.

Решаемые эксплуатационные задачи:

1. Пофазный расчёт режима сети – токов, напряжений, мощностей, потерь напряжения и мощности с учётом влияния повторного заземления нулевого провода.

2. Расчёт и анализ потерь электроэнергии в сетях 0,38 – 10 кВ:

- по данным отпуска электроэнергии на головных участках распределительных линий (РЛ) 6 – 10 кВ;

- на основе графиков активных и реактивных нагрузок вводов 6 – 10 кВ силовых трансформаторов 35 – 750 кВ, регистрируемых электронными счётчиками учёта и типовых графиков потребителей [2].

Расчёт параметров режима и потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38 – 10 кВ впервые производится по режимным данным сетей 6 – 10 кВ на основе схем распределительных линий (РЛ) 0,38 – 10 кВ в однолинейном исполнении с указанием числа фаз. В качестве режимной информации электрических сетей 6 – 10 кВ используются: графики активных и реактивных нагрузок вводов 6 – 10 кВ силовых трансформаторов, полученные по данным цифровых систем учёта (см. рис. 1) или на основе факторного анализа; отпуска электрической энергии на отходящих линиях 6 – 10 кВ. Кроме того, по электрическим сетям 0,38 кВ задаются средние активные и реактивные мощности потребителей и их типовые графики.

3. Расчёт балансов электроэнергии в сетях 0,38 – 10 кВ по отпущенной и оплаченной электроэнергии.

4. Оптимальное подключение нагрузок по фазам – оптимальное подключение потребителей по фазам с целью обеспечения минимума несимметрии токов и напряжений.

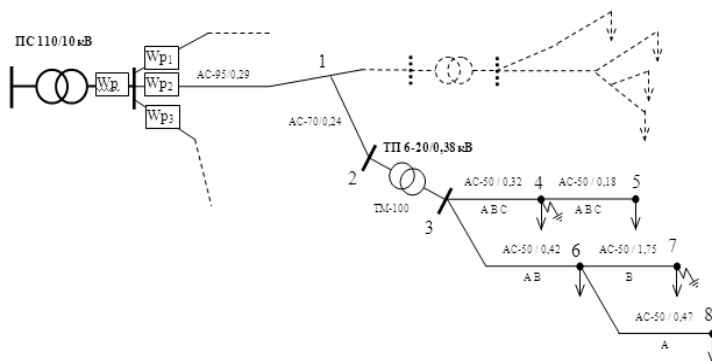


Рис. 1. Схема электрической сети 0,38 – 10 кВ вместе с цифровыми приборами учёта электроэнергии (Wp – на низковольтном вводе 6 – 10 кВ, Wp1, Wp2, Wp3 – на отходящих линиях 6 – 10 кВ)

Проектные задачи электрических сетей 0,38 кВ:

- расчёт электрических нагрузок потребителей 0,38 кВ;
- оптимальное разнесение нагрузок по фазам;
- расчёт параметров режима (токов, напряжений, мощностей, потерь напряжения и мощности);
- расчёт токов короткого замыкания и выбор коммутационных аппаратов;
- выбор номинальных мощностей трансформаторов;
- расчёт и графическое отображение габаритов при переходе через инженерные сооружения;

Комплекс ARRES представляет широкие сервисные возможности по вводу и обработке топологической и режимной информации, удобный интерфейс отображения, предварительного просмотра, печати и конвертации всех результатов расчёта в MS Excel.

Комплекс используется во всех областных подразделениях энергосистемы Республики Беларусь: РУПы «Минскэнерго», «Могилёвэнерго», «Брестэнерго», «Гродноэнерго», «Гомельэнерго», широко применяется в учебно-исследовательском процессе кафедры «Электрические системы» БНТУ при выполнении курсовых и дипломных проектов, подготовке диссертаций.

Библиографический список

1. **Фурсанов М. И.**, Золотой А. А., Макаревич В. В. Расчёт режимов и потерь мощности в электрических сетях 0,38 кВ с учётом повторного заземления нулевого провода // Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. Энергетика. – 2007. – № 5. – С. 5 – 17.

2. **Энергосберегающая** технология электроснабжения народного хозяйства: В 5 кн.: Практ. пособие / Под ред. В.А. Веникова. Кн. 1. Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях / Д.А. Арзамасцев, А.В. Липес. – М.: Высш. шк., 1989. – 127 с.: ил.

УДК 621.315.1

*А.А. Низамеев, студ.; рук. А.И. Рудаков, д.т.н., профессор
(КГЭУ, г. Казань)*

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Актуальной проблемой современной энергетики является обеспечение энергосбережения и снижение экономических затрат при передаче электрической энергии на большие расстояния. Современные системы передачи электрической энергии используют двух- и трехпроводные линии, в которых электрическая энергия передается от генератора к приемнику бегущими волнами тока, напряжения и электромагнитного поля.

Трехфазным системам присущи следующие недостатки:

- большие потери электрической энергии в проводах, так называемые джоулевые потери;
- необходимость использования промежуточных трансформаторных подстанций, компенсирующие потери энергии в проводах;
- возникновение аварий вследствие короткого замыкания проводов, в том числе из-за опасных погодных явлений;

- большой расход цветных металлов;
- большие экономические затраты на прокладку трехфазных электрических сетей (несколько миллионов рублей на 1 км.

Отмеченные выше недостатки могут быть устранены за счет применения резонансной однопроводной системы передачи электрической энергии. Это более эффективный способ снижения потерь, основан на разработке регулируемых резонансных волноводных систем передачи электрической энергии на повышенной частоте 0,5 – 50 и 1 – 100 кГц, которые не используют активный ток проводимости в замкнутой цепи.

Технология резонансной однопроводной передачи электрической энергии основана на использовании двух резонансных контуров с частотой 0,5 – 50 кГц и однопроводной линии между контурами с напряжением линии 1 – 100 кВ при работе в режиме резонанса напряжений.

Провод линии является направляющим каналом, вдоль которого движется электромагнитная энергия. Энергия электромагнитного поля распределена вокруг проводника линии.

Как показывают имеющиеся в литературе расчеты и эксперименты, при таком способе передачи электрической энергии потери в проводах практически отсутствуют (в сотни раз меньше, чем при традиционном способе передачи электрической энергии) и данная технология безопасна для окружающей природной среды человека.

Библиографический список

- 1 **Правила** устройства электроустановок. 7-е изд. 2002. – 15 с.
- 2 **В.Г. Герасимов** и др. Электротехнический справочник / Под общ. ред. профессоров МЭИ, В.Г. Герасимов и др. 8-е изд. – М.: Изд-во МЭИ, 2001. – 145 с.

***Н.С. Петрашевич, асп.;**
рук. М.И. Фурсанов, д.т.н., профессор
(БНТУ, г. Минск)*

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Из-за многократной трансформации электрической энергии в электрической сети, установленная мощность трансформаторов в несколько раз превышает генерируемую мощность электростанций.

В распределительных электрических сетях 6 – 10 кВ оптимальная или близкая к ней нагрузка трансформаторов может быть обеспечена двумя основными путями [1]. Первый состоит в расчете и подключении к эксплуатируемым трансформаторам оптимальной нагрузки [1], второй – в замене установленных в сети трансформаторов на оптимальные номинальные мощности [2]. В обоих случаях необходимо уметь определять оптимальные загрузки трансформаторов, что является целью данного исследования.

В качестве критерия оптимальности принят минимум стоимости передачи электрической энергии C_{π} :

$$C_{\pi} = \frac{З}{W}, \quad (1)$$

где $З$ – суммарные затраты на передачу электроэнергии; W – отпуск электроэнергии в сеть.

Первоначально вместо исходной разветвлённой схемы сети рассматривалась эквивалентная сеть, состоящая из двух последовательно соединённых эквивалентных по потерям сопротивлений линейных и трансформаторных участков. Для эквивалентной сети оптимальный коэффициент загрузки k_c , соответствующий минимуму стоимости передачи электрической энергии определяется по формуле:

$$k_c = \sqrt{\frac{P_c \cdot K_c + \Delta W_x \cdot f}{\Delta W_n \cdot \beta}}, \quad (2)$$

где P_c – суммарный коэффициент отчислений от стоимости электрической сети K_c , о.е.; ΔW_n – суммарные нагрузочные потери электроэнергии, кВт·ч; β – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии, у.е./кВт·ч; ΔW_x – потери электроэнергии холостого хода в трансформаторах, кВт·ч.

Использование формулы (2) применительно к одиночному трансформатору не корректно, в связи с тем, что оптимальные загрузки реальных трансформаторов будут разными. Поэтому, при поиске оптимального состояния реальной сети необходимо уметь определять оптимальный коэффициент загрузки для каждого отдельного трансформатора.

Авторами показано, что решение поставленной задачи можно получить из системы (3), результатом решения которой являются искомые величины оптимальных коэффициентов загрузки трансформаторов сети:

$$\left\{ \begin{array}{l} \left[k_{31} \cdot S_{НОМ1} \cdot T_{НБ1} \cdot \sum_{j_1=1}^{m_1} r_{j1} \right] \times \frac{1}{\cos \varphi_1} = \left[k_{32} \cdot S_{НОМ2} \cdot T_{НБ2} \cdot \sum_{j_2=1}^{m_2} r_{j2} \right] \times \frac{1}{\cos \varphi_2}; \\ \left[k_{32} \cdot S_{НОМ2} \cdot T_{НБ2} \cdot \sum_{j_2=1}^{m_2} r_{j2} \right] \times \frac{1}{\cos \varphi_2} = \left[k_{33} \cdot S_{НОМ3} \cdot T_{НБ3} \cdot \sum_{j_3=1}^{m_3} r_{j3} \right] \times \frac{1}{\cos \varphi_3}; \\ \dots \\ -E + \frac{\beta_H}{\cos \varphi_i} \left[2k_{3i} \cdot S_{НОМi} \cdot T_{НБи} \cdot \sum_{j_i=1}^{m_i} r_{ji} \right] \times \sum_{i=1}^n (k_{3i} \cdot S_{НОМi} \cdot T_{НБи} \cdot \cos \varphi_i) - \beta_H \cdot F(k_{3i}) + \\ 2 \cdot \frac{\beta_H}{\cos \varphi_i} \left[\sum_{j=1}^m r_{ji} \cdot \sum_{i_j=1}^{n_i} k_{3i_j} \cdot S_{НОМi_j} \cdot T_{НБи_j} \right] \times \sum_{i=1}^n (k_{3i} \cdot S_{НОМi} \cdot T_{НБи} \cdot \cos \varphi_i) - \beta_H \cdot G(k_{3i}) = 0 \end{array} \right. \quad (3)$$

где n – число трансформаторов в сети; m – общее число участков в сети (линий и трансформаторов); k_{3i} – коэффициент загрузки i -го трансформатора; $S_{НОМi}$ – номинальная мощность трансформатора; $T_{НБи}$ – время использования наибольшей нагрузки; $\cos \varphi_i$ – коэффициент мощности; r_{ji} – «эффективное» сопротивление линейных участков схемы, общих для i -го и других трансформаторов, подключенных к данному j -му участку сети.

Решение системы (3) позволяет рассчитать точные значения коэффициентов загрузки трансформаторов. Пример расчета потерь электроэнергии при оптимальной нагрузке эквивалентной электрической сети и реальной сети с оптимальными коэффициентами загрузки её пяти трансформаторов представлены в табл. 1.

Таблица 1. Результаты расчета потерь электроэнергии в оптимальных режимах

Показатели	Потери при оптимальной нагрузке эквивалентной сети	Потери в сети при оптимальной нагрузке трансформаторов
Нагрузочные потери в линиях $\Delta W_{ЛЛ}$, тыс.кВт·ч (%)	9,15 (0,53 %)	9,17 (0,52 %)
Нагрузочные потери в трансформаторах $\Delta W_{ТТ}$, тыс.кВт·ч (%)	22,97 (1,33 %)	23,98 (1,36 %)
Потери холостого хода в трансформаторах $\Delta W_{ХХ}$, тыс.кВт·ч (%)	28,84 (1,67 %)	28,93 (1,64 %)
Суммарные потери ΔW_{Σ} , тыс.кВт·ч (%)	61,14 (3,54 %)	62,08 (3,53 %)
Поток на головном участке $W_{ГУ}$, тыс.кВт·ч	1727,07	1759,45
Стоимость передачи электроэнергии $C_{Л,У.д.е}$ /тыс.кВт·ч	2,311	2,303

Из табл. 1 видно, что результаты расчёта потерь электроэнергии (3,54 и 3,53 %) в обоих исследованных режимах практически не отличаются.

Это позволяет использовать упрощенные расчёты и анализ эквивалентных электрических сетей при оперативном поиске «очагов» потерь.

Выводы

1. Разработан алгоритмизированный способ определения оптимальных коэффициентов загрузки трансформаторов распределительных электрических сетей 6 – 10 кВ в условиях их эксплуатации.

2. Для оперативного выявления «очагов» потерь целесообразно проводить расчеты и анализ режимов распределительных сетей на основе их эквивалентирования.

3. Расчеты реальных электрических сетей с оптимальными коэффициентами загрузки трансформаторов позволяют определять экономически обоснованные уровни потерь в сетях и использовать их при разработке корректирующих мероприятий.

Библиографический список

1. **Федин В.Т.**, Фурсанов М.И. Основы проектирования энергосистем: учебное пособие для студентов энергетических специальностей: в 2 ч. частях. – Минск: БНТУ, 2010.
2. **Фурсанов М.И.** Методология и практика расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. – Минск: Тэхналогія, 2000. – 247 с.
3. **Неклепаев Б.Н.**, Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
4. **Падалко Л.П.** Математические методы оптимального планирования развития и эксплуатации энергосистем. – Минск: Высшая школа, 1973. – 200 с.

***Ю.Ю. Пивнюк, асп.; рук. П.Д. Лежнюк, д.т.н., профессор
(БНТУ, г.Винница)***

ПРИВЛЕЧЕНИЕ РАССРЕДОТОЧЕННЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В последнее время в Украине расстраиваются в распределительных электрических сетях рассредоточенные источники электроэнергии (РИЭ), к которым относятся как возобновляемые источники электроэнергии (ВИЭ) (малые гидравлические электростанции (МГЭС), солнечные электростанции (СЭС), ветровые электростанции (ВЭС)), так и источники реактивной мощности (статические конденсаторы). Наблюдается тенденция перехода от чисто централизованного электроснабжения к комбиниро-

ванному, когда растет количество местных источников электроэнергии. Таким образом распределительная электрическая сеть (РЭС) постепенно превращается в сеть с характерными особенностями для локальной электрической системы (ЛЭС), которая получает питание как от собственных РИЭ, так и от централизованного источника – электроэнергетической системы (ЭЭС) (рис. 1).

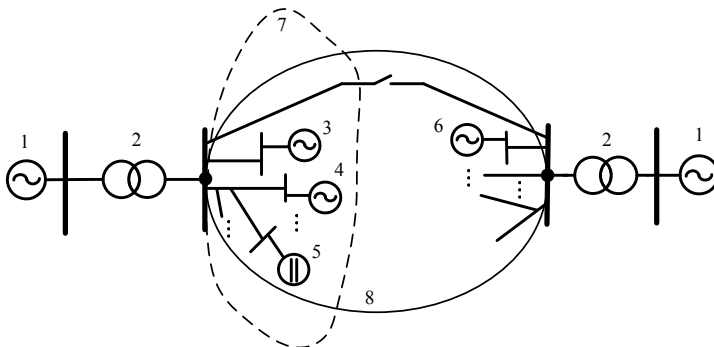


Рис. 1. Схема замещения электрической сети со смешанным электроснабжением, где: 1 – ЭЭС; 2 – трансформатор 110/10 кВ; 3 – МГЭС; 4 – СЭС; 5 – конденсаторные батареи; 6 – ВЭС; 7 – ЛЭС; 8 – районная электрическая сеть

Возобновляемая энергетика имеет ряд преимуществ, сравнительно с традиционной, однако есть и недостатки, среди которых следует выделить осложнение функционирования электрических сетей в случае роста в них установленных мощностей РИЭ и нестабильность генерирования ВИЭ через естественную зависимость их от состояния окружающей среды. Отсюда следует необходимость согласованного электроснабжения от ВИЭ и подстанций ЭЭС. Одновременно осуществляется постепенный переход от оптового рынка электроэнергии единственного покупателя к балансирующему рынку электроэнергии (БРЭ) и внедрения рыночных методов управления [1].

Планирование режимов работы ЭЭС должно учитывать как технические (поддержание баланса активной и реактивной мощностей в РЭС и оптимизация рассредоточенного генерирования активной и реактивной мощностей), так и экономические (получение максимальной прибыли от продажи электроэнергии) особенности функционирования субъектов энергосистемы.

Так, например МГЭС, которые оснащены синхронными генераторами, является регулируемым источником реактивной энергии, что дает возможность генерирования ее в сеть. Но согласно действующей Мето-

дики [2] отношения владельцев РЭС и РИЭ регламентируются, если последние работают в режиме потребления реактивной электроэнергии. При этом возможность использования их генерирования, например, для групповой компенсации реактивного потребления, не рассматривается. Кроме того, РИЭ (в том числе и источники реактивной мощности) могут находиться на балансе разных субъектов энергосистемы. Поэтому нужно внести изменения в действующую Методику, с учетом положений балансирующего рынка, который позволит повысить технико-экономическую эффективность совместимой эксплуатации РЭС и РИЭ за счет оптимизации режимов работы последних, а также автоматизации управления режимами их работы.

Действующая Методика [2] направлена для решения сугубо экономической задачи – получения возмещения (средств) за потери электроэнергии, вызванные передачей реактивной мощности сетью к потребителю. Обосновывалась методика с целью стимулирования компенсации реактивной мощности на месте ее потребления. За недокомпенсированную реактивную мощность потребители платят значительные средства, создавая инвестиционный фонд для финансирования проектов по компенсации реактивной мощности в сетях электроснабжающих компаний (ЭК). В результате, как показывает практика, уровень компенсации не изменился. Методика практически не выполняется.

Для рыночных условий проблемы с компенсации реактивной мощности, обеспечения качества электрической энергии, лежит на ЭК, потребитель здесь не при чем. Он платит за употребленную электроэнергию соответствующего качества электроснабжающей компании.

Нужно создать экономические условия, заинтересовать потребителя, чтобы он принимал участие в оптимизации режимов работы сети. На балансе его сети могут быть незадействованные мощности конденсаторных батарей, которые можно использовать для дополнительного генерирования реактивной мощности в сеть. В соответствии с положениями БРЭ это является платной услугой.

В России ввели Методику нормирования значений коэффициентов мощности $\text{tg } \varphi$ для потребителей [3], перейдя таким образом от экономических задач к техническим (уменьшение потерь активной мощности и напряжения, обеспечения статической стойкости узлов нагрузки).

Особенностью компенсации реактивной мощности в ЛЭС является то, что РИЭ могут быть с синхронными и асинхронными генераторами. Соответственно они могут генерировать или потреблять реактивную мощность. Появляется задача координирования режимов работы РИЭ с целью обеспечить на границе балансовой принадлежности, в точках

присоединения ЛЭС и ЭЭС, расчетного значения $\operatorname{tg} \varphi_e$. Это возможно реализовать с помощью системы автоматического управления, построенной с использованием Smart Grid технологий. Значение $\operatorname{tg} \varphi_e$ определяется расчетным путем из условий оптимума режимов ЛЭС с учетом технических и экономических ограничений [4].

Автоматизация управления режимами совместимой работы РЭС и РИЭ с применением Smart Grid технологий, позволит усовершенствовать процесс электроснабжения и управления энергосистемой [5]. Наличие оптимизированных двусторонних коммуникационных связей в электрических сетях позволит ЭК сократить потери электроэнергии в сетях и повысить эффективность генерирования, транспортировки и потребления электроэнергии.

Библиографический список

1. **Лежнюк П.Д.** Оптимальне керування розосередженими джерелами енергії в локальній електричній системі / П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, О.А. Ковальчук // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Збірник наукових праць. Спеціальний випуск. Ч. 1. – 2011. – С. 48 – 55.
2. **Методика** обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами Затверджено наказом Міністерства палива та енергетики України від 17.01.2002 р. № 19. – 30 с.
3. **Железко Ю.С.** Новые нормативные документы, определяющие взаимоотношения сетевых организаций и покупателей электроэнергии в части условий потребления реактивной мощности / Ю. С. Железко // Новини енергетики України. – 2008. – № 8. – С. 45 – 49.
4. **Лежнюк П.Д.** Компенсація реактивної потужності в локальній електричній системі / П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, І.В. Грицюк // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка. – 2011. – № 3. – С. 32 – 33.
5. **National Institute of Standards and Technology** [Електронний ресурс] // Standards Identified for Inclusion In the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0 Речим доступу: <http://www.nist.gov/smartgrid/standards.html>.

*А.А. Суворов, студ.;
рук. А.С. Гусев, д.т.н., профессор
(НИ ТПУ, г. Томск)*

МОДЕЛИРОВАНИЕ УПРАВЛЯЕМОГО ПОДМАГНИЧИВАНИЕМ ШУНТРУЮЩЕГО РЕАКТОРА

Существенное повышение управляемости и эффективности функционирования электроэнергетических систем может быть достигнуто путем применения управляемых технологий и устройств FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems), к которым относятся:

управляемые шунтирующие реакторы (УШР), статические тиристорные компенсаторы (СТК), статические синхронные компенсаторы (СТАТКОМ) и другие. Среди FACTS устройств наиболее распространённым в настоящее время, особенно в российских сетях, является УШР, основные назначения которого: компенсация реактивной мощности для регулирования напряжения и минимизация потерь за счет уменьшения потоков реактивной мощности. В российских сетях, как правило, применяются два типа УШР: УШР трансформаторного типа (УШРТ) и УШР с подмагничиванием (УШРП), которому посвящена данная работа.

УШРП выполняется на общих принципах трансформаторостроения и, как правило, на общем сердечнике реактора располагается сетевая обмотка, компенсирующая обмотка и обмотка управления. Сетевая обмотка является основной рабочей обмоткой, управляющая подключена к регулируемому по значению источнику постоянного напряжения. Каждая из обмоток создает свои магнитные потоки: сетевая обмотка – переменный поток промышленной частоты; управляющая – постоянный, регулируемый по значению поток подмагничивания. Постоянный поток подмагничивания смещает переменный поток в область насыщения кривой намагничивания стали, что и приводит к изменению индуктивного сопротивления устройства. При насыщении сердечника возникает искажение сигнала, а именно появляется ток третьей гармоники, для ограничения которого применяется соединенная в треугольник компенсационная обмотка [1].

При формировании уравнений, описывающих процессы протекающие в УШРП, учитывается взаимодействие каждой обмотки фазы с собственным основным магнитным потоком и потоком рассеивания. Согласно обозначенному подходу создаваемая математическая модель должна объединять в себе систему уравнений трех фаз трехобмоточного реактора, которая включает в себя:

1. Уравнения магнитосвязанных потоком фазы контуров каждой обмотки:

$$w_{COi} \frac{d\Phi_{0i}}{dt} + L_{COi} \frac{di_{Ci}}{dt} + r_{COi} i_{COi} = u_{COi}$$

$$w_{KOi} \frac{d\Phi_{0i}}{dt} + L_{KOi} \frac{di_{KOi}}{dt} + r_{KOi} i_{KOi} = 0$$

$$w_{YOi} \frac{d\Phi_{YOi}}{dt} + L_{YOi} \frac{di_{YOi}}{dt} + r_{YOi} i_{YOi} = u_{YOi}$$

где w_{ji} – число витков j -й обмотки; i – фазы A, B, C ;

2. Уравнения магнитодвижущих сил для каждой фазы:

$$w_{COi} \cdot i_{COi} + w_{KOi} \cdot i_{KOi} + w_{OVi} \cdot i_{OVi} = F_{наи}$$

где $F_{наи}$ – намагничивающая сила для фазы i , определяемая с учетом возможного насыщения стали выражением:

$$F_{наи} = K_{\mu} \Phi_{0i}.$$

Полученные системы уравнений позволяют синтезировать соответствующую математическую модель УШРП, воспроизводящую процессы в обмотках, с учетом магнитопровода и его нелинейности, а также программно-аппаратной реализации данной модели, которая позволит бездекомпозиционно и непрерывно в реальном времени и на неограниченном интервале осуществлять обработку такого рода математических моделей, содержащих жесткую нелинейную систему дифференциальных уравнений, с гарантированной точностью. Решение такой модели численным путем не эффективно, в связи с необходимым для этого упрощением и ограничением математической модели, и как следствие сокращением полноты и достоверности моделирования.

Создание указанной модели и разработка альтернативного пути решения, а также программно-аппаратных средств, адаптированных для применения в соответствующей среде моделей ЭЭС является весьма актуальной задачей, с решением которой связана данная работа, включающая синтез обозначенной математической модели и создание программно-аппаратных средств – специализированного процессора УШР (СПР), структура которого изображена на рис. 1.

В состав СПР входят:

1. Микропроцессорный узел (МПУ), с помощью которого моделируется САУ УШРП и всё информационное управление. МПУ содержит центральный и периферийный микроконтроллер и аналого-цифровой преобразователь. САУ УШРП имеет три канала: по напряжению, по току и по реактивной мощности. Пример блок-схемы работы САУ приведен на рис. 2. Каждый канал содержит защиту от перегрузки и от перенапряжения. Есть режимы форсированной загрузки и разгрузки УШРП. Изменение сопротивления УШРП пропорционально отклонению напряжения, тока или реактивной мощности от уставки.

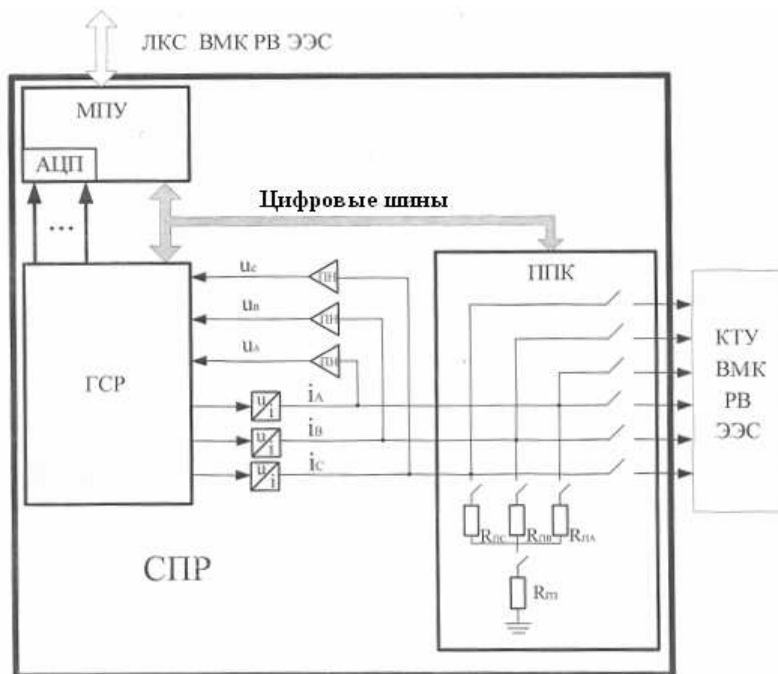


Рис. 1. Структура специализированного процессора УШР

2. Гибридный сопроцессор реактора (ГСП), с помощью которого осуществляется непрерывное и неявное решение системы дифференциальных уравнений математической модели УШРП в реальном времени и на неограниченном интервале. Выходные переменные ГСП представляются выходными напряжениями, которые преобразуются с помощью преобразователей u/i в модельные физические токи. Непрерывная информация о напряжениях в выходных узлах с помощью повторителя напряжений вводится в ГСП.

3. Для осуществления всевозможного спектра трехфазных и пофазных продольно-поперечных коммутаций (ППК) используется цифро-управляемые аналоговые ключи. Переходное сопротивление коммутации реализуется с помощью цифро-управляемых сопротивлений.

Разработанный подобным образом СПР адаптирован для использования во Всережимном моделирующем комплексе реального времени электроэнергетических систем, который был создан в Энергетическом институте Томского политехнического университета [2].

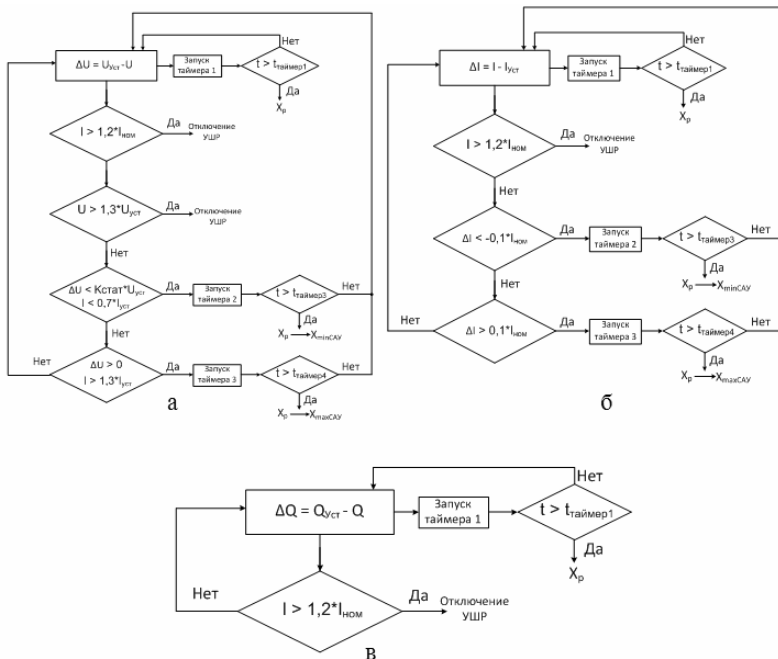


Рис. 2. Блок схема работы канала САУ а) по напряжению б) по току в) по реактивной мощности

Библиографический список

1. **Брянцев А.М.** Управляемые подмагничиванием электрические реакторы. – М.: Знак, 2004.
2. **Боровиков Ю.С., Гусев А.С., Сулайманов А.О.** Принципы построения средств моделирования в реальном времени интеллектуальных энергосистем. – Электричество – 2012. – № 6.

*И.С. Шандриков, студ.; рук. Д.Е. Титов
(КТИ филиал ВолгГТУ, г. Камышин)*

**РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА
ПО РЕКОНСТРУКЦИИ ВЛ 110 кВ С ВНЕДРЕНИЕМ СИСТЕМЫ
ОБНАРУЖЕНИЯ ГОЛОЛЁДОБРАЗОВАНИЯ МИГ**

В данной работе был разработан проект реконструкции ВЛ. Выбраны были две линии – 423 и 424 т.к., их износ составил 64%, что негативно сказывается на обеспечении потребителей электроэнергией и как

следствие ведёт к значительным экономическим потерям. Потребление электроэнергии за последние 25 лет уменьшилось более чем в 3 на линии 423. Были разработаны два варианта реконструкции линий – магистральная и радиальная.

Вариант 1

Радиальная:

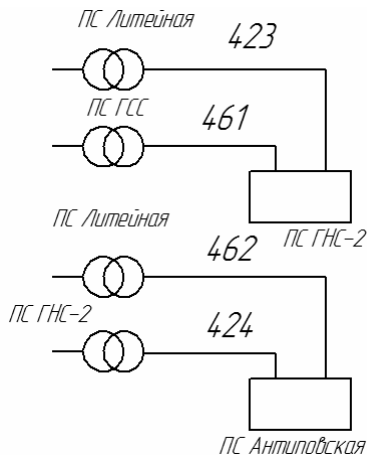


Рис. 1. Радиальная схема

423, 461, 462, 424 – воздушные линии; ПС Литейная, ПС Антиповская, ПС ГНС-2, ПС ГСС – электрические подстанции.

Вариант 2

Магистральная:

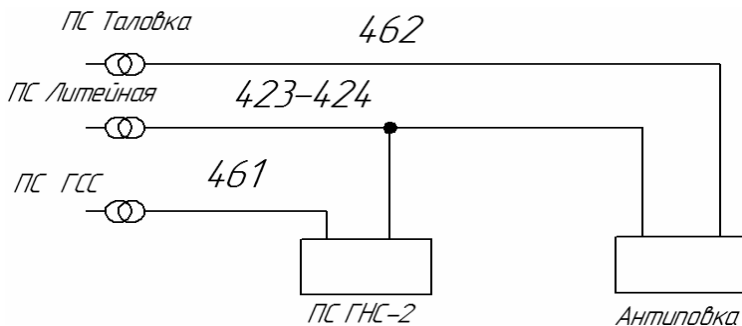


Рис. 2. Магистральная схема

423-424,461,462 – воздушные линии; ПС Литейная, ПС Антиповская, ПС ГНС-2, ПС ГСС – электрические подстанции.

По результатам технико-экономических расчетов в уточненный расчет режимов работы выбран вариант с магистральным соединением потребителей и источников.

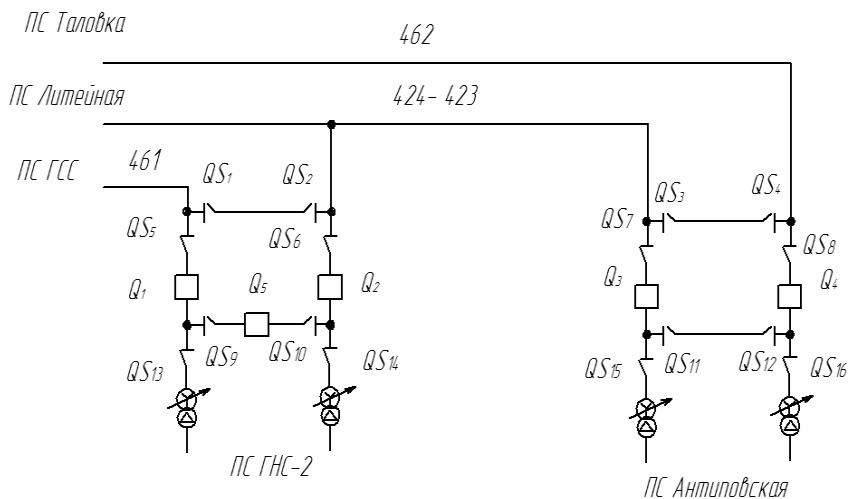


Рис. 3. Однолинейная схема электроснабжения

Где Q – выключатель, QS – разъединитель, 461, 462, 424 – 423 – воздушные линии; ПС Литейная, ПС Антиповская, ПС ГНС-2, ПС ГСС – электрические подстанции.

На проектируемой линии 110 кВ предложено к установке два поста автоматической телеметрической системы МИГ. В настоящее время 98 % ВЛ не оборудованы системами мониторинга, поэтому контроля за метеорологическими воздействиями ведется визуальным способом выездными бригадами служб сетевых районов. Но к сожалению информация от них поступающая далеко не всегда своевременная и ситуация с обледенением линий постоянно меняется. Система МИГ (мониторинга интенсивности гололёдообразования) позволит обнаруживать гололёд на ранних стадиях его образования, что в свою очередь позволит оперативно принимать решения о дальнейших действиях и не допустить вывода линии из строя.

Система МИГ основана не на фиксации факта возникновения гололёда, а на обнаружении условий и факторов гололёдообразования т.е., определённой температуры, влажности воздуха и т.д., данные о которых были

получены путем расчетов и опытов. Так же МИГ не только обнаруживает условия возникновения гололёда, но и интенсивность его образования.

Библиографический список

1. **Правила** устройства электроустановок.
2. **И.И. Левченко.** Диагностика, реконструкция и эксплуатация воздушных линий электропередачи в гололедных районах.
3. **В.П. Шеховцов.** Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. – Москва: ФОРУМ- ИНФРА, 2005.

М.Р. Яруллин, асп.;
рук. Р.Г. Минуллин, д.ф.-м. н., профессор
(КГЭУ, г. Казань)

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ УСТРОЙСТВА ЛОКАЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ

Локационная диагностика линий электропередачи (ЛЭП) является перспективным направлением оценки их состояния в процессе эксплуатации. Своевременное выявление проблемных мест в линии позволяет предотвратить серьезные аварии, влекущие за собой огромные финансовые потери, как со стороны поставщика электроэнергии, так и со стороны потребителя. Оптимизация режимов локационного зондирования под конкретную ЛЭП повышает точность и достоверность получаемой диагностической информации.

При локационной диагностике ЛЭП информацию о состоянии линии несут импульсные сигналы, отраженные от ее неоднородностей. При этом необходимо учитывать затухания отраженных импульсов, обусловленные самой линией и элементами ее высокочастотной обработки (фильтр присоединения, высокочастотный (ВЧ) заградитель и ВЧ кабель).

Были разработаны алгоритмы, программные средства и выполнены расчеты затухания сигналов в высокочастотном тракте в зависимости от их частоты и длины ЛЭП с учетом ее технических параметров [1]. С использованием формул, приведенных в [2], и программного модуля «Затухание сигнала» [1, 3, 4], были рассчитаны затухания сигналов в ВЧ трактах линий, контролируемых системой локационного зондирования на подстанции «Кутлу Букаш». На рис. 1, как пример, представлены зависимости затухания сигнала от частоты на линиях «Кутлу Букаш – Кулуши» длиной 16 630 м (2) и «Кутлу Букаш – Богатые Сабы» длиной 45 700 м (1).

Как видно из приведенных графиков, с увеличением длины ЛЭП затухание ВЧ сигнала увеличивается. На расстоянии в 45 700 м сигнал на наивысшей разрешенной частоте 1 000 кГц уменьшается примерно на 45 дБ. Данная методика, алгоритм и компьютерная программа позволяют определить необходимый коэффициент усиления усилителя аппаратного комплекса локационного зондирования при заданных параметрах ЛЭП и соотношения сигнал/шум.

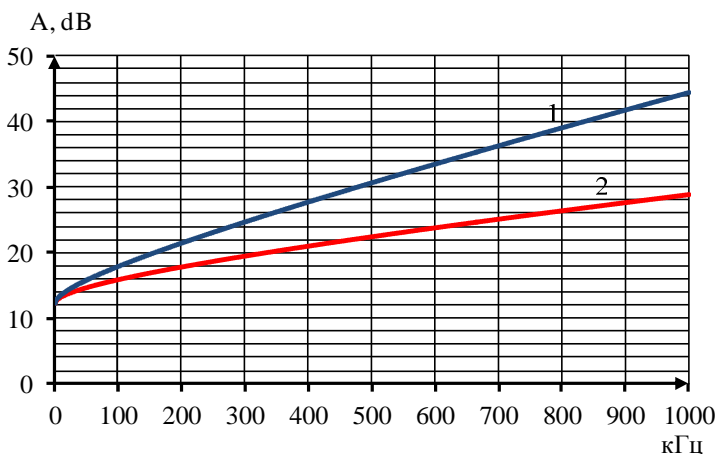


Рис. 1. Зависимости затухания сигнала от частоты в ВЧ тракте, организованном по линиям «Кутлу Букаш – Кулуци» (1) и «Кутлу Букаш – Богатые Сабы» (2)

Так как ВЧ тракт ЛЭП является узкополосной системой (1 – 1000 кГц), а сигналы локационного зондирования широкополосными (>1000 кГц), то искажения формы отраженных импульсов могут быть существенными.

На рис. 2, как пример, показано изменение формы и спектрального состава прямоугольного локационного импульса длительностью $\tau = 2$ мкс при его последовательном прохождении через элементы высокочастотного тракта (фильтра присоединения – ФП и высокочастотного заградителя – ВЧЗ) линии 110 кВ «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода».

Как видно на рис. 2, б, прямоугольный импульс после прохождения фильтра присоединения превращается в отклик, приближенно похожий на один период синусоидального сигнала. При этом исчезает постоянная составляющая, так как сигнал проходит через конденсатор связи, и резко уменьшаются амплитуды низкочастотных составляющих (гармоник), максимум спектра находится в области 80 кГц. Под влиянием ВЧЗ мак-

симум спектра перемещается в область 140 кГц. После прохождения линии сигнал интегрируется и форма импульса сглаживается и появляется запаздывание импульса в 107 мкс, соответствующее 32 100 м, максимум спектра находится в области 100 кГц.

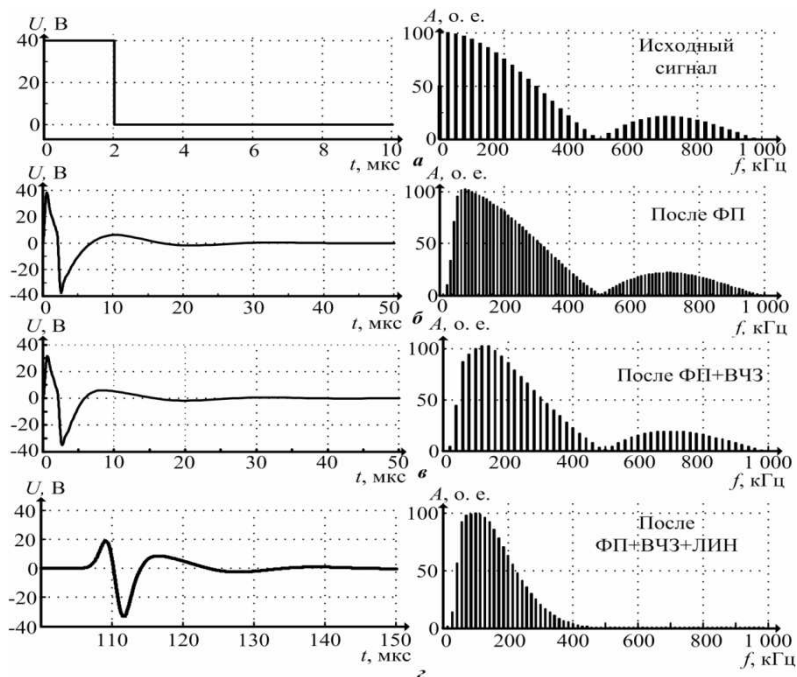


Рис. 2. Изменение формы прямоугольного локационного импульса при прохождении через элементы ВЧ тракта ЛЭП

Были проведены модельные эксперименты по расчету формы импульсных сигналов разных видов при прохождении ими ВЧ тракта (см. рис. 3).

Исследовались искажения прямоугольного, треугольного, трапецидального и двухполярного импульсов. Чем круче были фронт и срез импульса, тем выше оказалась его амплитуда после прохождения ВЧ тракта. Модельные эксперименты с другими видами импульсов показали схожие результаты с примерно такими же изменениями формы импульса на выходе системы.

Перечисленные виды импульсов не требуют сложных схемных решений в генераторе импульсов устройства локационного зондирования при его реализации на практике.

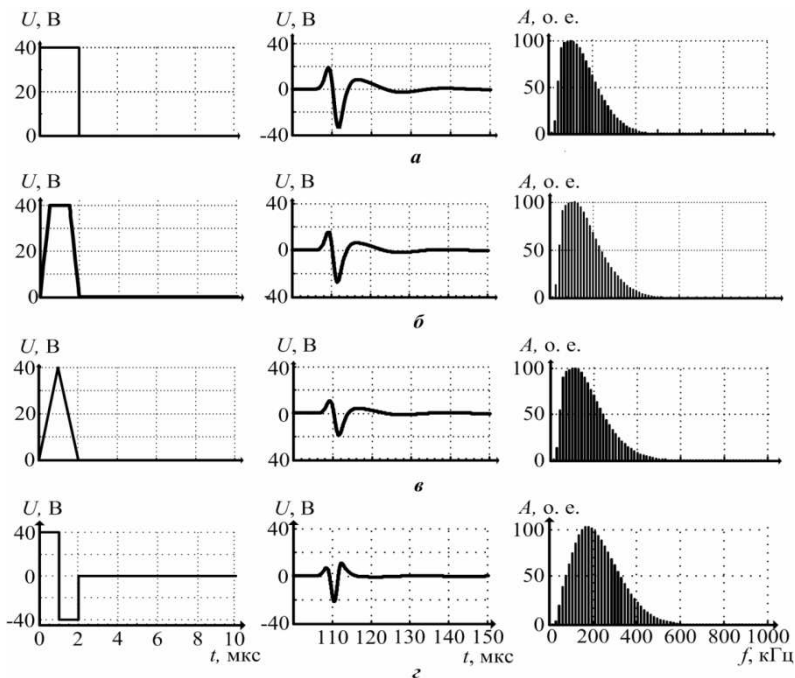


Рис. 3. Изменение локационных импульсов разной формы при прохождении через ВЧ тракт ЛЭП

Таким образом, видно, что для локационного зондирования линий целесообразно использовать прямоугольный импульс с крутыми фронтами, так как амплитуда выходного сигнала определяется высокочастотными составляющими спектра импульса. Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что оптимальным сигналом при локационном зондировании линий электропередачи является прямоугольный импульс, длительность которого выбирается в зависимости от длины линии электропередачи [5 – 7].

Библиографический список

1. **Мицуллин Р.Г.**, Яруллин М.Р., Касимов В.А. Программный модуль для расчета затухания высокочастотного сигнала в линиях электропередачи (ПМ Затухание сигнала). Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2013612411. Зарегистрировано вано 27.02.2013. Правообладатели ОАО «ФСК ЕЭС» и ФГБОУ ВПО «КГЭУ».

2. **Шкарин Ю.П.** Высокочастотные тракты каналов связи по линиям электропередачи // М: НТФ Энергопрогресс, 2001. – 72 с.

3. **Мицуллин Р.Г.**, Яруллин М.Р., Касимов В.А. Программа расчета затухания сигналов в ВЧ тракте линий электропередачи // Материалы докладов VI открытой молодежной

научно-практической конференции «Диспетчеризация в электроэнергетике. Проблемы и перспективы». – Казань: Филиал «СО ЕЭС РДУ Татарстана», 2011. – С. 142 – 144.

4. **Минуллин Р.Г.**, Яруллин М.Р., Касимов В.А. Расчет затухания зондирующего сигнала в высокочастотном тракте. // Материалы докладов VII молодежной международной научной конференции «Тинчуринские чтения». – Казань: КГЭУ, 2012. Т.3. – С. 21 – 22.

5. **Минуллин Р.Г.**, Яруллин М.Р., Касимов В.А. Моделирование условий прохождения широкополосных сигналов при локационной диагностике линий электропередачи. // Материалы докладов VII ежегодной международной научно-практической конференции «Повышение эффективности энергетического оборудования». – СПб: СПбГПУ, 2012. – С. 180 – 185.

6. **Минуллин Р.Г.**, Яруллин М.Р., Касимов В.А. Диагностика линий электропередачи для оптимизации условий локационного зондирования при обнаружении гололедных образований // Материалы докладов VII ежегодной международной научно-практической конференции «Повышение эффективности энергетического оборудования». – СПб: СПбГПУ, 2012. – С. 943 – 952.

7. **Яруллин М.Р.**, Минуллин Р.Г., Касимов В.А. Моделирование импульсных локационных сигналов при прохождении узкополосных высокочастотных трактов линий электропередачи // Научные труды IV Международной научно-технической конференции «Энергетика глазами молодежи». – Новочеркасск: ЮРГПУ (НПИ) им. М.И. Платова, 2013. Т. 2. – С. 598 – 601.

М.Р. Яруллин, асп.;
рук. Р.Г. Минуллин, д.ф.-м. н., профессор
(КГЭУ, г. Казань)

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЛОКАЦИОННОГО МОНИТОРИНГА ГОЛОЛЕДА

Аппаратура локационного зондирования ЛЭП с использованием разработанной технологии мониторинга гололеда внедрена на 4-х подстанциях (см. рис. 1) и успешно работает в течение нескольких лет, предоставляя объективную информацию о гололеде на проводах ЛЭП. Программно-аппаратный комплекс мониторинга гололеда может быть внедрен на российских и зарубежных подстанциях, где есть опасность образования гололеда на проводах ЛЭП.

Аппаратура, установленная на данных подстанциях, используется не только для мониторинга состояния линий, но и для совершенствования локационного метода обнаружения гололеда.

С 1 февраля 2013 г. были проведены совместные сравнительные эксперименты по обнаружению гололеда локационным методом и методом взвешивания на ЛЭП 330 кВ «Баксан – Прохладная 2» (ОАО «МЭС Юга», Северный Кавказ). На рис. 2,а показаны изменения во времени запаздывания Δt отраженного сигнала при зондировании ЛЭП 330 кВ «Баксан – Прохладная 2» локационным комплексом, разработанным в КГЭУ и использующим вышеописанную технологию локационного об-

наружения гололеда на проводах. Показания Р весовых датчиков, расположенных на расстояниях 1,3 км (опора № 243) и 29,3 км (опора № 134) от начала линии «Баксан – Прохладная 2», приведены на рис. 2,б и 2,в, соответственно.



Рис. 1. Аппаратура локационного зондирования линий электропередачи, установленная на подстанциях: а – «Кутлу Букаш» (ОАО «Сетевая компания»); б – «Шкапово» (ОАО «Башки-рэнерго»); в – «Бугульма-500» (ОАО «Сетевая компания»); г – Баксан (ОАО «МЭС Юга»)

Как видно на рис. 2,а, крупный гололед, образовавшийся по локационным данным на линии 2.02.2013 г. (А0), вызвал максимальное запаздывание сигнала $\Delta t_{\text{макс}} = 1$ мкс. Гололед повторился 3.02.2013 г. (Б0) с величиной $\Delta t_{\text{макс}} = 4,5$ мкс, а 4.02.2013 г. (В0) – с $\Delta t_{\text{макс}} = 2,8$ мкс.

Около опоры № 243 гололед 2.02–4.02.2013 г. не был обнаружен (рис. 2,б).

На опоре № 134 (рис. 2,в) гололед был зафиксировано 2.02.2013 г. (А2) с максимальной нагрузкой $R_{\max} = 10$ кг, на другой день 3.02.2013 г. (Б2) с $R_{\max} = 20$ кг, а на третий день 4.02.2013 г. (В2) с $R_{\max} = 40$ кг.

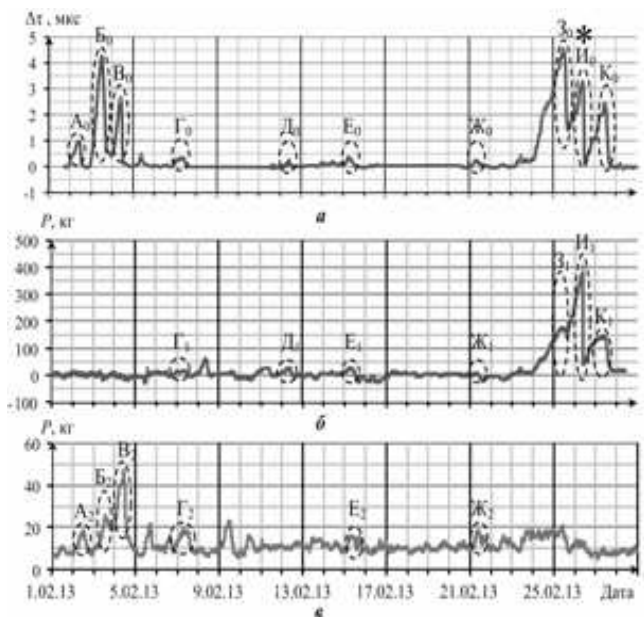


Рис. 2. Сравнение регистраций гололедных отложений на линии 330 кВ «Баксан – Прохладная 2» (Северный Кавказ): а – методом локационного зондирования (измеряется запаздывание Δt); б, в – методом взвешивания проводов (измеряется вес P гололедной муфты в одном пролете); овалами обозначены регистрации гололедных образований; * – момент начала плавки гололеда

В интервале 5.02–23.02.2013 г. (рис. 2,а, б, в) обнаруживались небольшие гололедные образования одновременно локационным методом (Γ_0 , Δ_0 , E_0 , Ж_0) и методом взвешивания на опоре № 243 (Γ_1 , Δ_1 , E_1 , Ж_1) и опоре № 134 (Γ_2 , Δ_2 , E_2 , Ж_2).

Следующее появление крупных гололедных отложений наблюдалось в интервале 24.02–27.02.2013 г. По данным локационного зондирования (рис. 2,а) гололед начал нарастать с полуночи 24.02.2013 г., отложения на линии достигли максимума в полдень 25.02.2013 г. (Ж_0) с $\Delta t_{\max} = 4,5$ мкс. Потом на некоторых участках линии произошел сброс

гололеда, затем рост гололеда продолжился до полудня 26.02.2013 г. (И0) с $\Delta t_{\max} = 3,3$ мкс. В это время началась плавка гололеда, (на рис. 2,а отмечено звездочкой). Принудительный сброс гололедных отложений в результате плавки произошел в полдень 26.02.2013 г. Однако рост гололедных отложений продолжался до полудня 27.02.2013 г. (К0) с $\Delta t_{\max} = 2,5$ мкс. Затем произошел естественный сброс гололедных отложений, и линия вернулась в свое штатное состояние.

По данным весовых датчиков на опоре № 243 (рис. 2,б) гололедное отложение постепенно нарастало до момента его плавки в полдень 26.06.2013 г. (И1). После плавки гололед продолжал медленно нарастать (К1). Затем в полдень 27.02.2013 г. отложения исчезли естественным путем.

Как видно из сравнения рис. 2,а и 2,б, общая динамика изменения величины гололедных отложений в обеих регистрациях примерно одинакова. Но в деталях есть различия, т.к. при локационном зондировании контролируется вся линия, а весовые датчики контролируют только один пролет линии, где гололеда из-за его локальности может и не быть.

Сравнение показаний датчиков на опорах № 243 и № 134 на рис. 2,б и 2,в показывает, что гололедные отложения, обнаруживаемые датчиком на опоре № 243, не обнаруживаются датчиком на опоре № 134 (и наоборот) из-за неравномерности гололедного отложения. При локационном зондировании все возникшие гололедные отложения А0 – К0 фиксируются четко (рис. 2,а).

Можно считать, что локационный метод обнаружения гололеда является более объективным и более информативным, чем метод взвешивания проводов. Определение места и толщины стенки гололеда, ведущего к аварии ЛЭП, осуществляется с использованием технологии описанной выше [1 – 3].

Библиографический список

1. **Мицуллин Р.Г.**, Касимов В.А., Яруллин М.Р., Аскарлов Р.Р., Губаренко В.П. Сравнение систем обнаружения гололеда на линиях электропередачи, использующих методы взвешивания проводов и локационного зондирования. // Научные труды IV Международной научно-технической конференции «Энергетика глазами молодежи». – Новочеркасск: ЮР-ГПУ (НПИ) им. М.И. Платова, 2013. Т. 2. – С. 514–518.
2. **Мицуллин Р.Г.**, Абдуллазянов Э.Ю., Касимов В.А., Яруллин М.Р. Современные методы обнаружения гололеда на проводах воздушных линий электропередачи. Часть 1. Методы прогнозирования и взвешивания проводов // Известия ВУЗ. Проблемы энергетики. – 2013. – № 7 – 8. – С. 68 – 78.
3. **Мицуллин Р.Г.**, Абдуллазянов Э.Ю., Касимов В.А., Яруллин М.Р. Современные методы обнаружения гололеда на проводах воздушных линий электропередачи. Часть 2. Локационный метод // Известия ВУЗ. Проблемы энергетики. – 2013. – № 9 – 10. – С. 50 – 58.

*Л.Р. Яфасова, студ.; рук. Н.П. Бадалян, д.т.н., доцент
(КГТА им. В.А. Дегтярева, г. Ковров)*

ПОСТРОЕНИЕ \dot{U} – МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Важной задачей при расчете установившегося режима большой электроэнергетической системы является построение \dot{U} – математической модели, которую удобно представить в виде системы нелинейных алгебраических уравнений. Принимаем, что электрическая сеть состоит из источников (станционных) и потребителей (нагрузочных узлов), число которых составляет $(M + 1)$ (рис. 1). При построении схемы полагали что к каждому узлу может быть подключен либо источник (И), либо потребитель (П).

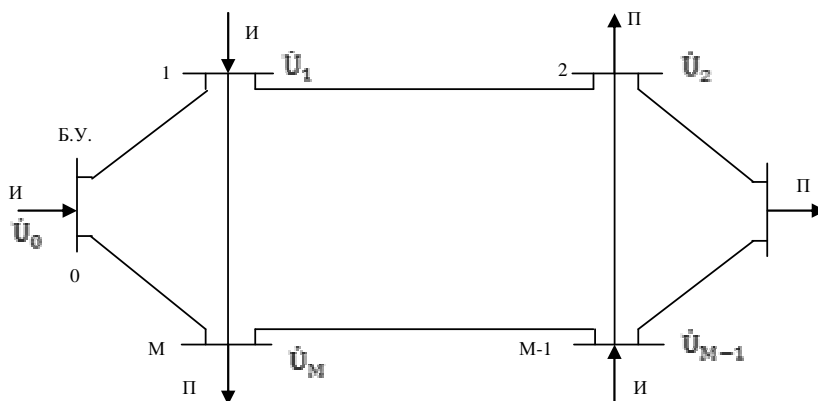


Рис. 1. Схематическое представление электрической сети

Выберем первый источник в качестве базисного, или балансирующего (Б.У.). Тогда электрическая сеть будет состоять из M независимых узловых точек. Для балансирующего источника принимаем напряжение U_0 . С учетом сделанных приближений систему уравнений состояния можно представить в следующем виде:

$$\begin{aligned}
 I_1 &= Y_{11}\dot{U}_{10} - Y_{12}\dot{U}_{20} - Y_{13}\dot{U}_{30} - \dots - Y_{1M}\dot{U}_{M0} \\
 I_1 &= Y_{21}U_{10} - Y_{22}U_{20} - Y_{23}U_{30} - \dots - Y_{2M}U_{M0} \\
 &\dots \\
 I_M &= Y_{M1}\dot{U}_{10} - Y_{M2}\dot{U}_{20} - Y_{M3}\dot{U}_{30} - \dots - Y_{MM}\dot{U}_{M0}
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

где $U_{10} - U_{M0}$ – комплексные напряжения независимых 1, 2, ..., M узлов относительно зависимого – базисного узла 0; $I_1 - I_M$ – комплексные токи независимых узлов; $Y_{12} - Y_{M(M-1)}$ – взаимные комплексные проводимости между независимыми узлами; $Y_{11} - Y_{MM}$ – комплексные проводимости узлов.

Представим систему уравнений (1) в виде матричной записи:

$$\begin{pmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \vdots \\ \dot{I}_M \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{11} & -Y_{12} & \dots & -Y_{1M} \\ -Y_{21} & Y_{22} & \dots & -Y_{2M} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -Y_{M1} & -Y_{M2} & \dots & Y_{MM} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \dot{U}_{10} \\ \dot{U}_{20} \\ \vdots \\ \dot{U}_{M0} \end{pmatrix}. \quad (2)$$

Перепишем уравнение (2):

$$\begin{pmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \vdots \\ \dot{I}_M \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} Y_{10} \dot{U}_0 \\ Y_{20} \dot{U}_0 \\ \vdots \\ Y_{M0} \dot{U}_0 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} Y_{11} & -Y_{12} & \dots & -Y_{1M} \\ -Y_{21} & Y_{22} & \dots & -Y_{2M} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -Y_{M1} & -Y_{M2} & \dots & Y_{MM} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \vdots \\ \dot{U}_M \end{pmatrix}. \quad (3)$$

Принимаем, что $-Y_{ij} = Y_{ij}$ ($i \neq j$), тогда уравнение (3) удобно представить в развернутой форме:

$$\begin{aligned} I_1 &= Y_{10} \dot{U}_0 + Y_{11} \dot{U}_1 + Y_{12} \dot{U}_2 + \dots + Y_{1M} \dot{U}_M \\ I_2 &= Y_{20} \dot{U}_0 + Y_{21} \dot{U}_1 + Y_{22} \dot{U}_2 + \dots + Y_{2M} \dot{U}_M \\ &\dots \\ I_M &= Y_{M0} \dot{U}_0 + Y_{M1} \dot{U}_1 + Y_{M2} \dot{U}_2 + \dots + Y_{MM} \dot{U}_M \end{aligned} \quad (4)$$

Полученную систему алгебраических уравнений можно представить в компактной форме:

$$\dot{I}_i = \sum_{j=0}^M Y_{ij} \dot{U}_j. \quad (5)$$

где $i = 1, 2, \dots, M$

Поскольку в качестве исходной информации относительно узлов всегда задаются мощности, то необходимо уравнение (5) представить через узловые мощности. Для этого обе стороны уравнения умножим на сопряженное значение напряжения \hat{U}_i :

$$\dot{I}_i \hat{U}_i = \hat{U}_i \sum_{j=0}^M Y_{ij} \dot{U}_j. \quad (6)$$

Приняв $\hat{I} = I e^{j\psi_i}$ и $\hat{U} = U e^{-j\psi_U}$, и учитывая, что $\psi_U - \psi_I = \varphi$ перепишем уравнение (6):

$$\hat{I}_i \hat{U}_i = U_i I_i e^{-j\varphi}. \quad (7)$$

Учитывая, что $e^{-j\varphi} = \cos\varphi - j\sin\varphi$ и тригонометрическую форму записи активной P_i и реактивной Q_i мощностей получим

$$\hat{I}_i \hat{U}_i = P_i - jQ_i. \quad (8)$$

Подставим выражение (8) в уравнение (6):

$$P_i - jQ_i = \hat{U}_i \sum_{j=0}^M Y_{ij} U_j. \quad (9)$$

Нетрудно заметить, что в данной системе уравнений уже полностью фигурируют узловые режимные параметры, т.е. комплексные мощности и напряжения.

С другой стороны, принимая во внимание что $\hat{U}_i = U_i e^{-j\psi_{U_i}}$, $U_j = U_j e^{j\psi_{U_j}}$, $Y_{ij} = g_{ij} + jb_{ij}$ перепишем выражение (9):

$$P_i - jQ_i = \hat{U}_i \sum_{j=0}^M \left\langle \begin{array}{l} [g_{ij} \cos(\psi_{U_i} - \psi_{U_j}) + jb_{ij} \sin(\psi_{U_j} - \psi_{U_j})] U_j - \\ - j [g_{ij} \sin(\psi_{U_i} - \psi_{U_j}) - jb_{ij} \cos(\psi_{U_i} - \psi_{U_j})] U_j \end{array} \right\rangle \quad (10)$$

Разлагая систему уравнений на действительные и мнимые составляющие, получим следующие выражения для узловых активных и реактивных мощностей:

$$\begin{cases} P_i = \hat{U}_i \sum_{j=0}^M [g_{ij} \cos(\psi_{U_i} - \psi_{U_j}) + jb_{ij} \sin(\psi_{U_i} - \psi_{U_j})] U_j \\ Q_i = \hat{U}_i \sum_{j=0}^M j [g_{ij} \sin(\psi_{U_i} - \psi_{U_j}) - jb_{ij} \cos(\psi_{U_i} - \psi_{U_j})] U_j \end{cases} \quad (11)$$

Принимая в (11) индекс $i = 0$, получим узловые активную и реактивную мощности для базисного (балансирующего) узла:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_0 = \hat{U}_0 \sum_{j=0}^M [g_{0j} \cos(\psi_{u0} - \psi_{uj}) + jb_{0j} \sin(\psi_{u0} - \psi_{uj})] U_j \\ Q_0 = \hat{U}_0 \sum_{j=0}^M j [g_{0j} \sin(\psi_{u0} - \psi_{uj}) - jb_{0j} \cos(\psi_{u0} - \psi_{uj})] U_j \end{array} \right. \quad (12)$$

Полученная система уравнений (11, 12) является системой нелинейных алгебраических уравнений установившихся режимов электрических сетей при Y – форме задания состояния сети.

Библиографический список

1. Мельников, Н. А. Матричный метод анализа электрических цепей. – М.: Энергия, 1972. – 215с.
2. Хачатрян, В.С. Расчет установившегося режима электрической системы // Электричество. – 1991. – N 1. – С. 6 – 13.
3. Хачатрян, В. С. Упрощенный метод расчета установившегося режима электроэнергетической системы / В.С. Хачатрян, Э.А. Этмекчян, В.М. Аракелян / Электричество. – 1992. – N 2. – С. 9 – 14.
4. Гераскин, О.Т. Аналитические выражения для расчета матрицы Якоба Y -диакоптической формы уравнений установившихся режимов больших электроэнергетических систем / О.Т. Гераскин, Т.Г. Селенков / Известия вузов СССР. Энергетика. – 1994. – N 11, 12. – С. 3 – 7.
5. Гераскин, О.Т. Основные матричные уравнения установившихся режимов больших электроэнергетических систем / О.Т. Гераскин, Т.Г. Селенков / Известия вузов СССР. Энергетика. – 1995. – N 5, 6. – С. 7 – 13.
6. Хачатрян, В.С. Определение допустимого установившегося режима электроэнергетической системы / В.С. Хачатрян, А.И. Ибрахим, К.В. Хачатрян/ Известия НАН РА и ГИУА. – Сер. ТН. – 1998. – N 2. – С.17 – 23.
7. Хачатрян, В.С. Математическая модель установившегося режима эквивалентированной электроэнергетической системы и ее реализация / В.С. Хачатрян, М.Г. Тамразян/ Известия НАН и ГИУ Армении. – Сер. ТН. – 1998. – N 1. – С. 21 – 28.
8. Бадалян, Н.П. Новый метод обращения Y матрицы узловых комплексных проводимостей электроэнергетической системы // Вестник МАНЭБ. – Санкт-Петербург. – 2003. – N 7. – С. 70 – 72.

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

К ВОПРОСУ ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ УПРАВЛЯЕМЫХ ШУНТИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ НА ВЫВОДАХ УСТРОЙСТВ ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ

Принципиально устройства продольной компенсации (УПК) позволяют передавать любую мощность на любое расстояние, и идеальной

компенсацией индуктивного сопротивления линий электропередачи (ЛЭП) следует считать продольную компенсацию, равномерно распределенную по длине передачи. Однако это невозможно по объективным причинам и, соответственно, УПК чаще всего устанавливается на какой-либо промежуточной подстанции, что вызывает искажение распределения напряжения вдоль линии тем большее, чем выше степень компенсации. Причем подстанция не всегда расположена в середине линии, хотя данное расположение позволяет при прочих равных условиях добиваться максимальной передаваемой мощности, ввиду того, что пропускная способность линии не превышает пропускной способности своего самого «слабого» участка [1]. В связи с повышением напряжения на выводах УПК становится необходимым использование шунтирующих реакторов с целью поддержания напряжения на зажимах устройства в допустимых диапазонах. Причем показано, что при установке вдоль линии нескольких УПК на определенном расстоянии можно совсем отказаться от использования реакторов, однако это не всегда осуществимо на практике [2]. Рассматривая регулируемую продольную компенсацию невозможно обойти вопрос применения управляемых шунтирующих реакторов (УШР) для регулирования напряжения на выводах регулируемого УПК, т.к. оба устройства относятся к регулируемой компенсации и тесно связаны с понятием гибких линий электропередачи (рис. 1).

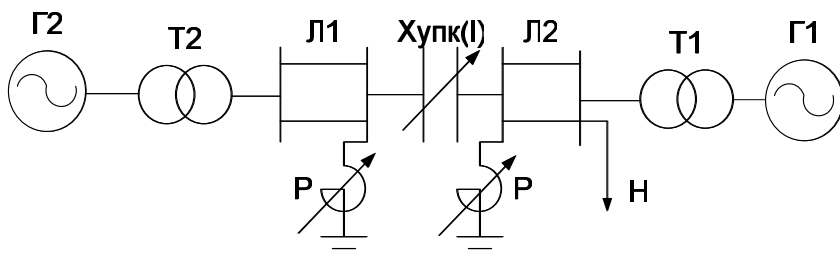


Рис. 1. Исследуемая электроэнергетическая система

Кроме того сами по себе УШР достаточно хорошо изучены и внедряются в российские сети.

Для оценки влияния УШР на напряжения на выводах регулируемого УПК в математическую модель для расчета установившегося режима исследуемой системы был введен следующий закон регулирования УШР [3]:

$$\Delta X_{УШР} = -K_{УШР} \cdot (U - U_0); \quad (1)$$

Данный закон позволяет уменьшать реактивное сопротивление реактора при увеличении напряжения в узле его подключения и тем самым снижать напряжение.

На рис. 2 приведено изменение напряжения на одном из выводов УПК для различных коэффициентов регулирования УШР. Из рисунка следует, что УШР позволяет регулировать напряжение в узле подключения в широком диапазоне возможных рабочих режимов в зависимости от коэффициента регулирования УШР. Наиболее актуальным применение УШР (как и регулируемого УПК) становится при малых перетоках мощности из-за роста напряжения в узлах сети.

Использование регулируемого УПК совместно с УШР требует изучения влияния данных автоматических устройств на режимы и устойчивость ЭЭС, оснащенных подобными элементами активно-адаптивной сети, а также друг на друга. Кроме того следует учитывать АРВ станций, что делает данную задачу довольно сложной, однако интересной и актуальной. Другими словами необходимо осуществить совместный выбор коэффициентов регулирования УПК, УШР и АРВ.

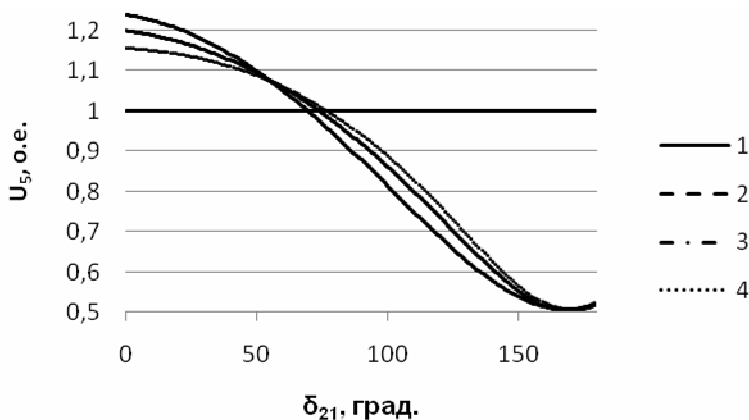


Рис. 2. Напряжение на выводе УПК при подключении УШР, где: 1 – уставка (U_0); 2 – $K_{УШР} = 0$; 3 – $K_{УШР} = 10$; 4 – $K_{УШР} = 20$

Библиографический список

1. Шакарян Ю.Г., Фокин В.К., Лихачев А.П. Установившиеся режимы работы электроэнергетических систем с сетевыми устройствами гибких электропередач // Электричество. – 2013. – № 12.

2. **Рыжов Ю.П.**, Некукар А.Р. О возможности сооружения на линиях СВН устройств продольной емкостной компенсации без шунтирующих реакторов на выводах конденсаторных батарей // Электричество. – 2012. – № 1.

3. **Саженов А.В.** Статические характеристики электропередачи с управляемыми шунтирующими реакторами // Электричество. – 2006. – № 3.

А.С. Лапшин, студ.;
рук. А.А. Братолобов, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)

ИССЛЕДОВАНИЕ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЭС МЕТОДОМ ПРЯМОГО РЕШЕНИЯ НЕЛИНЕЙНЫХ УРАВНЕНИЙ ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА

Специализированные программные комплексы для исследования устойчивости многомашинных электроэнергетических систем (ЭЭС) позволяют выявлять предел передаваемой мощности по статической устойчивости путём решения уравнений установившегося режима (УУР) при последовательном его утяжелении по заданной исследователем траектории. Признаком достижения предела устойчивости служит нарушение сходимости вычислительного итерационного процесса расчета УУР.

Описанная процедура даёт весьма приближённые результаты, причём оценивается только аperiodическая статическая устойчивость ЭЭС.

Предлагается каждый из полученных в ходе утяжеления установившийся режим подвергать исследованию на устойчивость к малым возмущениям путём решения уравнений переходного процесса, которые формируются в программном комплексе для оценки динамической устойчивости.

При этом появляется возможность не только более обоснованного выявления предельных режимов по аperiodической устойчивости, но также и выявления колебательного нарушения устойчивости.

Изложенный подход иллюстрируется расчётами предельных режимов простейшей ЭЭС.

Стандартная процедура выявления предельной мощности по сходимости решения УУР установила $P_{np} = 749$ МВт. Предложенная методика подтвердила это значение в качестве предела аperiodической устойчивости. Так, при $P = 700$ МВт наблюдаются затухающие колебания угла ротора $\delta(t)$ (рис. 1) при скачкообразном изменении мощности генератора на 5 % (малое возмущение).

Однако, уже при $P = 743$ МВт решение уравнений переходного процесса при том же малом возмущении показало аperiodическое нарушение устойчивости (рис. 2).

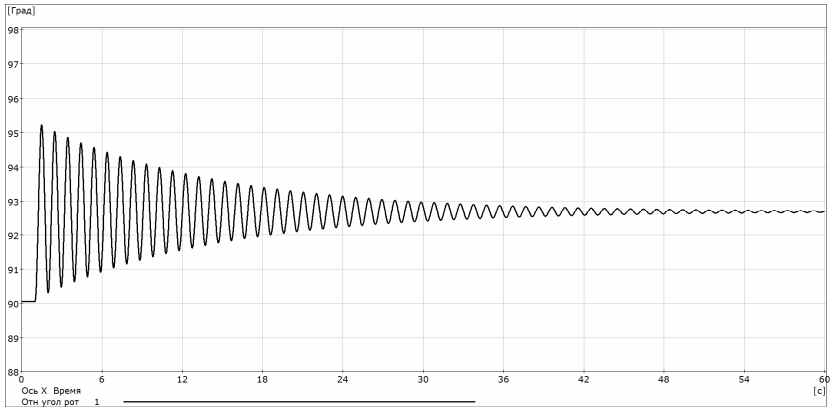


Рис. 1. Затухающие колебания угла ротора $\delta(t)$ при $P = 700$ МВт

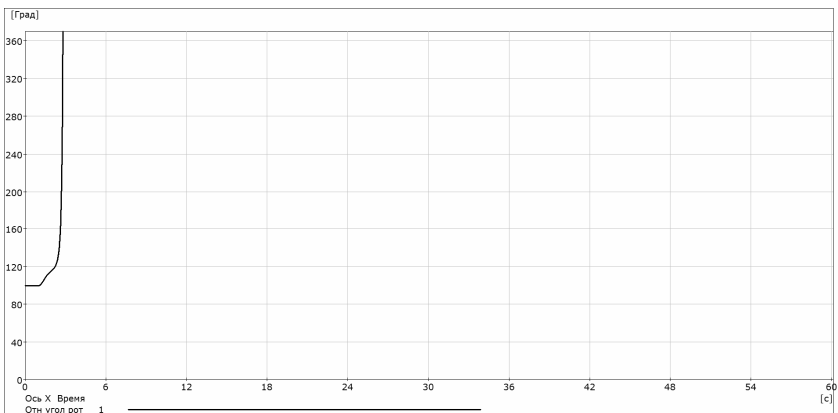


Рис. 2. Аperiodическое нарушение устойчивости при $P = 743$ МВт

При другой настройке системы АРВ генератора получено (рис.3) колебательное нарушение устойчивости при мощности передачи значительно более низкой $P = 550$ МВт чем предел аperiodической устойчивости.

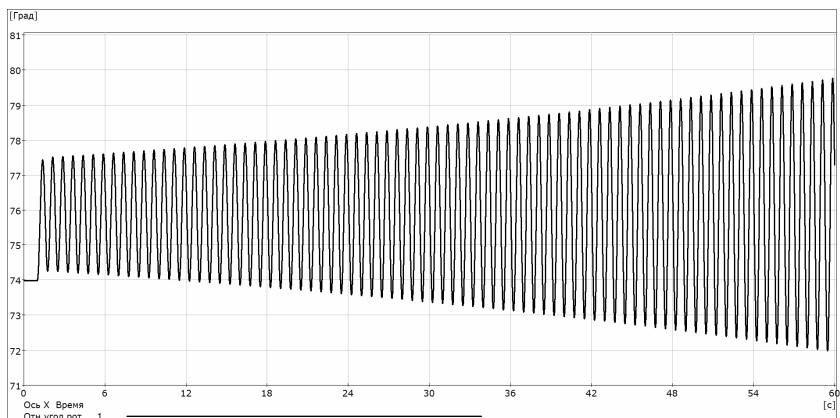


Рис.3. Колебательное нарушение устойчивости при $P = 550$ МВт

Таким образом, рассмотренная методика позволяет не только более обоснованно выявлять предел аperiodической статической устойчивости, но и даёт возможность анализировать колебательную статическую устойчивость многомашинной ЭЭС.

*А.Е. Питин, А.М. Санников, студенты;
рук. А.А. Братолобов, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ОЦЕНКА В «SIM POWER SYSTEMS» РАБОТОСПОСОБНОСТИ МЕТОДИКИ ФСК ЭЭС ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ НАВЕДЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ

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 [1] 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.

Для определения величины наведенного напряжения применялся стандарт организации «ОАО ФСК ЕЭС»: «Методические указания по определению наведенного напряжения на отключенных воздушных линиях, находящихся вблизи действующих ВЛ» [2].

Данный стандарт содержит основные положения по предварительному расчёту величин и проведению измерений наведенных напряжений на отключаемых ВЛ, находящихся в зоне влияния других ВЛ электрической сети.

Для оценки достоверности получаемых по методике [2] результатов проведено моделирование режима наведённого напряжения в программе «Sim Power Systems» программного комплекса MATLAB. При этом в качестве примера была взята схема электрической сети (рис.1), которая приведена в [2].

Исходными данными для расчетов являются:

- 1) Длина ВЛ,
- 2) Расстояния между осями трасс ВЛ на участках сближения, в том числе в местах, где двухцепные ВЛ переходят на разные трассы,
- 3) Наибольшие значения сопротивлений контуров заземления ПС и опор (с учетом коэффициента сезонности) по концам линий и на границах участков,
- 4) Максимальные значения токов, которые могут возникнуть во влияющих ВЛ после аварийного отключения одной или нескольких линий в прилегающей сети.

Расчеты по упрощенной методике ФСК ЕЭС [2] проведены для схемы сети 500 кВ, представленной на рис. 1. Данный пример был взят из приложения методических указаний по определению наведенного напряжения на отключенных воздушных линиях, находящихся вблизи действующих ВЛ, стандарта организации ОАО «ФСК ЕЭС».

Расчет наведенных напряжений выполняется для точки отключенной ВЛ 500 кВ ПС1-ПС2, обозначенной знаком «х». В этом месте заканчивается коридор влияния на отключенную линию ВЛ 1 и начинается коридор влияния ВЛ 2. Принимается, что в данной точке заземлены провода трех фаз, сопротивление заземлителя опоры $R_3 = 10$ Ом.

Расчет ЭДС:

$$E_1 = F_1(a_{11}) \cdot I_1 \cdot l_{11},$$

где $F_1(a_{11}) = F(176) = 7,8037$ – коэффициент, определенный с помощью интерполяции по таблице (приложение 1) для отключенной и влияющей

ВЛ-1 500 кВ; $I_1 = 1,788$ кА – максимальный ток, протекающий в первой влияющей ВЛ; $l_1 = 20$ км – длина участка влияния первой влияющей ВЛ.
 $E_1 = 7,8037 \cdot 1,788 \cdot 20 = 279,1$ В.

$$E_2 = F_2(a_{22}) \cdot I_2 \cdot l_{22},$$

где $F_2(a_{22}) = F(61) = 24,0291$ – коэффициент, определенный с помощью интерполяции по таблице (приложение 1 [2]) для отключенной и влияющей ВЛ-2 500 кВ; $I_2 = 1,573$ кА – максимальный ток, протекающий во второй влияющей ВЛ; $l_{22} = 17,7$ км – длина участка влияния второй влияющей ВЛ.

$$E_2 = 24,0291 \cdot 1,573 \cdot 17,7 = 669,0$$
 В.

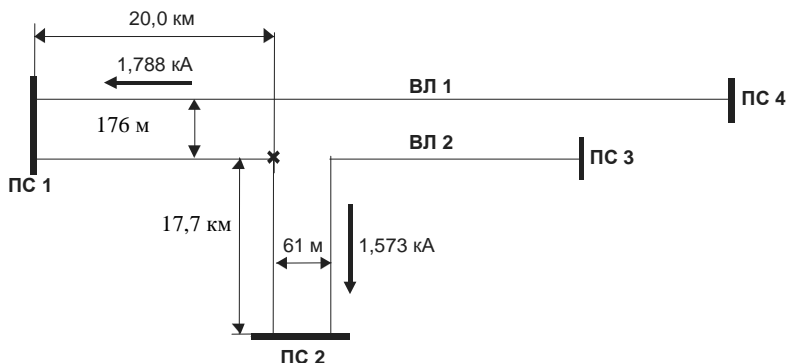


Рис. 1. Схема сети 500 кВ

Расчет проводимостей:

$$Y_1 = \frac{1}{\sqrt{R_{3 \text{ ПС-1}}^2 + (g \cdot x)^2}} = \frac{1}{\sqrt{0,26^2 + (0,402 \cdot 20)^2}} = 0,124378 \text{ См}$$

$$Y_2 = \frac{1}{\sqrt{R_{3 \text{ ПС-2}}^2 + [g \cdot (L-x)]^2}} = \frac{1}{\sqrt{0,287^2 + (0,402 \cdot 17,7)^2}} = 0,140449 \text{ См}$$

где $R_{3 \text{ ПС-1}} = 0,26$ Ом – сопротивление контура заземления ПС 1; $R_{3 \text{ ПС-2}} = 0,287$ Ом – сопротивление контура заземления ПС-2; $g_1 = 0,402$ – (g , Ом/км – коэффициент, полученный расчетным мето-

дом и учитывающий удельное сопротивление отключенной ВЛ), оп-
ределяется по таблице 1 [2].

$$Y_3 = \frac{1}{R_3} = \frac{1}{10} = 0,1 \text{ См.}$$

Расчет наведенного напряжения:

$$U_{HAB} = \frac{E_1 \cdot Y_1 + E_2 \cdot Y_2}{\sqrt{(Y_1 + Y_2)^2 + Y_3^2}},$$

$$U_{HAB} = \frac{279,1 \cdot 0,124378 + 669,0 \cdot 0,140449}{\sqrt{(0,124378 + 0,140449)^2 + 0,1^2}} = 454,5 \text{ В.}$$

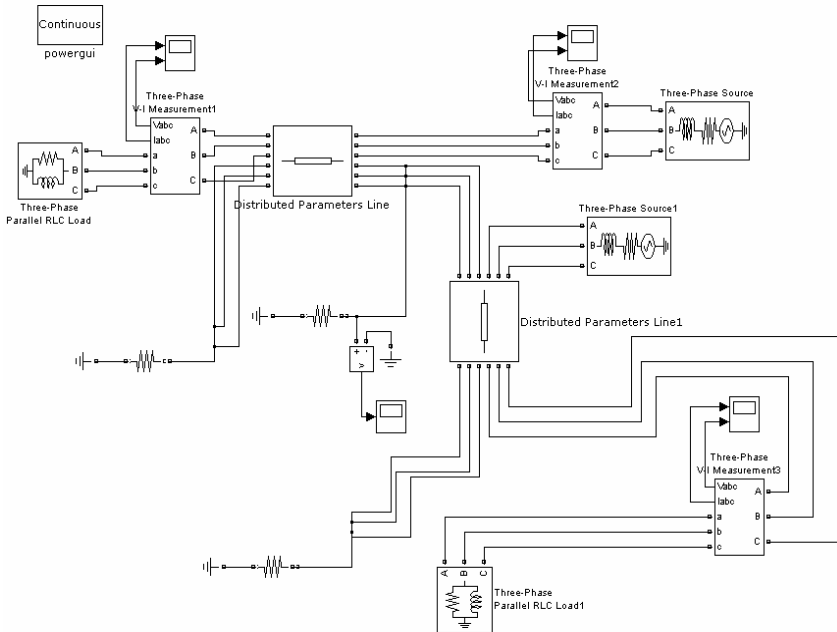


Рис. 2. Структурная схема сети 500кВ для моделирования в ПК SIMULINK

По результатам моделирования получен график наведенного напря-
жения в месте работы (заземление на ПС1 и ПС2 и в месте работ).

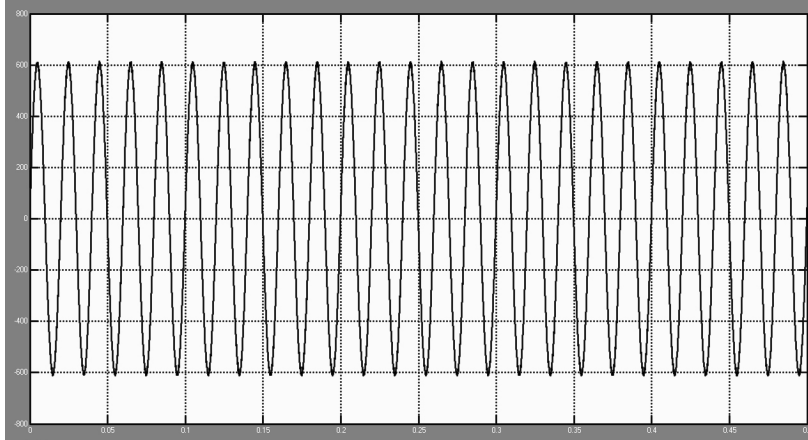


Рис. 3. Наведённое напряжение в месте работы

Выводы

Рассмотрена методика «ОАО ФСК ЕЭС» по предварительному расчёту величин наведенных напряжений на отключаемых ВЛ, находящихся в зоне влияния других ВЛ электрической сети. Полученные значения были сопоставлены с моделью электрической сети, созданной в программе SIMULINK из состава программного комплекса MATLAB.

Данная методика «ОАО ФСК ЕЭС» по предварительному расчёту величин наведенных напряжений верна и рекомендуема к применению в электроэнергетике. Полученные данные с помощью SIMULINK совпали с расчётной методикой.

Вне зависимости учета дополнительных факторов, которые не отражены в методике [2], результаты наведенного напряжения изменяются незначительно и совпадает с методикой [2].

Библиографический список

1. **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. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.– 192 с.
2. **Методические указания** по определению наведенного напряжения на отключенных воздушных линиях, находящихся вблизи действующих ВЛ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.55.018-2009.
3. **Черных И.В.** Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и SIMULINK. – М.: ДМК Пресс; СПб.: Питер, 2008. – 288 с.

*И.А. Лимов, студ.; рук. А.Ю. Мурзин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 500 кВ “КОСТРОМСКАЯ ГРЭС – ПС ВЛАДИМИРСКАЯ” НА ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ЭЛЕГАЗОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Актуальность работы. В соответствии с целевой программой ОАО “ФСК ЕЭС” по замене воздушных выключателей 330 – 750 кВ на элегазовые (приказ от 12.11.2010 г. № 868) на ПС Владимирская планируется замена воздушных выключателей 500 кВ, в том числе линейных выключателей воздушной линии (ВЛ) 500 кВ “Костромская ГРЭС – ПС Владимирская”. Данная ВЛ длиной 177,3 км оснащена шунтирующим реактором (ШР), установленным в начале линии со стороны ПС Владимирская. Реактор практически полностью компенсирует зарядную мощность линии. Вследствие этого, при коммутациях ненагруженной ВЛ возможны резонансные явления, приводящие к длительному горению дуги между контактами выключателя и последующему его разрушению.

Цели и задачи работы:

- выявление переходных режимов при коммутациях, представляющих опасность для элегазовых выключателей электропередачи 500 кВ “Костромская ГРЭС – ПС Владимирская”, планируемых к установке на ПС Владимирская;
- рассмотрение и анализ мер по устранению апериодической составляющей (в случае ее появления) в токе выключателя для его надежной и безопасной работы.

Расчет переходных процессов производился с помощью пакета Simulink программного комплекса MATLAB. Расчетная схема, представленная на рис. 1, составлена на основе паспортных данных ВЛ 500 кВ “Костромская ГРЭС – ПС Владимирская”, реактора РОДБС-60000/500, данных по токам КЗ на шинах 500 кВ ПС Владимирская и шинах 500 кВ Костромской ГРЭС и режимного дня Волго-Окского ПМЭС 18.12.2013 г. Эквивалентные энергосистемы моделировались как источники ЭДС, последовательно соединенные с сопротивлениями прямой и нулевой последовательности. Сопротивления энергосистем выбирались в соответствии с токами трехфазного и однофазного короткого замыкания на шинах ПС Владимирская и Костромской ГРЭС. При этом для энергосистем принято, что $X_c/R_c=10$ [1]. ВЛ 500 кВ “Костромская ГРЭС – ПС Владимирская” моделировалась как линия с распределенными параметрами с учетом транспозиции фазных проводов, типов опор, конструкции фаз линии и наличия грозозащитных тросов.

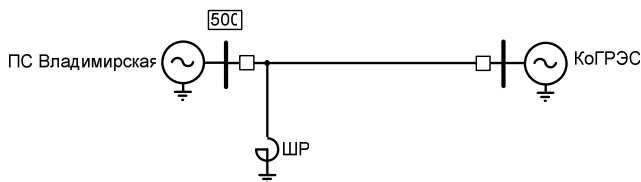


Рис. 1. Расчетная упрощенная схема электропередачи 500 кВ “Костромская ГРЭС – ПС Владимирская”

В докладе представлены результаты исследований переходных режимов и способов устранения влияния апериодической составляющей тока, возникающей при включении ВЛ 500 кВ “Костромская ГРЭС – ПС Владимирская” в режиме опробования и в цикле ТАПВ со стороны ПС Владимирская, на функционирование элегазовых выключателей, планируемых к установке на ПС Владимирская.

Подключение ВЛ 500 кВ “Костромская ГРЭС – ПС Владимирская” на холостой ход (режим опробования). Наиболее тяжелым случаем для выключателя в данном режиме является подключение линии в момент прохождения напряжения одной из фаз через нулевое значение и отключение выключателя через 80 мс (40 мс время действия основной релейной защиты, 40 мс собственное время отключения выключателя). На рис. 1 показана осциллограмма тока через выключатель в фазе А при одностороннем включении ВЛ 500 кВ “Костромская ГРЭС – ПС Владимирская” в момент прохождения напряжения фазы А через нулевое значение и отключении через 80 мс.

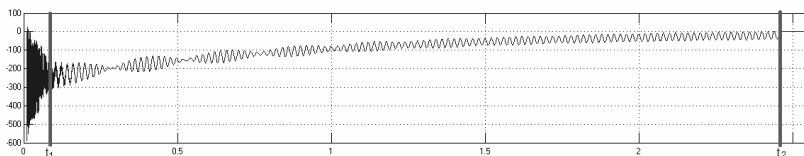


Рис. 2. Осциллограмма тока через выключатель в фазе А при одностороннем включении ВЛ 500 кВ “Костромская ГРЭС – ПС Владимирская” в момент прохождения напряжения фазы А через нулевое значение и отключении линии через 80 мс: t_1 – момент времени расхождения контактов выключателя, t_2 – момент времени первого перехода тока через ноль

Анализ рис. 2 показывает, что в токе выключателя присутствует длительно незатухающая апериодическая составляющая. При этом первый переход тока через нулевое значение наблюдается через 2,4 с после расхождения контактов выключателя.

Подключение ВЛ 500 кВ “Костромская ГРЭС- ПС Владимирская” на холостой ход (режим опробования) при наличии на ней короткого замыкания (КЗ). При подключении линии на холостой ход с имеющимся на ней КЗ в момент прохождения напряжения неповрежденной фазы через нулевое значение в токе неповрежденной фазы возникает длительно незатухающая аperiodическая составляющая. В табл. 1 представлены интервалы времени от момента размыкания контактов выключателя до первого перехода тока через ноль в неповрежденной фазе в зависимости от вида и места КЗ.

Таблица 1. Интервалы времени от момента размыкания контактов выключателя до первого перехода тока через ноль в неповрежденной фазе в зависимости от вида и места КЗ при отключении выключателя через 80 мс после подключения линии на КЗ в момент прохождения напряжения неповрежденной фазы через нулевое значение

	Интервал времени от размыкания контактов выключателя до первого перехода тока через ноль в неповрежденной фазе, с		
	$K^{(1)}$	$K^{(1,1)}$	$K^{(2)}$
КЗ у шин ПС Владимирская	2	2,8	2,34
КЗ у шин Костромской ГРЭС	0	0	2,34

Как видно из табл. 1, при некоторых видах КЗ в неповрежденных фазах выключателя возникает длительно незатухающая аperiodическая составляющая.

Подключение ВЛ 500 кВ “Костромская ГРЭС- ПС Владимирская” на холостой ход (режим опробования) с имеющимся на ней однофазным КЗ с учетом разброса моментов замыкания контактов фаз выключателя. В данном случае длительно незатухающая аperiodическая составляющая появляется в токах двух неповрежденных фаз, вследствие чего при попытке отключения короткого замыкания произойдет разрушение двух фаз выключателя.

Одностороннее включение ВЛ 500 кВ “Костромская ГРЭС – ПС Владимирская” в цикле неуспешного ТАПВ при различных видах несимметричных КЗ. В данном случае рассматривается одностороннее включение заряженной линии. Результаты расчетов данного режима показали наличие в токах неповрежденных фаз длительно незатухающей аperiodической составляющей. При несимметричных КЗ максимальный интервал времени от момента начала размыкания контактов выключателя до первого перехода тока через ноль в неповрежденной фазе составляет 3,5 с.

Меры по устранению аperiodической составляющей. В настоящее время имеется два способа устранения аperiodической составляющей в токе выключателя – это использование блока управляемой коммутации и применение предвключаемых резисторов.

Применение блоков управляемой коммутации. Исследование переходных процессов для электропередачи 500 кВ “Костромская ГРЭС – ПС Владимирская” при использовании блока управляемой коммутации производилось с учетом погрешностей устройства и контактной системы выключателя. В ходе расчетов выявлено, что при погрешности коммутации фаз выключателя на ± 1 мс в токе появляется длительно незатухающая аperiodическая составляющая. На рис. 3 представлена осциллограмма тока через выключатель в фазе А при одностороннем включении ВЛ 500 кВ “Костромская ГРЭС – ПС Владимирская” в максимум напряжения фазы А с использованием устройства управляемой коммутации при погрешности устройства +1 мс.

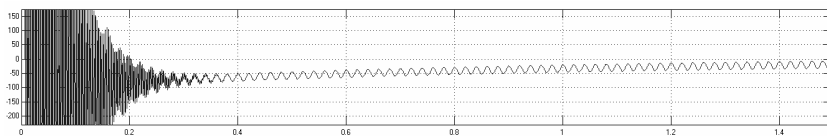


Рис. 3. Осциллограмма тока через выключатель в фазе А при одностороннем включении ВЛ 500 кВ “Костромская ГРЭС – ПС Владимирская” с использованием устройства управляемой коммутации при погрешности устройства +1 мс

Как видно из рис. 3, в токе выключателя присутствует длительно незатухающая аperiodическая составляющая. Таким образом, при отключении выключателя от резервных защит ВЛ первый переход тока фазы А через нулевое значение наблюдается через 1,4 с после расхождения контактов выключателя, что может привести к разрушению выключателя.

Применение предвключаемых резисторов. В ходе расчетов было определено оптимальное значение сопротивления предвключаемого резистора. При коммутации выключателя с выбранным предвключаемым на 8 мс резистором 900 Ом влияние аperiodической составляющей в токе выключателя полностью устраняется. Так как момент коммутации фаз выключателя имеет случайный характер, то необходимо оценить влияние аperiodической составляющей с учетом различных моментов коммутации. Анализ расчетов показал, что при коммутации в максимуме фазного напряжения с использованием предвключаемых резисторов 900 Ом появляется длительно незатухающая аperiodическая составляющая в токе выключателя. На рис. 4 представлена осциллограмма тока через основные контакты выключателя фазы А при коммутации в максимуме напряжения фазы А ВЛ 500 кВ “Костромская ГРЭС – ПС Владимирская” при подключении ее на холостой ход с предвключением резисторов 900 Ом на 8 мс.

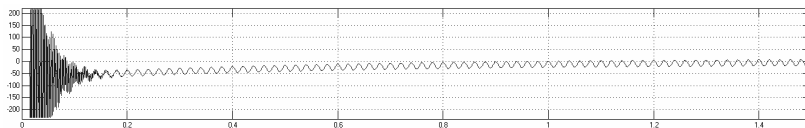


Рис. 4. Осциллограмма тока через основные контакты выключателя фазы А при коммутации в максимуме напряжения фазы А ВЛ “Костромская ГРЭС – ПС Владимирская” при подключении на холостой ход с предвключением резисторов 900 Ом на 8 мс

Анализ рис. 4 показал, что при отключении выключателя первый переход тока фазы А через нулевое значение наблюдается через 1 с после расхождения контактов выключателя. Это снижает надежность работы элегазового выключателя.

Выводы. Использование элегазовых выключателей ВЛ 500 кВ “Костромская ГРЭС- ПС Владимирская”, предполагаемых к установке на ПС Владимирская, возможно только при применении совместного действия предвключаемых резисторов и устройства управляемой коммутации. Причем, устройство управления коммутацией должно быть настроено таким образом, чтобы включение основных контактов выключателя осуществлялось при прохождении напряжения фазы через нулевое значение или близкое к нему.

Библиографический список

1. **Дмитриев М.В.** Коммутации высоковольтных ВЛ и воздействия на выключатели / Дмитриев М.В. [и др.] // *Новости ЭлектроТехники*. – 2008. – № 3 (51).
2. **Евдокулин Г.А.** Элегазовые выключатели 110 – 750 кВ. Особенности работы при отключении ненагруженных ВЛ с шунтирующими реакторами / Г.А. Евдокулин [и др.] // *Новости ЭлектроТехники*. – 2012. – № 4 (76).
3. **Справочник** по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2005. – 320 с.

УДК 621.315

*А.А. Мартиросян, к.т.н., И.А. Москвин, ассистент;
А.А. Комухов, П.Е. Фирстов, Е.В. Нечаев, студенты*

ВЫБОР ЗАКОНА РЕГУЛИРОВАНИЯ УСТРОЙСТВА ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ С ТИРИСТОРНЫМ УПРАВЛЕНИЕМ

В настоящее время одним из путей повышения пропускной способности электропередачи сверх высокого напряжения и улучшения устой-

чивости электроэнергетических систем, является применение управляемых устройств продольной компенсации (УУПК). Регулирование степени компенсации УПК повышает эффективность применения этих устройств [1, 2]. Среди известных устройств обеспечивающих возможность регулирования потока мощности в линиях электропередачи наибольшее применение в мире к настоящему времени нашли тиристорные устройства продольной компенсации (ТУПК). Эти устройства работают на основе схемы, предусматривающей регулирование тока в реакторе с помощью встречно – параллельно включенных тиристоров, получившей в англоязычной литературе название Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC). Применение этих устройств требует решения вопроса синтеза закона управления ими. Закон управления регулируемого устройства должен удовлетворять требованиям обеспечения необходимых уровней параметров режима системы, при разных значениях перетока мощности через линию, т.е. степень компенсации УУПК должна возрастать с ростом передаваемой мощности и наоборот. Для расчета и анализа режимов электроэнергетической системы с УУПК рассматриваемого типа необходимо иметь аналитическую зависимость достаточно близкую к реально возможным характеристикам сопротивления управляемой емкости и, в тоже время, достаточно простую для анализа и выявления влияния зависимости сопротивления управляемой емкости на режимы исследуемой электроэнергетической системы (ЭЭС) (рис. 1).

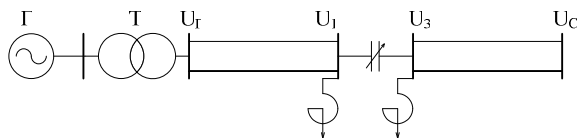


Рис. 1. Исследуемая электроэнергетическая система

Для решения этой задачи ранее была предложена следующая форма функциональной зависимости сопротивления управляемой емкости от тока [3]:

$$X_{УПК}(I) = \frac{10^6}{\omega_o \cdot (K1 - K2 \cdot I)} \quad (1)$$

Здесь I – ток через УПК, кА, $X_{УПК}(I)$ – сопротивление УПК; Ом, $\omega_o = 2\pi f$, где f – частота переменного тока, Гц; $K1, K2$ —коэффициенты,

характеризующие зависимость $X_{УПК}(I)$, определение которых является первоочередной задачей при проведении расчетов.

Предложенная форма представления сопротивления управляемой емкости является достаточно простой, имеет несложное выражение производной по току и, с другой стороны, является нелинейной функцией, для которой крутизна в различных точках может легко изменяться с помощью изменения соответствующего коэффициента, то есть вполне удовлетворяет практическим и расчетным требованиям.

Так как ТУПК (рис. 2) позволяет регулировать степень компенсации индуктивного сопротивления ЛЭП за счет изменения угла отпирания тиристоров α и, следовательно, изменения эквивалентного сопротивления тиристорно-реакторной группы (ТРГ) в зависимости от тока (мощности) линии, необходимо получить зависимость, $\alpha(I)$ благодаря которой будет осуществляться закон регулирования согласно выражению (1).

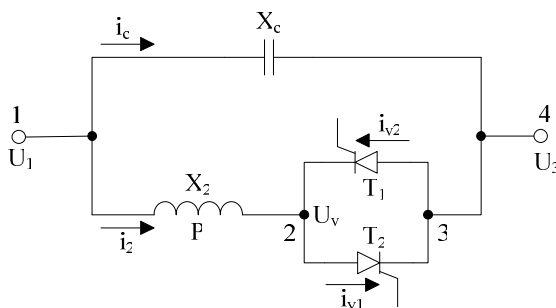


Рис. 2. Исследуемое устройство продольной компенсации

Имея зависимость $X_{УПК}(\alpha)$ и используя метод наименьших квадратов, получим следующее выражение:

$$\alpha(I) = 37232 \cdot \left(\frac{314 \cdot (K_1 - K_2 \cdot I)}{10^6} \right)^{1,38} \quad (2)$$

На рис. 7 и 8 приведены изменения тока в линии, исследуемой ЭЭС с использованием закона регулирования УУПК по выражениям (1) и (2) соответственно. Результаты расчета идентичны. На рис. 9 приведена зависимость, $\alpha(I)$ а на рис. 10, зависимость $X_{УПК}(I)$.

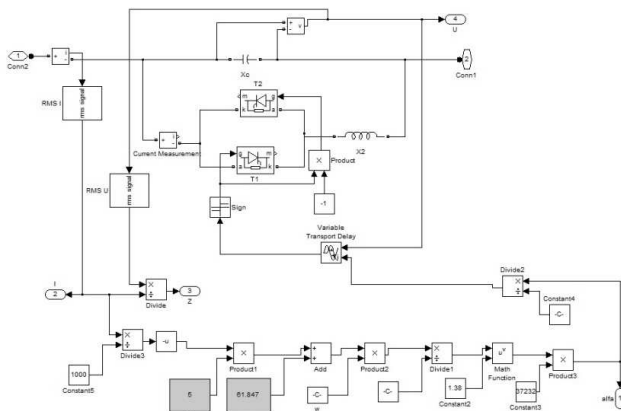


Рис. 6. Модель блока УПК с автоматическим регулированием угла α

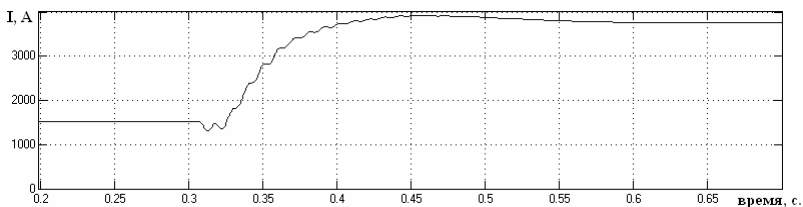


Рис. 7. Зависимость $I(t)$ тока через УПК при $K_2 = 5$, $K_1 = 62$

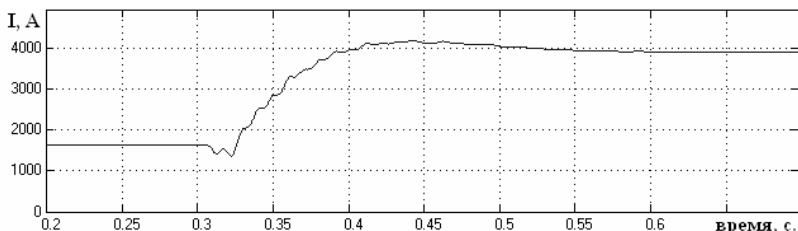


Рис. 8. Зависимость $I(t)$ тока через УПК при $K_2 = 5$, $K_1 = 62$

Результаты расчета приведенные на рис. 9 – 11 показывают, что закон регулирования приведенная в виде выражения (2) удовлетворяет тем требованиям, которые предъявляются к устройствам данного типа. Из этих графиков видно, что с увеличением K_2 в выражении (2) изменяется крутизна зависимости $X_{УПК}(I)$. Например при $K_2 = 1$ $X_{УПК}(I) = 58,77 \text{ Ом}$, а при $K_2 = 5$ $X_{УПК}(I) = 79 \text{ Ом}$.

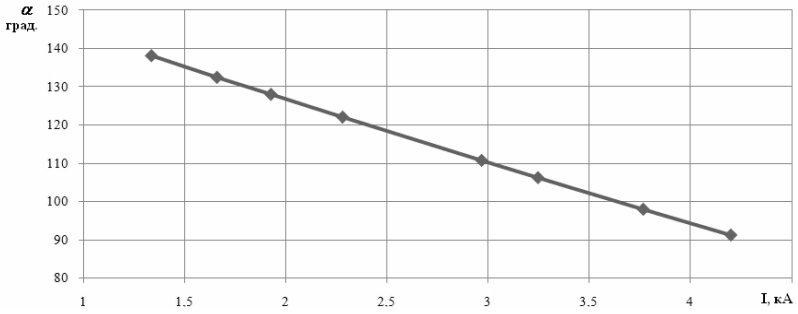


Рис. 9. Зависимость $\alpha(I)$, при $K_2 = 5$

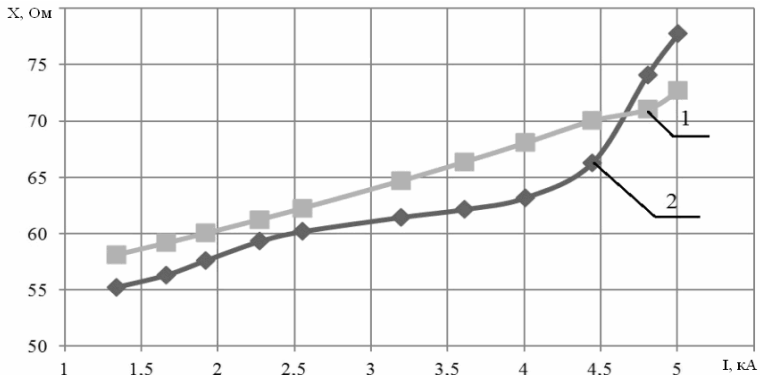


Рис. 10. Зависимость $X_{УПК}(I)$, при $K_2 = 5$

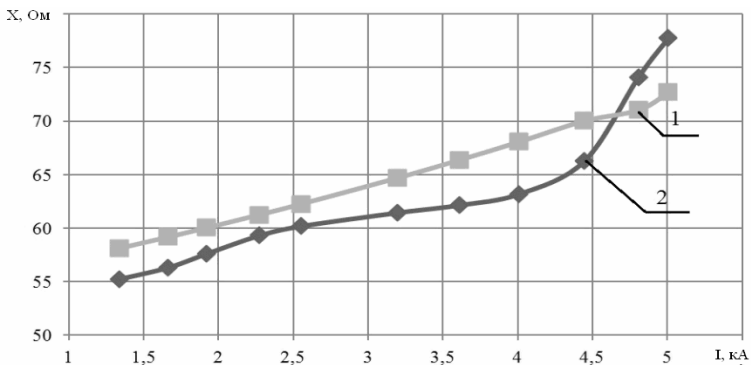


Рис. 11. Зависимость $X_{УПК}(I)$, при $K_2 = 3$

Таким образом, получен закон регулирования УПК тиристорным управлением, включающую зависимость угла отпирания тиристорov от тока в линии исследуемой электроэнергетической системы. Это позволит в дальнейшем провести исследования с целью формирования требований к параметрам и характеристикам данного устройства, для повышения пропускной способности линии электропередач сверх высокого напряжения и улучшения устойчивости исследуемой ЭЭС.

Библиографический список

1. **Голов В.П.**, Мартиросян А.А. Влияние законов регулирования УПК на устойчивость электрической системы // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2003. – Вып. 5.
2. **Рыжов Ю.П.**, Мотиэ Бирдженди А. Возможные ограничения при использовании управляемой продольной компенсации в линиях электропередачи 220 – 500 кВ // Вестник МЭИ. – 2004. – № 5.
3. **Голов В.П.** Применение регулируемой компенсации линии электропередач / Изв. Вузов: Энергетика. – 1978. – № 6. – С. 3 – 8.

*А.В. Смирнова, студ.; рук. И.А. Москвин, ассистент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ЧАСТОТЫ НА РЕЖИМЫ ЭЭС С РЕГУЛИРУЕМЫМ УПК

Ранее проводились исследования устойчивости режимов электроэнергетической системы с регулируемым УПК без учета изменения частоты [1, 2]. В многомашинной системе утяжеление режима происходит с изменением частоты, на которое реагируют частотные регуляторы турбин (АЧРВ). Следовательно, необходимо провести исследование влияния изменения частоты на режимы и статическую устойчивость. Особенности алгоритмов расчета установившихся режимов с учетом изменения частоты рассмотрены в [3 – 7].

Исследуемая схема представлена на рис. 1.

Добавим координату частоты в математическую модель исследуемой системы [1.2]. Утяжеление будем вести по активной мощности первой электростанции, а для второй опорной машины зададим моментно-угловую характеристику, отражающую АРЧВ турбины. АРЧВ изменяет выпуск пара в зависимости от частоты вращения, но поддерживать ее полностью не в состоянии (первичное регулирование частоты). Регулирование характеризуется статизмом или крутизной характеристики [8]:

$$s = \frac{\Delta\omega}{\Delta P} \frac{P_0}{\omega_0}; \quad k_{\Gamma} = \frac{1}{s}; \quad s = 0,04 \dots 0,05.$$

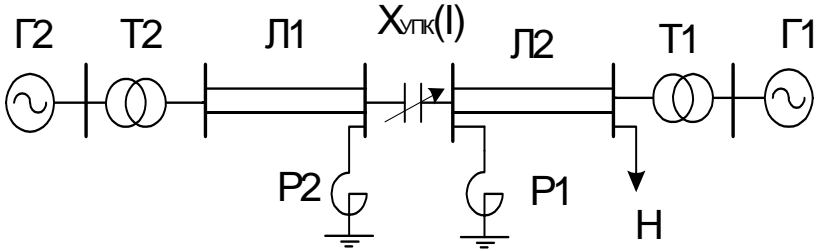


Рис. 1. Схема исследуемой системы с УПК

С учетом вышеизложенного:

$$P_{T2} = P_{T20} + k_{\Gamma} \cdot (\omega - \omega_0).$$

Для анализа устойчивости требуется записать уравнения системы по первому приближению. При этом не будем учитывать влияние АРВ.

$$\begin{cases} \omega_1 = p\delta_1; \\ \omega_2 = p\delta_2; \end{cases} \rightarrow \begin{cases} \Delta\omega_1 = p\Delta\delta_1; \\ \Delta\omega_2 = p\Delta\delta_2; \end{cases}$$

Будем оценивать изменение частоты ЭЭС по среднему значению:

$$\Delta f = \Delta\omega = \frac{\Delta\omega_1 + \Delta\omega_2}{2} = p \left(\frac{\Delta\delta_1 + \Delta\delta_2}{2} \right) = p\Delta\delta_{cp} \text{ (о.е.)},$$

где p – оператор дифференцирования.

Т.к. $\Delta\delta_{21} = \Delta\delta_2 - \Delta\delta_1$, а $\Delta\delta_{cp} = \frac{\Delta\delta_1 + \Delta\delta_2}{2}$, получаем:

$$\begin{cases} \Delta\delta_1 = -\frac{\Delta\delta_{21}}{2} + \Delta\delta_{cp}; \\ \Delta\delta_2 = \frac{\Delta\delta_{21}}{2} + \Delta\delta_{cp}. \end{cases}$$

Тогда получим систему уравнений первого приближения:

$$\left\{ \begin{aligned}
 & -\frac{T_{j1}}{2} p^2 \Delta\delta_{21} - D_1 p \Delta\delta_{21} + \frac{\partial P_{\Sigma M1}}{\partial \delta_{21}} \Delta\delta_{21} + T_{j1} p \Delta f + \frac{\partial P_{\Sigma M1}}{\partial x_{YIK}} \Delta x_{YIK} + \frac{\partial P_{\Sigma M1}}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial P_{\Sigma M1}}{\partial E_{q1}} \Delta E_{q1} + \\
 & \frac{\partial P_{\Sigma M1}}{\partial E_{q2}} \Delta E_{q2} - \frac{\partial P_{T1}}{\partial f} \Delta f = 0, (1) \\
 & \frac{T_{j2}}{2} p^2 \Delta\delta_{21} + D_1 p \Delta\delta_{21} + \frac{\partial P_{\Sigma M2}}{\partial \delta_{21}} \Delta\delta_{21} + T_{j2} p \Delta f + \frac{\partial P_{\Sigma M2}}{\partial x_{YIK}} \Delta x_{YIK} + \frac{\partial P_{\Sigma M2}}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial P_{\Sigma M2}}{\partial E_{q1}} \Delta E_{q1} + \\
 & + \frac{\partial P_{\Sigma M2}}{\partial E_{q2}} \Delta E_{q2} - \frac{\partial P_{T2}}{\partial f} \Delta f = 0, (2) \\
 & \Delta E_{q1} + T_{d1} p \Delta E_{q1} = 0, (3) \\
 & \Delta E_{q1} + T_{d1} p \Delta E_{q1} = 0, (4) \\
 & -\Delta \widehat{E}_{q1} + \frac{\partial \widehat{E}_{q1}}{\partial E_{q1}} \Delta E_{q1} + \frac{\partial \widehat{E}_{q1}}{\partial E_{q2}} \Delta E_{q2} + \frac{\partial \widehat{E}_{q1}}{\partial \delta_{21}} \Delta\delta_{21} + \frac{\partial \widehat{E}_{q1}}{\partial x_{YIK}} \Delta x_{YIK} = 0, (5) \\
 & -\Delta \widehat{E}_{q2} + \frac{\partial \widehat{E}_{q2}}{\partial E_{q1}} \Delta E_{q1} + \frac{\partial \widehat{E}_{q2}}{\partial E_{q2}} \Delta E_{q2} + \frac{\partial \widehat{E}_{q2}}{\partial \delta_{21}} \Delta\delta_{21} + \frac{\partial \widehat{E}_{q2}}{\partial x_{YIK}} \Delta x_{YIK} = 0, (6) \\
 & -\Delta I + \frac{\partial I}{\partial E_{q1}} \Delta E_{q1} + \frac{\partial I}{\partial E_{q2}} \Delta E_{q2} + \frac{\partial I}{\partial \delta_{21}} \Delta\delta_{21} + \frac{\partial I}{\partial x_{YIK}} \Delta x_{YIK} = 0, (7) \\
 & -\Delta x_{YIK} + \frac{\partial x_{YIK}}{\partial I} \Delta I + \frac{\partial x_{YIK}}{\partial f} \Delta f = 0, (8)
 \end{aligned} \right.$$

После упрощения характеристического определителя и его раскрытия получим уравнение свободного члена:

$$\begin{aligned}
 a_n = & \frac{\partial I}{\partial \delta_{21}} \cdot \frac{\partial x_{YIK}}{\partial I} \cdot \frac{\partial P_{\Sigma M2}}{\partial x_{YIK}} \cdot \left(\frac{\partial P_{\Sigma M1}}{\partial f} \frac{\partial P_{T1}}{\partial f} \right) - \frac{\partial P_{\Sigma M2}}{\partial \delta_{21}} \cdot \left(\frac{\partial I}{\partial x_{YIK}} \frac{\partial x_{YIK}}{\partial I} \right) \cdot \left(\frac{\partial P_{\Sigma M1}}{\partial f} \frac{\partial P_{T1}}{\partial f} \right) - \\
 & \frac{\partial I}{\partial \delta_{21}} \frac{\partial x_{YIK}}{\partial I} \frac{\partial P_{\Sigma M1}}{\partial x_{YIK}} \left(\frac{\partial P_{\Sigma M2}}{\partial f} \frac{\partial P_{T2}}{\partial f} \right) \frac{\partial P_{\Sigma M1}}{\partial \delta_{21}} \left(\frac{\partial I}{\partial x_{YIK}} \frac{\partial x_{YIK}}{\partial I} \right) \left(\frac{\partial P_{\Sigma M2}}{\partial f} \frac{\partial P_{T2}}{\partial f} \right) + \\
 & + \frac{\partial x_{YIK}}{\partial f} \cdot \frac{\partial P_{\Sigma M2}}{\partial \delta_{21}} \cdot \frac{\partial P_{\Sigma M1}}{\partial \delta_{21}} - \frac{\partial x_{YIK}}{\partial f} \cdot \frac{\partial P_{\Sigma M1}}{\partial \delta_{21}} \cdot \frac{\partial P_{\Sigma M2}}{\partial \delta_{21}}.
 \end{aligned}$$

Для анализа влияния изменения частоты на статическую устойчивость были построены угловые характеристики активной мощности с учетом

изменения частоты, приведенные на рис. 1. График изменения частоты приведен на рис. 2.

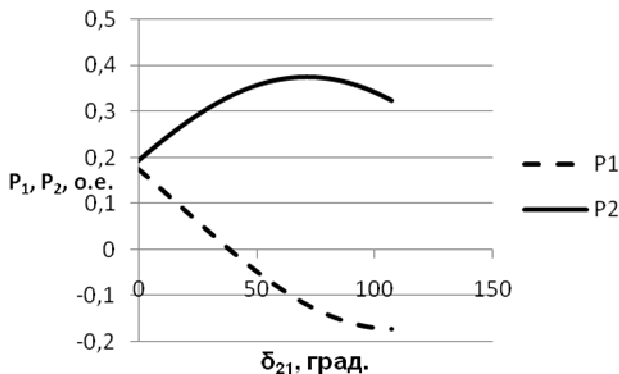


Рис. 2. Угловые характеристики исследуемой системы с учетом изменения частоты

Как видно из рис. 3, значение частоты меняется незначительно при утяжелении режима системы. При этом изменение частоты слабо влияет на статические характеристики системы (рис. 2).

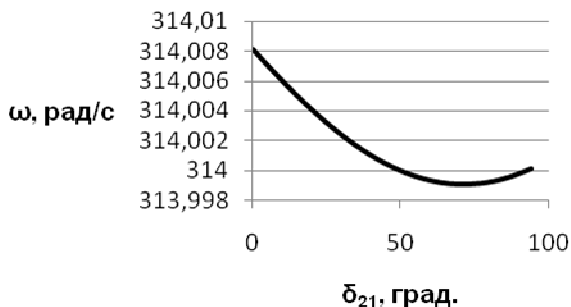


Рис. 3. Изменение частоты в исследуемой системе при утяжелении режима по мощности первой электростанции

Следовательно, можно сделать вывод о том, что изменение частоты можно не учитывать при анализе статической устойчивости ЭЭС с регулируемым УПК.

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. – Вып.5. – С. 26 – 31.

2. **Расчет** характеристик установившихся режимов электроэнергетической системы с регулируемым устройством продольной компенсации/ В.П. Голов, А.А. Мартиросян, И.А. Москвин // Вестник ИГЭУ. – 2012. – Вып. 6. – С. 18 – 22.

3. **Фазылов Х.Ф.**, Удовиченко В.Б., Крамер Ю.М. Вопросы расчета установившихся режимов с учетом изменения частоты. – Исследование решения на ЦВМ уравнений установившегося режима электрических систем. – Ереван: Арм. НИИЭ, 1976.

4. **Каложный А.Х.** Расчет режимов и статической устойчивости электроэнергетических систем с учетом изменения частоты. – Электричество. – 1976. – № 8.

5. **Баринов В.А.**, Совалов С.А. Определение установившихся режимов и аperiodической устойчивости сложных электроэнергетических систем при учете частоты. – Электричество. – 1978. – № 11.

6. **Лоханин Е.К.** Расчет и анализ режимов работы энергосистем с учетом изменения частоты. – Электричество. – 1995. – № 3.

7. **Лоханин Е.К.**, Морошкин Ю.В., Россовский Е.Л., Гараев Ю.Н., Новак К.А., Федорович М.С. Методика расчетов установившихся режимов работы энергосистем с учетом изменения частоты. – Электричество. – 2013. – № 3.

8. **Стернинсон Л.Д.** Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. – М. : «Энергия», 1975. – 216 с.

УДК 621.315

*А.А. Мартиросян, к.т.н., И.А. Москвин, ассистент;
А.А. Комухов, П.Е. Фирстов, Е.В. Нечаев, студенты
(ИГЭУ, г. Иваново)*

УСТРОЙСТВО ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ С ТИРИСТОРНЫМ УПРАВЛЕНИЕМ

Устройства продольной компенсации (УПК) применяются для увеличения пропускной способности дальней линии электропередачи. Использование УПК оказывает благоприятное влияние на режимы при передаче мощности больше натуральной. За рубежом УПК нашло свое применение в районах, в которых источники энергии удалены от потребителей. Однако применение нерегулируемых УПК может создать трудности по обеспечению допустимого режима напряжения во всех рабочих режимах сети, а также привести к проблемам сохранения устойчивости работы электрической системы. Наибольшие трудности могут возникнуть при малых значениях передаваемых мощностей. Эта проблема характерна, так как особенностью режимов электрических систем является изменение величины передаваемой мощности в широком диапазоне [1]. При малых перетоках мощности могут возникать перенапряжения, ввиду того, что устройство продольной компенсации является источником реактивной мощности. В связи с этим особое значение приобретает исполь-

зование управляемых УПК (УУПК) степень компенсации которого возрастает с ростом передаваемой мощности и уменьшается при снижении передаваемой мощности. Одним из наиболее распространенных УУПК является устройство с тиристорным управлением. Принципиальная упрощенная схема ЛЭП с управляемым УПК, с непрерывным регулированием (путём использования управляемых тиристорно-реакторных групп) представляет собой конденсаторную батарею (КБ), включаемую последовательно в линию электропередачи, и тиристорно-реакторную группу (ТРГ), подключаемую параллельно конденсаторной батарее (рис. 1). Данное устройство позволяет регулировать степень компенсации индуктивного сопротивления ЛЭП за счет изменения угла отпирания тиристор и, следовательно, изменения эквивалентного сопротивления ТРГ в зависимости от тока (мощности) линии. Применение УУПК с автоматическим регулированием степени компенсации индуктивного сопротивления линии позволяет решать следующие задачи:

- повышение пропускной способности линии электропередачи;
- повышения предела устойчивости электроэнергетической системы;
- демпфирования колебаний .

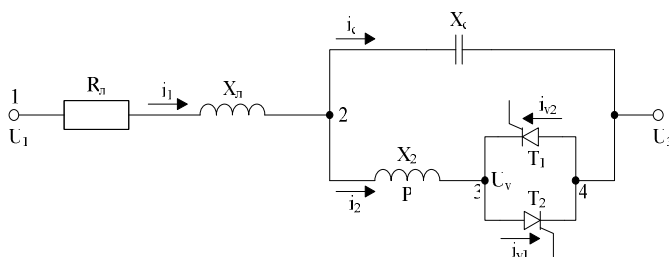


Рис. 1. Устройство продольной компенсации с тиристорным управлением: P – реактор; T1, T2 – 1-й и 2-й тиристоры соответственно; $U_1 - U_3$ – фазные напряжения сети; $U_v - U_3$ – напряжение на вентильной фазе; $U_2 - U_3$ – фазное напряжение УПК; R_L – активное сопротивление ЛЭП; X_L – индуктивное сопротивление ЛЭП; X_2 – индуктивное сопротивление реактора; X_C – емкостное сопротивление батареи конденсаторов; i_1 – фазный ток ЛЭП; i_c – фазный ток батареи конденсаторов; i_{v1}, i_{v2} – фазный ток 1-го и 2-го тиристора соответственно; i – ток через тиристорную группу.

Для выбора параметров основного оборудования компенсатора и получения закона управления этим устройством необходимо получить функциональную зависимость между эквивалентным сопротивлением УУПК и углом отпирания тиристор α .

Для решения этой задачи рассмотрим участок схемы замещения между точками 2 и 4 (рис. 1). Мгновенные значения токов и напряжений можно найти следующим образом:

$$\begin{cases} i_2(\omega t) = I_{2m}(\cos \beta - \cos \omega t), & 0 \leq \omega t \leq \beta \\ i_2(\omega t) = 0, & \beta \leq \omega t \leq \alpha \\ i_2(\omega t) = I_{2m}(\cos \alpha - \cos \omega t), & \alpha \leq \omega t \leq \pi \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} u_v(\omega t) = 0, & 0 \leq \omega t \leq \beta \\ i_2(\omega t) = U_{2m} \sin \omega t, & \beta \leq \omega t \leq \alpha \\ i_2(\omega t) = 0, & \alpha \leq \omega t \leq \pi \end{cases} \quad (2)$$

где α – момент отпирания вентиля Т1; β – момент прекращения тока через Т2, причем $\alpha + \beta = \pi$; $i_2 = i_{v1} - i_{v2}$.

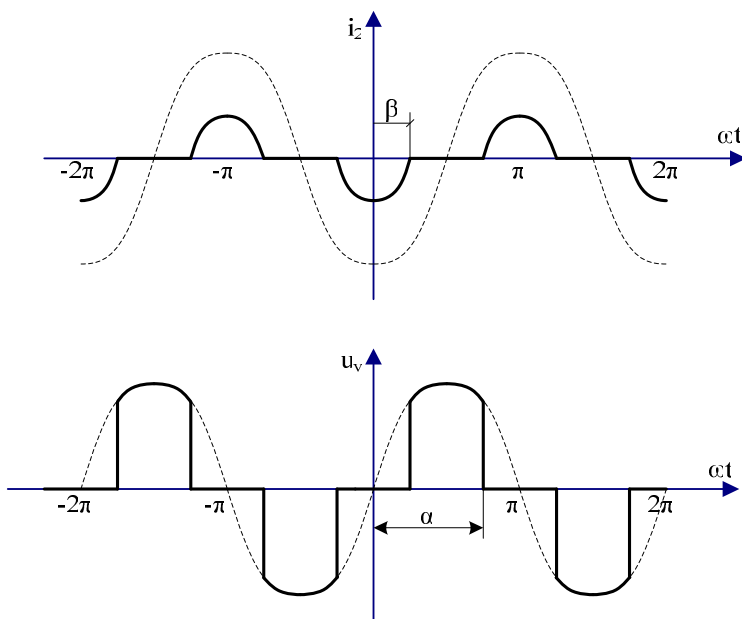


Рис. 2. Кривые токов и напряжений на участке 2 – 4

Разложение кривых тока и напряжения на вентилях в ряд Фурье дает значение амплитуд гармоник тока и напряжений. Имея выражения для напряжения на вентиляльной фазе и тока, протекающего через нее, можно представить вентиляльную фазу в виде эквивалентного сопротивления. Для первой гармоники получим:

$$Z_{\text{yнк}}(\alpha) = j \frac{\pi X_2 X_c}{X_c \sin(2\alpha) - \pi X_2 + 2\pi X_c - 2\alpha X_c} \quad (3)$$

Угол α изменяется от $\pi/2$ до π . При $\alpha = \pi/2$, тиристоры полностью открыты, эквивалентное сопротивление УУПК будет равно:

$$Z_{\text{yнк}} = \frac{-jX_c jX_2}{-jX_c + jX_2}, \quad (4)$$

а при $\alpha = \pi$, тиристоры закрыты. В этом случае $Z_{\text{yнк}} = -jX_c$.

Из выражения (4) видно, что при $X_2 > X_c$, $Z_{\text{yнк}}$ будет носить емкостный характер. Чем ближе к единице соотношение $\frac{X_2}{X_c}$, тем больше диапазон изменения $Z_{\text{yнк}}$, но больше вероятность возникновения резонансных явлений.

Для проверки полученных результатов были проведены расчеты с применением программного комплекса MATLAB. Математическая модель УУПК представлена на рис. 3 и 4.

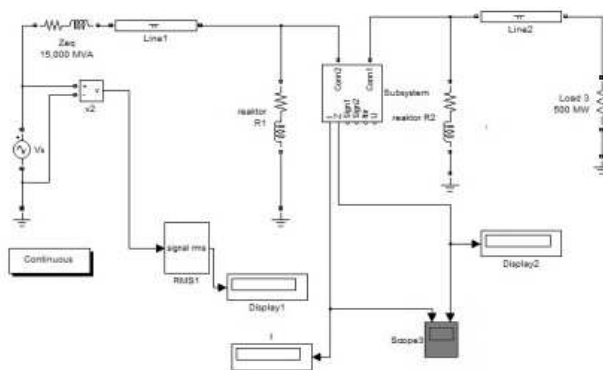


Рис. 3. Модель электроэнергетической системы с УУПК с тиристорным управлением

В УУПК емкость конденсатора принята равной $C = 40$ мкФ, а индуктивность $L = 0,7$ Гн. В табл. 1 приведены результаты расчета полученные, во первых из уравнения (3) и из модели с применением программного комплекса MATLAB.

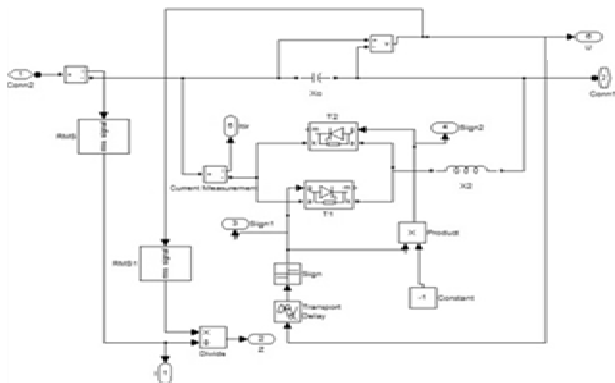


Рис. 4. Модель УУПК с тиристорным управлением

Таблица 1. Результаты расчета

Изменение эквивалентного сопротивления УУПК в зависимости от угла отпирания тиристорov, полученное из соотношения (3)		Изменение эквивалентного сопротивления УУПК в зависимости от угла отпирания тиристорov, полученное из программного комплекса MATLAB	
$Z_{уупк}, \text{ Ом}$	$\alpha, \text{ град}$	$Z_{уупк}, \text{ Ом}$	$\alpha, \text{ град}$
79,577	180	78,49	180
79,586	175	78,56	175
79,642	170	78,63	170
79,794	165	78,73	165
80,088	160	78,94	160
80,567	155	79,23	155
81,273	150	79,66	150
82,249	145	80,5	145
83,537	140	82,55	140
85,178	135	85,89	135
87,218	130	87,86	130
89,705	125	89,05	125
92,692	120	90,08	120
96,237	115	91,53	115
100,402	110	94,87	110
105,256	105	113,9	105
110,872	100	122,3	100
117,329	95	124,3	95
124,702	90	124,7	90

Результаты расчета показывают, что эквивалентное сопротивление УУПК полученное из выражения (3) и из программного комплекса MATLAB практически совпадают. Это позволяет в дальнейшем использовать выражение (3) для разработки закона управления УУПК с тиристорным управлением.

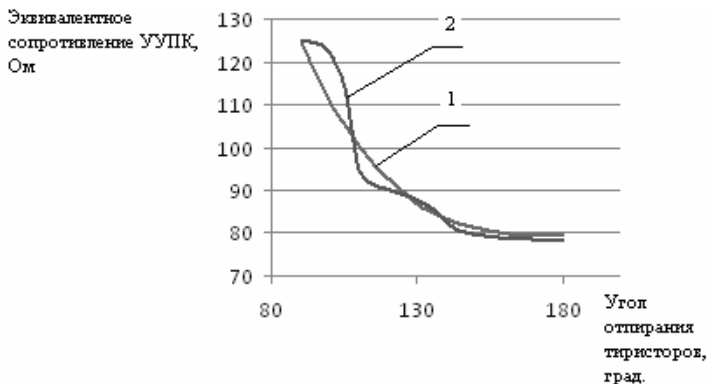


Рис. 5. Зависимость эквивалентного сопротивления УУПК от угла отпирания тиристорov: 1 – зависимость полученная из выражения (3), 2 – зависимость полученная с использованием программного комплекса MATLAB

Таким образом, получена функциональная зависимость между эквивалентным сопротивлением УУПК с тиристорным управлением и углом отпирания тиристорov α , что позволит в дальнейшем провести исследования по выбору характеристик изменения сопротивления данного устройства с целью улучшения устойчивости исследуемой электроэнергетической системы и избежания нежелательных явлений.

Библиографический список

1. **Голов, В.П.** Влияние законов регулирования устройств продольной компенсации на устойчивость электроэнергетической системы / В. П. Голов, А. А. Мартиросян // Вестник ИГЭУ / Ивановский государственный энергетический университет. – Иваново. – 2003. – Вып. 5. – С. 41 – 44.
2. **Ивакин В.Н., Худяков В.В.** Методика расчета установившихся режимов статических компенсаторов реактивной мощности. Электротехника. – 1978 – № 8.

Е.В. Метревели, студ.;
рук. О.А. Бушуева, к.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)

ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ИВАНОВСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПРИ ВЫВОДЕ ИЗ РАБОТЫ ТЭЦ-1 И ТЭЦ-2

Энергосистема Ивановской области – одна из старейших в России.
 В работе выполнен анализ энергетической ситуации области на 2018 г.

В настоящее время на территории Ивановской области расположены объекты генерации установленной электрической мощностью 977 МВт. Распределение мощности по электростанциям представлено в табл. 1.

Таблица 1. Установленная мощность электростанций Ивановской энергосистемы

Группы оборудования	Показатель	Значение, МВт
Установленная мощность, всего		977,0
ГТУ, ПГУ	Испытательный стенд	110,0
	Ивановские ПГУ	325,0
	Ивановская ТЭЦ-1	12,0
	Всего	447,0
ТЭЦ	Ивановская ТЭЦ-2	200,0
	Ивановская ТЭЦ-3	330,0
	Всего	530

ТЭЦ-1 введена в эксплуатацию в 1928 г., В 2002–2004 годах на станции проведена реконструкция с полной заменой котлов на новые, работающие на природном газе. Ограничений тепловой мощности нет, однако в летний период по причине недостатка тепловых нагрузок существуют сезонные ограничения электрической мощности до 4МВт.

ТЭЦ-2 введена в эксплуатацию в 1954 г., В период 1980 – 1989 г.г. было проведено техническое перевооружение части основного оборудования. В конце первого квартала 2013 г. истек парковый ресурс турбоагрегата № 5 (ПТ-60-90).Среднегодовое ограничение электрической мощности– 19,4 МВт из-за недостатка тепловых нагрузок и работы турбин со сниженными параметрами пара.

Составлен оптимистический прогноз спроса на электрическую энергию в Ивановской области на 5-летний период с учетом ввода новых потребителей (табл. 2., рис. 1).

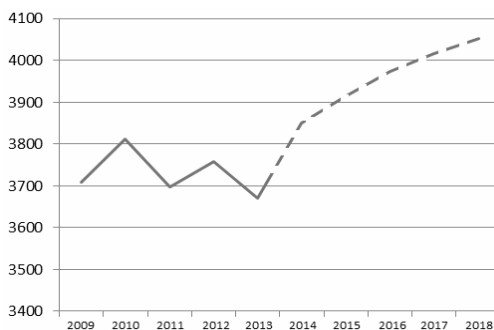


Рис. 1. График спроса и прогнозируемого спроса на электроэнергию в Ивановской области на период 2009 – 2018 г.

Таблица 2. Прогноз спроса на электроэнергию в Ивановской области

	2014	2015	2016	2017	2018
Электропотребление (млн. кВт ч)	3 850	3 915	3 973	4 017	4 052
Прирост, от предшествующего периода, (%)	0,66	0,68	0,68	0,67	0,67

Для оценки возможности вывода из эксплуатации Ивановских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 проведены расчеты нормальных для осенне-зимнего периода (ОЗП) и ремонтных схем на летний период экстремально-высоких температур (ПЭВТ) с наложением на них наиболее тяжелых аварийных режимов. Результаты расчетов с возможным выходом режимных параметров за допустимые пределы приведены в табл. 3 – 4.

Таблица 3. Результаты расчета наиболее тяжелых электроэнергетических режимов на ОЗП 2018 г. после вывода из эксплуатации энергетического оборудования ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2

Нормативное возмущение	Параметры режима, выходящие из области допустимых значений
Отключение 1 СШ 110 кВ на ПС 110 кВ Ивановская-6	- перегрузка обмотки высшего напряжения Т-2 на ПС Ивановская-6 на 37,5 %; - перегрузка обмотки среднего напряжения Т-2 на ПС Ивановская-6 с учетом ограничений по ТТ на 90,2 % (ограничения по току трансформатора тока 600 А).
Отключение 2 СШ 35 кВ на Ивановской ТЭЦ-2	- перегрузка ВЛ 35 кВ Ивановская-6- Ивановская-11 на 7,6 %. - перегрузка ВЛ 35 кВ Ивановская ТЭЦ-2- Ивановская-6 II цепь на 45,8 %. - перегрузка обмотки высшего напряжения Т-2 на ПС Ивановская-6 на 13,8 %; - перегрузка обмотки среднего напряжения Т-2 на ПС Ивановская-6 с учетом ограничений по ТТ на 29 % (ограничения по току трансформатора тока 600 А). - перегрузка обмотки высшего напряжения Т-1 на ПС Ивановская-6 на 20,6 %; - перегрузка обмотки среднего напряжения Т-1 на ПС Ивановская-6 с учетом ограничений по ТТ на 16,9 % (ограничения по току трансформатора тока 600 А).

Покрытие электропотребления на 2018 г. осуществляется за счет собственных электростанций, а также за счет перетоков по линиям 220 кВ от шин Костромской ГРЭС на подстанции 220 кВ Иваново и Вичуга Новая. Транзит мощности от Костромской ГРЭС проходит во все соседние энергосистемы через электрические сети 110 – 220 кВ Ивановской энергосистемы.

Для надежного электроснабжения потребителей необходимо проведение следующих основных мероприятий:

- установка второго трансформатора связи 110/35 кВ на Ивановской ТЭЦ-2;
- сооружение новой ВЛ 110 кВ Ивановская ТЭЦ-3- Ивановская-15;
- замена участка ВЛ 110 кВ Новая с марки АС-120 на АС-185.

Таблица 4. Результаты расчета наиболее тяжелых электроэнергетических режимов на ПЭВТ 2018 г. после вывода энергетического оборудования Ивановских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 из эксплуатации

Ремонт оборудования	Нормативное возмущение	Параметры режима, выходящие из области допустимых значений
Ремонт МВ 110 кВ трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Ивановская 6	Отключение 1 СШ 110 кВ ПС 110 кВ Ивановская 6	- перегрузка ВЛ 110 кВ Ивановская ТЭЦ-3 – Ивановская-15 на 67,1 %; - перегрузка ВЛ 110 кВ Ивановская ТЭЦ-2 – Ивановская-15 на 27%; - перегрузка Т-4 Ивановской ТЭЦ-2 на 65,8 %
Ремонт ВЛ 110 кВ Ивановская ТЭЦ-3 – Ивановская 15	Отключение 1 СШ 110 кВ на ПС 110 кВ Ивановская-6	- перегрузка трансформатора Т-2 на ПС Ивановская-6 по стороне высшего напряжения на 142,2 %; - перегрузка трансформатора Т-2 на ПС Ивановская-6 по стороне среднего напряжения на 208 % (ограничение 600 А по ТТ); - перегрузка ВЛ 35 кВ Ивановская-6- Ивановская-11 на 13,7 %; - перегрузка 1 и 2 цепи ВЛ 35 кВ Ивановская ТЭЦ-2- Ивановская-6 на 40,5 %.
Ремонт ВЛ 110 кВ Коляновская II цепь	Отключение 1 СШ 110 кВ на ПС 110 кВ Ивановская-6	- перегрузка 2 цепи ВЛ 110 кВ Новая на 20,2 %; - перегрузка трансформатора Т-2 на ПС Ивановская-6 по стороне среднего напряжения на 28,1 %

Проведенный анализ энергетической ситуации на 2018 г. показал, что вывод из эксплуатации ТЭЦ-2 допустим при выполнении вышеперечисленных мероприятий, а вывод из эксплуатации ТЭЦ-1 не повлияет на надежность работы Ивановской энергосистемы.

Библиографический список

1. **Правила** вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 26.07.2007 № 484.
2. **Программный** комплекс «RastrWin3».

Т.А. Третчикова, студ.;
рук. О.А. Бушуева, к.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)

АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ЛЕНИНГРАДСКОЙ АЭС-2 В ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА

В состав Объединенной энергосистемы Северо-Запада (ОЭС Северо-Запада) входят энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской об-

ласти, Мурманской, Новгородской, Псковской и Архангельской областей, а также энергосистемы Республики Карелия и Республики Коми. С 2004 г. в ОЭС Северо-Запада входит энергосистема Калининградской области.

Высшим напряжением электрической сети в западной части ОЭС Северо-Запада является 750 кВ. На этом напряжении осуществляется связь с ОЭС Центра, а также выдается в энергосистему мощность Ленинградской АЭС.

Основной системообразующей электрической сетью западной части ОЭС Северо-Запада является сеть напряжением 330 кВ. В энергосистемах Санкт-Петербурга и Ленинградской области и республики Карелия распределение электроэнергии частично осуществляется на напряжении 220 кВ.

Проведенный анализ прогнозируемой энергетической ситуации в ОЭС Северо-Запада (табл. 1) показал, что стабильный среднегодовой прирост электропотребления в 1,28 % более чем на 50 % формируется за счет энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области.

Таблица 1. Прогноз потребления на электрическую энергию по ОЭС Северо-Запада, млрд. кВт·ч

	Факт	Прогноз							Ср. год. прирост за 2013 – 2019 гг., %
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	
ОЭС Северо-Запада	93,2	93,1	94,5	96,3	97,7	98,8	100,3	101,9	
Годовой темп-прироста, %	0,71	0,69	1,52	1,85	1,48	1,11	1,53	1,60	1,28

Рост электропотребления ожидается в результате увеличения объемов транспортных услуг, дальнейшего развития машиностроения (завод по производству высоковольтного электротехнического оборудования на площадях ОАО «Силовые машины»), увеличения мощности НПЗ в г. Кириши и строительства жилья и инфраструктурных объектов. Этому росту будет способствовать также реализация ряда инвестиционных проектов по добыче полезных ископаемых в Республике Коми (увеличение добычи нефти в Тимано-Печорской провинции, разработка Ярегского нефтетитанового месторождения), в Архангельской (ввод второй очереди ГОКа на алмазном месторождении в Мезенском районе) и Мурманской (ГОК на базе апатит-нефелиновых руд «Олений ручей») областях.

Для покрытия прогнозируемых нагрузок планируется ввод генерации двух блоков новой атомной станции ЛАЭС-2 (первая очередь), расположенной в западной части ОЭС Северо-Запада.

Основные характеристики ЛАЭС-2 на 2019 г:

- два энергоблока мощностью по 1160 МВт (эл);
- срок службы незаменимого оборудования РУ – 60 лет;
- мощность теплофикационной установки энергоблока до 300 МВт;
- коэффициент полезного действия (нетто) – не менее 33,7 %;
- удельная численность промышленно-производственного персонала при условии сервисного обслуживания – 0,48 чел/МВт;
- АЭС предназначена для выработки электроэнергии в базисном режиме и в режиме следования за нагрузкой;
- среднегодовое количество отпускаемой электроэнергии от двух энергоблоков при работе АЭС в базовом режиме – 16120 млн. кВт·ч.

Каждый блок оснащен реакторной установкой В-491 с водородным энергетическим реактором с водой под давлением, турбиной К-1200-6,8/50 с числом оборотов 3000 об/с и генератором переменного тока ТЗВ-1200-2УЗ. Тепловая схема – двухконтурная.

В составе энергоблока работа реакторной установки предусмотрена, как в базовом режиме, так и в режимах маневрирования.

Для обеспечения выдачи мощности 1-й очереди ЛАЭС-2 с учётом ввода в дальнейшем 4-х энергоблоков предусматривается:

1. Сооружение электросетевых объектов 330 кВ:

- РУ 330 кВ ЛАЭС-2;
- КВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 – Пулковская – Южная (116 км, в т.ч. КЛ 16 км);
- ВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 – Гатчинская (94 км);
- ВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 – Кингисеппская (82 км).

При сооружении ПС 330 кВ Усть-Луга для присоединения последней к энергосистеме предполагается осуществить заход ВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 – Кингисеппская на ПС Усть-Луга.

При сооружении КВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 – Пулковская – Южная предусматривается заход-выход указанной ЛЭП на РУ 330 кВ ПС Пулковская. Из-за сложности выделения полосы земли для трассы воздушной ЛЭП 330 кВ на участке Пулковская – Южная и на 5-ти километровой участке на подходе к ПС Пулковская сооружение перечисленных участков ЛЭП предусматривается в кабельном исполнении. С учётом режимных факторов и для компенсации избытков реактивной мощности при сооружении кабельной линии предусматривается установка шунтирующих реакторов суммарной мощностью 250 Мвар, а такжетокоограничающего реактора сопротивлением 2,5 Ом.

2 Сооружение кабельно-воздушной линии электропередачи постоянного тока (КВЛ ПТ) ± 300 кВ мощностью 1000 МВт ЛАЭС-2 – Выборгская. Суммарная длина передачи составит 113,5 км, в том числе кабельный участок через Финский залив и на подходе к РУ 330 кВ ЛАЭС-2 – около 41 км.

3 Сооружение электросетевых объектов 750 кВ:

- РУ 750 кВ на ЛАЭС-2;
- ВЛ 750 кВ ЛАЭС – Ленинградская с заходами на ОРУ 750 кВ ЛАЭС-2, длиной 133 км;
 - заход существующей ВЛ 750 кВ ЛАЭС – Ленинградская на ОРУ 750 кВ ЛАЭС-2, длиной 4,5 км с учётом выноса ВЛ с территории площадки проектируемой ЛАЭС-2;
 - установка АТ 750/330 кВ, 1000 МВ-А на ЛАЭС-2;
 - установка второго АТ 750/330 кВ, 1000 МВ-А и ВДТ на ЛАЭС.

К 2015 г. в качестве первоочередного этапа предполагается сооружение биполярной передачи постоянного тока ЛАЭС-2 - Выборгская с размещением выпрямительной подстанции вблизи ЛАЭС-2 и коммутацией её в РУ 330 кВ ЛАЭС-2.

Сооружение кабельно-воздушной электропередачи ПТ ± 300 кВ ЛАЭС-2 – Выборгская предусматривается как для обеспечения выдачи мощности ЛАЭС-2, так и в значительной степени по общесистемным условиям. Сооружение указанной электропередачи существенно меняет сложившуюся полукольцевую структуру основной электрической сети, питающую нагрузки мегаполиса, каким является Санкт-Петербург и его пригороды, и позволяет существенно разгрузить основную системообразующую сеть, включающую электрические связи между опорными питающими подстанциями: ПС 750 кВ Ленинградская, ПС 330 кВ Южная, ПС 330 кВ Восточная, ПС 330 кВ Северная. Кроме того, сооружение указанной линии электропередачи повышает надёжность электроснабжения северо-западного района Ленинградской области и в частности Выборгского энергоузла.

Наряду с этим создание электропередачи ЛАЭС-2 – Выборгская на постоянном токе позволяет исключить необходимость выделения в нормальном режиме энергоблока Северо-Западной ТЭЦ для выдачи мощности в энергосистему Финляндии, а также использовать возможность управления режимами передачи от ЛАЭС-2 в ОЭС Северо-Запада.

Проведен расчет режимов выдачи мощности ЛАЭС-2 в энергосистеме Северо-Запада.

В качестве основного расчётного режима принимался режим зимнего максимума нагрузки на уровне 2015 г.

Выполнены расчёты потокораспределения и уровней напряжения в сети 220 кВ и выше для наиболее характерных часов зимнего и летнего графиков нагрузки западной части ОЭС Северо-Запада: минимума нагрузки зимнего рабочего дня, максимума нагрузки летнего рабочего дня и минимума нагрузки летнего выходного дня.

Расчёты потокораспределения и уровней напряжения в электрической сети 220 кВ и выше для максимальных нагрузок зимнего рабочего дня и минимальных нагрузок летнего выходного дня при выдаче располагаемой мощности ЛАЭС-2 выполнены не только при нормальной схеме сети, но и при двойном отключении всех сочетаний линий электропередачи, отходящих от шин РУ 330 кВ Ленинградской АЭС-2. Результаты расчётов приведены в табл. 2.

Таблица 2. Нагрузки ВЛ 330 – 750 кВ в нормальном и послеаварийных режимах. 2015 г. Выдача располагаемой мощности ЛАЭС-2

Перечень ВЛ	Нормальная схема	Откл. ВЛ 330 кВ	Откл. ВЛ 330 кВ	Откл. ВЛ 330 кВ
		ЛАЭС-2 – Усть-Луга и КВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 – Гатчинская	ЛАЭС-2 – Усть-Луга и КВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 – Пулковская	ЛАЭС-2 – Гатчинская и КВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 – Пулковская
	Р, МВт	Р, МВт	Р, МВт	Р, МВт
КВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 – Пулковская	427	1055	0	0
ВЛ 330 кВ Пулковская – Южная	339	596	157	163
КЛ 330 кВ Пулковская – Южная	335	592	158	165
ВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 – Гатчинская	342	0	1080	0
ВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 – Усть-Луга	307	0	0	1080
ВЛ 330 кВ ЛАЭС – Восточная	604	568	633	627
ВЛ 330 кВ ЛАЭС – Западная	300	249	336	334
ВЛ 330 кВ ЛАЭС – Гатчинская	368	451	229	397
ВЛ 750кВ ЛАЭС – Ленинградская	1750	1712	1791	1754
ВЛ 750кВ Ленинградская – Калининская АЭС	1322	1338	1316	1253
КВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 – Пулковская	503	1054	0	0
ВЛ 330 кВ Пулковская – Южная	349	584	130	135
КЛ 330 кВ Пулковская – Южная	350	588	130	135
ВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 – Гатчинская	369	0	1080	0
ВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 – Усть-Луга	203	0	0	1080
ВЛ 330 кВ ЛАЭС – Восточная	348	316	380	374
ВЛ 330 кВ ЛАЭС – Западная	353	107	196	194
ВЛ 330 кВ ЛАЭС – Гатчинская	98	185	38	131
ВЛ 750кВ ЛАЭС – Ленинградская	966	929	1007	965
ВЛ 750кВ Ленинградская – Калининская АЭС	1253	1253	1253	1253

Проведенный анализ энергетической ситуации в ОЭС Северо-Запада показал, что ввод первой очереди уникальной атомной станции ЛАЭС-2 и сооружение электропередачи постоянного тока ± 300 кВ ЛАЭС-2 – Выборгская является шагом к созданию активно-адаптивной, «умной» электрической сети в Северо-Западном регионе РФ.

Библиографический список

1. **Приказ** Минэнерго России от 19.06.2013 №309 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2013-2019 годы».
2. **Приказ** Минэнерго России от 13.08.2012 №387 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2012-2018 годы».

*Ю.Н. Ерашова;
рук. А.А. Наумов, д.ф.-м.н., профессор
(КГЭУ, г. Казань)*

МЕТОДИКА ОПТИМИЗАЦИИ ТИПАЖА АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ СИСТЕМ ПОСТОЯННОГО ОПЕРАТИВНОГО ТОКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Системы оперативного постоянного тока (СОПТ) являются важнейшей составной частью системы управления и обеспечения надежной работы электрических станций и подстанций. Специфика СОПТ как электротехнической системы заключается в следующем. Если исчезновение напряжения в системе собственных нужд переменного тока является для нее аварийным режимом, то, в свою очередь, для СОПТ это рабочий режим. Отсюда вытекает и основное требование к СОПТ: быть в постоянной технической готовности обеспечить нормальное питание потребителей при аварийном исчезновении переменного тока в системе собственных нужд. Таким образом, состояние ожидания этой ситуации является основным режимом СОПТ в течение всего срока службы. В этой связи, обеспечение надежной работы СОПТ один из важнейших факторов безаварийной работы электрических станций и подстанций. Вместе с тем, сегодня существует серьезный информационный вакуум по материалам, относящимся к СОПТ, новым подходам и принципам их построения. Основные технические подходы по проектированию СОПТ были разработаны в 70 – 80-х годах прошлого века и с позиции сегодняшнего дня требуют существенной корректировки. Об этом свидетельствует прошедшее в 2009 году (впервые в России) совещание в Московском энергетическом институте (техническом университете), на котором замечания по проекту

стандарта организации «Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования» представили специалисты электросетевых компаний, проектных организаций и ведущих фирм-поставщиков оборудования для СОПТ. В 2010г. эти технические требования утверждены руководством ФСК ЕЭС в виде стандарта [1], содержащего новые технические требования к системам оперативного постоянного тока. Прежде всего, это касается аккумуляторных батарей (АБ), являющихся важным компонентом, но вместе с тем и самым слабым звеном СОПТ. Итоги семинара, проведенного ОАО «Сетевая компания» и ОАО «Генерирующая компания» г. Казани [2], свидетельствуют о том, что необоснованно большое разнообразие типов АБ, применяемых в СОПТ электрических станций и подстанций сетевой компании, создает проблемы эксплуатационного характера и материально-технического обеспечения. Так на 17 электрических подстанциях ОАО «Сетевая компания» г. Казани, оснащенных СОПТ, используется 14 типов стационарных АБ. В этих условиях решение задачи выбора рационального типажа АБ СОПТ является актуальным. Для решения данной задачи необходимо обеспечить полноту охвата всей совокупности АБ СОПТ электрических станций и подстанций сетевой компании, выделить среди них однородные (по близости значений показателей количества, качества электроэнергии, конструкционных параметров и другим необходимым параметрам) группы и затем для каждой из сформированных однородных групп выбрать типовые представители, наиболее полно отражающие свойства всех остальных АБ однородной группы и способные заменить исключенные с максимальным технико-экономическим эффектом. Таким образом, решение задачи оптимизации типажа АБ СОПТ электрических станций и подстанций предлагается выполнять в два последовательных этапа:

1. Разделение исходной совокупности типов АБ, применяемых в СОПТ электрических станций и подстанций сетевой компании, на однородные группы.

2. Выбор для каждой однородной группы рационального типоразмерного ряда АБ, позволяющего удовлетворить с наибольшим технико-экономическим эффектом все потребности СОПТ электрических станций и подстанций в АБ данной однородной группы.

В простейших случаях задача разделения исходной совокупности типов АБ, применяемых в СОПТ электрических станций и подстанций сетевой компании, на однородные группы может решаться не формализованным путем, а интуитивным методом, основанном на личном опыте, или путем качественной сравнительной оценки параметров, характеризующих качество и количество вырабатываемой ими электроэнергии,

конструкционных параметров и др. Однако в условиях большого типажа, многообразия применения и широкого спектра параметров характеризующих АБ задача формирования однородных групп АБ требует количественных описаний степени однородности групп, что весьма затруднительно без формализованных подходов к решению данной задачи. В связи с этим предлагается разбивать исходное множество АБ на однородные группы таким образом, чтобы величина суммарного показателя компактности однородных групп, принятого в качестве критерия рациональности решения задачи оптимизации типажа АБ, принимала максимальное значение. Физический смысл данного критерия заключается в том, чтобы обеспечить формирование однородных групп, внутри которых АБ связаны между собой (по совокупности характеризующих их параметров) наиболее тесно; при этом их связь с АБ, входящими в другие группы, была бы минимальна. Предлагаемая постановка задачи рационального формирования однородных групп АБ позволяет свести ее решение к процедуре выделения максимальных полных подграфов в неориентированном графе [3]. Независимо от того, формализована или неформализована процедура формирования однородных групп АБ, этот этап обязательно должен предшествовать решению задачи оптимизации типажа АБ, так как позволяет зачастую свести решение задачи выбора для каждой однородной группы рационального типоразмерного ряда АБ к решению задачи оптимизации параметрических рядов [4].

Характерной особенностью АБ однородной группы является то, что они представляют собой типоразмерный ряд источников, которые, обладая ограниченной взаимозаменяемостью, несущественно отличаются друг от друга числовыми значениями эксплуатационных, технических, конструктивных параметров. Выбор оптимального типоразмерного ряда АБ заключается в выборе из заданного множества аккумуляторных батарей однородной группы оптимального, с точки зрения принятого критерия эффективности, их набора при известном спросе на них. Для решения этой задачи может быть применена детерминированная модель. В детерминированных моделях экстремальных задач стандартизации предполагается, что качественный и количественный составы спроса, а также характер и параметры зависимостей затрат от типоразмерного ряда известны заранее и постоянны. Определение этих характеристик спроса и затрат осуществляется на основе анализа имеющихся данных по ним за прошедшие периоды и прогноза на будущее. Данная задача относится к классу комбинаторных целочисленных задач математической оптимизации. Для ее решения предлагается вычислительный алгоритмом динамического программирования, реализуемый на основе направленного графа.

Следует отметить, что предложенные процедуры формирования однородных групп АБ и выбора оптимального типажа АБ однородных групп сравнительно просто поддаются алгоритмизации и могут решаться на компьютере.

Библиографический список

1. **Системы** оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования. Стандарт организации. Дата введения: 29.03.2010. ОАО «ФСК ЕЭС» 2010.
2. **Протокол** семинара на тему: «Особенности выбора и эксплуатации аккумуляторных батарей и зарядно-выпрямительных устройств. Опыт проектирования и комплексные решения по построению систем оперативного тока подстанций и электростанций» 29 октября 2009 г. г. Казань, ОАО «Сетевая компания» и ОАО «Генерирующая компания».
3. **Кристофидес Н.** Теория графов. Алгоритмический подход. – М., Мир, 1978.
4. **Береснев В.А.** и др. Экстремальные задачи стандартизации. Новосибирск. – Наука, 1978.

А.Е. Матохин, асп.;
рук. С.Л. Кужеков, д.т.н., профессор
(ЮРГПУ(НПИ), г. Новочеркасск)

АНАЛИЗ РЕЖИМА НИЗКООМНОГО ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ С ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТОЙ ДГР В СЕТЯХ 6 – 10 КВ

В работе рассмотрен режим кратковременного низкоомного заземления нейтрали в распределительных электрических сетях напряжением 6 – 10 кВ.

В статье [1] был произведен анализ наиболее часто применяемых режимов нейтрали в распределительной сети 6 – 35 кВ в соответствии с критериями [2] оптимизации режимов нейтрали.

Однако не был рассмотрен режим нейтрали с кратковременным подключением низкоомного резистора параллельно дугогасящему реактору (ДГР) к сети с помощью трансформатора заземления нейтрали (ТЗН) со схемой соединения обмоток Y_N/Δ (рис 1). Резистор R_N и ДГР подключаются между нейтралью обмотки, соединенной в звезду и землей. Подключение резистора R_N может осуществляться при помощи однофазного выключателя соответствующего напряжения.

К достоинствам данного режима можно отнести:

- снижение уровня коммутационных перенапряжений до уровня $2,1 - 2,4 U_{ф,норм}$ за счет компенсации емкостного тока замыкания на землю при помощи ДГР;
- отсутствие феррорезонансных процессов;

• возможность обнаружения и отключения поврежденного участка сети существующими защитами, реагирующими на ток нулевой последовательности, создаваемый резистором R_N .

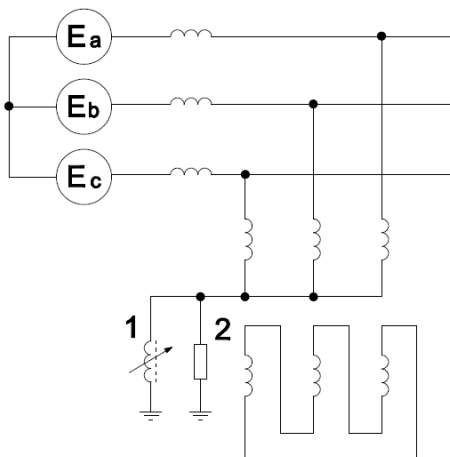


Рис. 1. Схема подключения резистора и ДГР к сети: 1 – ДГР; 2 – резистор R_N

Целесообразный уровень тока однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) в сети с учетом допустимого выноса потенциала можно определить исходя из требований. Согласно ГОСТ 12.1.038 нормируемая величина напряжения прикосновения $U_{3АЗМ}$ на заземляющем устройстве подстанции 10(6)/0,4 кВ составляет 550 В в течении не более чем 0,08с. Сопротивление растеканию тока заземляющего устройства (ЗУ) R_3 для такой подстанции равно 4 Ом. Тогда значение ограниченного низкоомным резистором тока ОЗЗ $I_{к.огр}^{(1)}$ составит

$$I_{к.огр}^{(1)} = U_{3АЗМ} / R_3 = 550/4 = 137,5 \text{ А.} \quad (1)$$

Следует заметить что данное значение $I_{к.огр}^{(1)}$ соответствует сопротивлению заземляющего устройства отдельно взятой единичной подстанции 10 (6)/0,4 кВ и в реальных условиях (с учетом присоединения к заземляющему устройству оболочек кабелей напряжением выше 1 кВ) приближается к 200 А, т.е. целесообразный уровень $I_{к.огр}^{(1)} \leq 200 - 150 \text{ А}$.

Еще одним плюсом может являться то, что такое значения тока $I_{к.огр}^{(1)}$ не может оказать влияния на силовые кабели сети, т.к. для большинства применяемых сечений проводников находится в пределах значений допустимого длительного тока, тем более тока термической стойкости.

Данное значение тока $I_{к.огр}^{(1)}$ может обеспечить селективное срабатывание защит на отключение ОЗЗ. Однако возникает вопрос по сохранению электроснабжения потребителей неповрежденных участков сети, которые могут быть подключены к той же магистральной линии и отключены при срабатывании защиты на питающей подстанции. Разберем данную ситуацию на примере построения системы защит от ОЗЗ на городской ГПП (рис. 2).

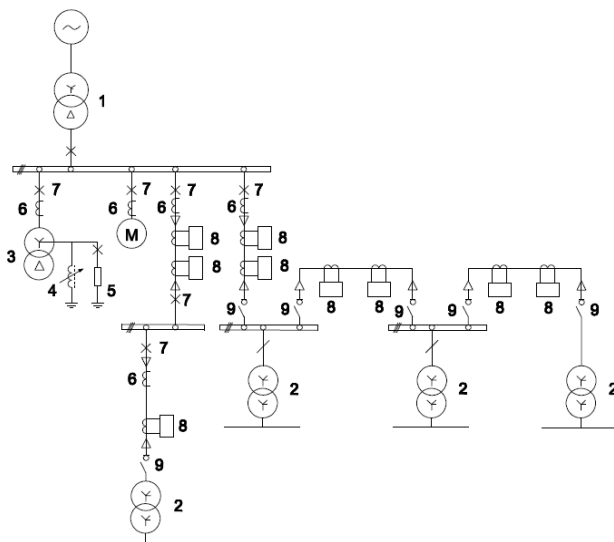


Рис. 2. Схема сети, подключенной к ГПП 110/6(10) кВ: 1 – силовой трансформатор 110/6(10) кВ; 2 – силовой трансформатор 6(10)/0,4 кВ; 3 – ТЗН; 4 – ДГР; 5 – резистор R_N ; 6 – трансформатор тока; 7 – силовой выключатель; 8 – устройство, реагирующее на ток $I_{к.огр}^{(1)}$; 9 – выключатель нагрузки

Обязательным условием селективной работы защиты от ОЗЗ на присоединениях подстанции является наличие на всех отходящих линиях и на вводе трансформаторов тока нулевой последовательности (в том числе и в ячейке присоединения комплекса ДГР и R_N) или устройства, реагирующего на ток $I_{к.огр}^{(1)}$. Защита любого отходящего присоединения может быть обеспечена простейшими реле, реагирующими на ток нулевой последовательности на подстанциях с защитами, выполненными на базе электромеханических реле или же на микропроцессорных защитах (например, данная функция присутствует в терминалах Сириус-Л производства ЗАО “Радиус-Автоматика”).

Однако создает затруднение отсутствие такой функции у большинства микропроцессорных терминалов защиты ввода 10(6) кВ. Решением данного вопроса может стать установка специальной дифференциальной защиты шин.

Для обеспечения электроснабжения потребителей, подключенных к РП или к магистральной линии нескольких ТП 10(6)/0,4 кВ необходимо в распределительных устройствах РП и ТП также устанавливать трансформаторы тока нулевой последовательности и устройства реагирующие на ток $I_{к.огр}^{(1)}$, которые обеспечат возможность обнаружения поврежденного участка сети.

С целью скорейшего обнаружения поврежденного участка сети возможно создание системы телесигнализации, которая передавала бы информацию о срабатывании устройств, реагирующих на ток $I_{к.огр}^{(1)}$ на питающую подстанцию. Дальнейшим развитием этой системы может стать система телеуправления коммутационными аппаратами, расположенными на РП и ТП, что потребует замены разъединителей на выключатели нагрузки с возможностью телеуправления.

Библиографический список

1. **Матохин А.Е.** Сравнительный анализ режимов нейтрали в распределительных сетях 6-35 кВ. Электроэнергетика глазами молодежи/ ЮРГПУ(НПИ). – Новочеркасск: Лик, 2013. – 610 с.
2. **Сирота И.М.** Оптимизация режимов нейтрали в электрических сетях напряжением до 35 кВ. – Киев: Общество “Знание” Украинской ССР, 1980. – 32 с.

СЕКЦИЯ 14

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Председатель – к.т.н., доцент **Мурзин А.Ю.**

Секретарь – ассистент **Ильичева Е.Н.**

*А.А. Брындин, А.В. Христоролюбский, А.О. Харьков, студенты;
рук. Д.А. Полкошников, ст. преподаватель
(ИГЭУ, г. Иваново)*

СТАТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НАГРУЗКИ

Процесс потребления и передачи электрической энергии отождествляется с понятием электрической нагрузки. Нагрузкой может быть один электроприемник, группа однотипных электроприемников или совокупность различных электроприемников – смешанная нагрузка. Существует также большое число устройств и бытовых приборов, в которых сочетаются различные по типу электроприемники.

Одной из величин, характеризующих электрическую нагрузку, является потребляемая ею мощность как активная, так и реактивная. Физическая природа потребления энергии электрической нагрузкой такова, что ее активная и реактивная мощности зависят от подведенного напряжения и частоты в электрической системе. Эта зависимость определяется статическими характеристиками нагрузки.

Под статическими характеристиками нагрузки понимают зависимости ее активной и реактивной мощностей по напряжению и частоте, получаемые при настолько медленном изменении этих параметров, что можно не учитывать влияние факторов времени.

Различают статические характеристики отдельных элементов и комплексной нагрузки в целом. При этом под комплексной понимают сложную нагрузку, состоящую из множества элементов и имеющую один узел подключения к питающей электрической сети. В состав комплексной нагрузки входят бытовые потребители, освещение, синхронные и асинхронные двигатели (в большинстве случаев асинхронные), выпрямительная нагрузка и др.

При решении задач анализа установившихся режимов электрических систем большой интерес имеет статическая характеристика именно комплексной нагрузки, так как при проведении проектных и эксплуатационных расчетов в энергосистемах невозможно учесть нагрузку каждо-

го отдельного потребителя, поэтому в этом случае речь может идти об эквивалентной нагрузке предприятий, городских районов и т.п. Такую эквивалентную нагрузку принято называть комплексной нагрузкой.

Статические характеристики комплексной нагрузки определяются реакцией всех ее составляющих. Эта реакция, естественно, не остается неизменной, а зависит от изменяющегося состава нагрузки, степени загрузки двигателей, наличия устройств для компенсации реактивной мощности (батареи конденсаторов и т.п.). В суммарную мощность комплексной нагрузки входят также и потери в распределительных сетях.

Активная мощность большинства потребителей практически не зависит от изменения частоты. Зависимость активной мощности комплексной нагрузки от частоты обуславливается наличием в ее составе двигательной нагрузки. Зависимость же активной мощности комплексной нагрузки от напряжения обуславливается ее статической составляющей (освещение, печи сопротивления, и т.п.). Зависимость потребления реактивной мощности от напряжения и частоты определяется двигательной составляющей комплексной нагрузки.

На рис. 1 приведен качественный вид статических характеристик комплексной нагрузки для различных классов напряжения.

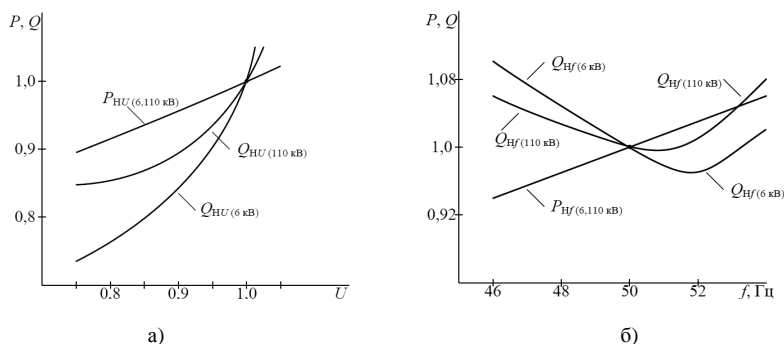


Рис. 1. Статические характеристики комплексной нагрузки: а – по напряжению; б – по частоте

Изменение частоты и напряжения вызывают изменение мощности нагрузки, а это, в свою очередь, оказывает влияние на параметры режима. Это влияние называют регулирующим эффектом нагрузки по напряжению или частоте.

Регулирующий эффект может быть как положительный, так и отрицательный. Положительный эффект оказывает стабилизирующее влияние. Это означает, что при переходе от одного установившегося режима к другому

изменения частоты и напряжения будут меньше, чем они были бы при отсутствии этого эффекта (при неизменной нагрузке). Отрицательный же эффект наоборот приводит к большему изменению напряжения и частоты.

Библиографический список

1. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
2. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. – М.: Госэнергоиздат, 1963. – 360 с.

*А.А. Брындин, А.В. Христоролюбский, А.О. Харьков, студенты;
рук. Д.А. Полкошников, ст. преподаватель
(ИГЭУ, г. Иваново)*

СНЯТИЕ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК КОМПЛЕКСНОЙ НАГРУЗКИ

С помощью данной работы студенты смогут изучить свойства активной, емкостной и индуктивной нагрузки, познакомиться с регулирующим эффектом нагрузки. В качестве реальной нагрузки используется осветительная и двигательная.

Для реализации проекта используется комплект типового лабораторного оборудования «Модель комплексной электрической нагрузки» (ИПЦ «Учебная техника», г. Челябинск).

В результате на базе комплекта типового лабораторного оборудования разработана лабораторная работа «Снятие статических характеристик нагрузки».

При этом разработаны электрические схемы, алгоритмы проведения экспериментов, налажено физическое оборудование, входящее в состав типового комплекта, проведены эксперименты.

Разработаны и подготовлены к изданию методические указания по теоретическому и практическому сопровождению указанной выше лабораторной работы.

К отличительным признакам проекта можно отнести то, что в лабораторной работе используются реальные физические модели нагрузки и источники питания, что позволяет студентам, изучающим курс, максимально приблизиться к изучению объектов электроэнергетики.

Лабораторная работа выполняется с использованием стенда, состоящего из отдельных блоков производства ИПЦ «Учебная техника» (г. Челябинск). Принципиальная схема опыта приведена на рис. 1.

В качестве трёхфазного источника питания используется синхронный генератор, который позволяет регулировать частоту и напряжение.

К источнику питания поочередно подключаются блоки с активной, осветительной, индуктивной, емкостной нагрузки, а так же асинхронный двигатель.

Частота и напряжение измеряются с помощью частотомера и вольтметра. Мощность измеряется с помощью ваттметра.

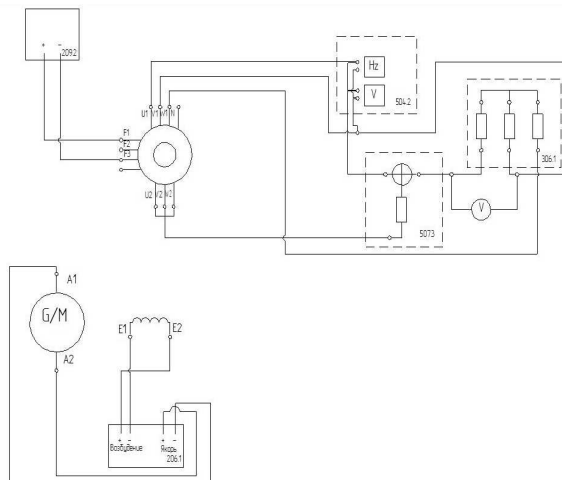


Рис. 1. Принципиальная электрическая схема для проведения лабораторной работы

Показания приборов записываются в таблице, после чего строятся графики зависимостей активной и реактивной мощности от напряжения и частоты.

Библиографический список

1. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
2. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. – М.: Госэнергоиздат, 1963, – 360 с.

*А.А. Капанский, Р.И. Бектимиров, А.А. Мороз
(ГГТУ им. П.О. Сухого, г. Гомель)*

АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСЧЕТА ТЕПЛОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ КАБЕЛЯ

Как правило, основу городских электрических сетей среднего напряжения, питающих жилые и промышленные здания, составляют кабельные линии, протяженность которых с каждым годом непрерывно

увеличивается. Силовые кабели, предназначенные для передачи и распределения электрической энергии, занимают первое место в структуре выпуска всех типов кабельных изделий [1].

В процессе эксплуатации происходит нагрев кабеля. Тепловой расчет представляет собой определение температуры жилы с учетом потери активной энергии в основных его элементах.

В процессе проведения теплотехнических расчетов по определению температуры кабеля, находящегося под нагрузкой, необходимо уделить особое внимание расчету тепловых сопротивлений. Расчет теплового сопротивления окружающей среды является достаточно сложной задачей, поскольку для корректного описания математической модели необходимо учитывать множество факторов (число кабелей, место и способ прокладки, характер нагрузки и др.). Для нахождения значений тепловых сопротивлений кабеля зачастую приходится вычислять искомые величины итерационным путем, что доставляет значительные неудобства в скорости и качестве расчета.

Инженерные расчеты без использования ЭВМ могут приводить к погрешностям при определении теплового сопротивления кабеля, что свою очередь приводит к погрешности в определении допустимой токовой нагрузки. В связи с этим ставится задача разработки программного обеспечения, позволяющего без значительных затрат труда производить расчет теплового сопротивления элементов кабеля и окружающей среды.

В рамках решения поставленной задачи в соответствии с методикой расчета, приведенной в ГОСТ Р МЭК 60287-2-1-2009, на кафедре «Электроснабжение» ГГТУ им. П.О. Сухого авторами была разработана компьютерная программа «ThermalResistance» (тепловое сопротивление), позволяющая производить расчет внутреннего и внешнего тепловых сопротивлений кабелей, проложенных на воздухе, в каналах и земле. Внешний вид главного окна разработанной программы представлен на рис. 1.

Также программа может быть использована для окончательной оценки нагрузочной способности силового кабеля, выбранного в проекте, путём расчёта температуры жилы в соответствии с [2] по формуле:

$$\theta = P \cdot \sum_i R_i ,$$

где P – суммарные потери активной мощности в кабеле в режиме аварийных перегрузок; R_i – тепловые сопротивления, рассчитанные программой «ThermalResistance».

Если значение θ не входит в диапазон допустимого, то это говорит о недоработках в проекте.

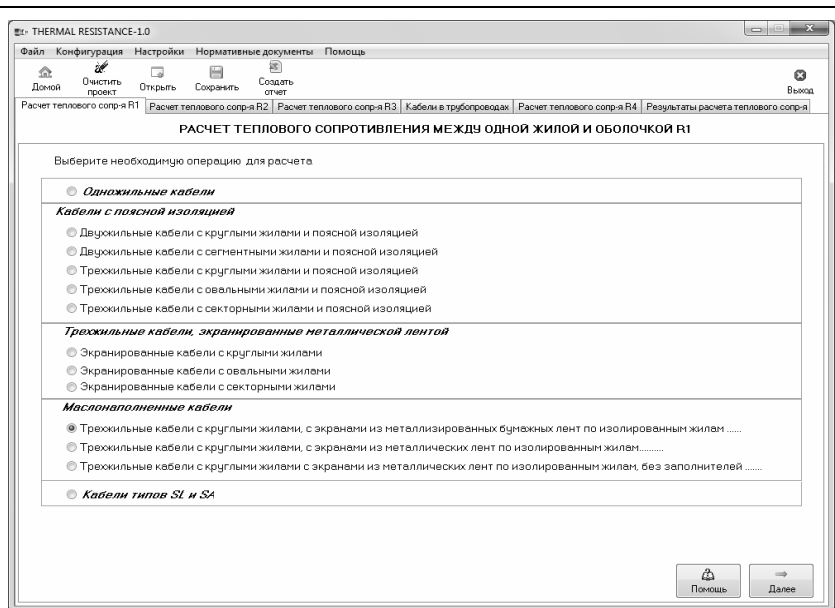


Рис. 1. Внешний вид главного окна компьютерной программы «Thermalresistance»

На этапе эксплуатации программа «ThermalResistance» может быть использована в составе программного обеспечения устройства для диагностирования силового кабеля по тепловым параметрам [3].

Программа позволяет автоматизировать процесс расчета тепловых сопротивлений элементов кабеля. Автоматизация расчета, учитывающая различные условия прокладки кабеля, позволит инженеру обоснованно производить выбор токоведущих частей на стадии проектирования и при эксплуатации систем электроснабжения.

Разработанная программа может быть применена для автоматизации производственных расчетов на предприятиях, в проектных организациях, а так же в рамках учебного процесса студентов вузов.

Гибкость пользовательского интерфейса, производительность и адаптивность позволяет в дальнейшем рассматривать вопрос о развитии функциональных возможностей программы.

Библиографический список

1. **Силовые** кабели на напряжение 10 – 500 кВ: история развития и перспективы / Г.И. Мещанов, Ю.В. Образцов, И.Б. Пешков, М.Ю. Шувалов // Научно-практический журнал «Наука и жизнь» / Москва, 2006. – № 3. – С. 18 – 24.

2. ГОСТ Р МЭК 60287-1-1-2009 «Кабели электрические. Вычисление номинальной токовой нагрузки. Часть 1-1. Уравнения для расчета номинальной токовой нагрузки (100 %-ный коэффициент нагрузки) и расчет потерь. Общие положения».

3. Патент РБ 7281, МПК (2011) H02H6/00. Устройство для выявления аномального нагрева одножильного силового кабеля / Д.И. Зализный, Д.М. Лось. – Заявл. 3.11.2010; Опубл. 30.06.2011. – 4 с.

***О.С. Винокур, магистрант;
рук. А.Г. Ус, к.т.н., доцент
(ГГТУ им. П.О. Сухого, г. Гомель)***

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ НА НИЗКОЙ СТОРОНЕ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Современные тенденции увеличения стоимости топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) подталкивают все страны искать пути экономии их, в республике Беларусь эта проблема одна из приоритетных, так как собственные запасы их невелики. Да и затраты на ТЭР в себестоимости продукции составляют порой значимую часть, что в свою очередь определяет соответствующую цену и конкурентоспособность этой продукции.

Многие промышленные предприятия Беларуси строились в 1960 – 1980 года, и имели огромные мощности, которые сейчас не используются в полном объеме, в частности большинство трансформаторов цеховых подстанций имеют низкие коэффициенты загрузки.

Перераспределение нагрузки между трансформаторами и отключение части из них, а также регулирование напряжения в сетях цеховых потребителей – это один из возможных путей экономии электроэнергии.

Пределы отклонения напряжения на выводах электроприемников от номинального значения регламентируются ГОСТ и составляют 5 %. Каждый электроприемник выпускается предприятием — изготовителем для работы при номинальном напряжении и обеспечивает нормальное функционирование при отклонениях напряжения в пределах, допускаемых ГОСТом. При отклонениях напряжения в допускаемых пределах показатели работы электроприемника не остаются постоянными, существенно изменяется также потребляемая из сети мощность.

Исследования показали, например, что из-за повышения напряжения на зажимах источников света увеличивается потребляемая

мощность, что ведет к повышению расхода электроэнергии. Известны выражения, показывающие изменения мощности от напряжения на зажимах ламп накаливания, комплектах «лампа ДРЛ – ПРА». Дальнейшие исследования показали, что увеличение мощности при увеличении напряжения характерно и для других электроприемников в зависимости от их загрузки. Поскольку не отмечалось отрицательного влияния на работу технологического оборудования при регулировании напряжения в пределах, допустимых по ГОСТ, а потребление электроэнергии изменялось в зависимости от типа электроприемников, их загрузки, протяженности питаемых их сетей, целесообразным является определение и поддержание рациональных напряжений цеховых электросетях.

При обследовании головного завода ОАО «ГЗЛиН» выяснилось, что напряжение в цеховых электрических сетях на стороне 0,4 кВ поддерживается на верхнем допустимом по ГОСТу уровне (Уном +5 %), а иногда даже достигает и более высоких значений. Причем эти данные были получены в часы максимальных нагрузок энергосистемы. Устройства ПБВ цеховых трансформаторов находятся в III положении.

В связи с невозможностью проведения длительных исследований на предприятии из-за большой трудоемкости, было решено провести оценочный расчет величины нерационального расхода электроэнергии при работе цеховых электроприемников на повышенном напряжении.

Однако в расчёте не были учтены, какие приёмники запитываются от этой трансформаторной подстанции, так как не все приёмники одинаково реагируют на снижение напряжения в сети.

Проанализировав полученные результаты, можно сделать следующие выводы что, нахождение рационального напряжения может дать значительную экономию электроэнергии, снижение норм расхода ее на выпускаемую продукцию или выполняемую работу до 15 % и даже выше.

Для практической реализации полученных результатов можно использовать реальные эксперименты для конкретных узлов электрической сети, в результате которых получены конкретные величины рациональных напряжений или специальную программу для ЭВМ, позволяющую по конкретным данным электроприемников и их питающим сетям рассчитать рациональное напряжение. Схему электрической сети в памяти ЭВМ предлагается представлять методом вторых адресных отображений.

*И.А. Липужин, асп., А.В. Шалухо, инженер,
Е.В. Крюков, магистрант;
рук. Е.Н. Соснина, к.т.н., доцент
(НГТУ им Р.Е. Алексеева, Н. Новгород)*

К ВОПРОСУ ОБ УСТОЙЧИВОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ

В соответствии с [1] в России к 2020 году предполагается увеличение производства и потребления электроэнергии с применением возобновляемых источников энергии (ВИЭ) до 4,5 %. Среди ВИЭ, широко применяемых в настоящее время и перспективных для России в будущем, можно выделить ветроэнергетические установки (ВЭУ). К 2020 году предполагается увеличение суммарной установленной мощности ветроэлектрических станций более чем в 80 раз. Расширение использования ВИЭ позволит решить проблемы надежного электроснабжения энергоудаленных (децентрализованных) потребителей, обеспечить экономию углеводородного топлива и снизить вредные выбросы в окружающую среду [2]. Поэтому актуальной задачей становится повышение энергоэффективности создаваемых систем электроснабжения с ВИЭ, полностью автономных или относительно изолированных (наличие связи с энергосистемой, ограниченной по пропускной способности).

Эффективное использование ВИЭ в системах электроснабжения автономных объектов предполагает решение многих вопросов, из которых наиболее актуальными являются вопросы сопряжения разнородных источников, а наименее изученными – вопросы обеспечения устойчивости в системе.

Проблема сопряжения разнородных источников вызвана необходимостью приведения параметров ВИЭ к стандартным параметрам электрической сети. Это необходимое условие эффективной работы системы генерирования с ВИЭ. Исследования в данной области проводились в течение последних десяти лет в НГТУ им. Р.Е. Алексеева, результатом которых стало создание ряда экспериментальных образцов «Устройств интеграции разнородных источников», позволяющих эффективно объединять несколько ВИЭ с различным характером выходного напряжения (постоянное, переменное) [3].

Исследованиям устойчивости в энергосистемах посвящены работы многих ученых и специалистов [4 – 7]. Однако вопросы устойчивости электротехнических комплексов в автономных системах электроснабжения с ВИЭ мало изучены. При этом численная оценка устойчивости в та-

ких системах является сложной задачей, требующей учета и исследования ряда факторов.

Во-первых, в автономных системах электроснабжения ВЭУ работают, как правило, параллельно с дизельными генераторами примерно такой же установленной мощности, поэтому следует рассматривать как влияние энергоустановок ВИЭ на устойчивость системы, так и влияние системы на устойчивость генератора ВИЭ.

Еще одна проблема оценки устойчивости связана с отсутствием в России как отдельных методических указаний по расчету устойчивости в системах с ВИЭ, так и единых технических требований по подключению ВИЭ к сети [8].

Для систем электроснабжения с ВИЭ причины нарушения динамической устойчивости аналогичны, как и для систем без ВИЭ, и связаны с возникновением различных аварийных ситуаций – короткое замыкание, отключение элемента сети или генератора, скачкообразный небаланс активной мощности. Нарушение динамической устойчивости может привести к отключению потребителей, выходу генераторов из синхронизма.

Наибольший интерес для систем электроснабжения с ВИЭ представляют проблемы статической устойчивости, так как последствия ее нарушения могут быть весьма чувствительны (изменение частоты в сети, изменение уровня напряжения, ухудшение качества электроэнергии, выпадение генератора из синхронизма), а причины нарушений во многом связаны с особенностями энергоустановок ВИЭ.

Статическая устойчивость в системах электроснабжения с ВЭУ зависит от параметров режима системы, которые, в свою очередь, определяются внешними условиями, изменения которых носит случайный характер (скорость ветра), и конструктивными особенностями энергоустановок.

Основная проблема использования ВЭУ в системах электроснабжения связана с непостоянством выработки мощности вследствие стохастического характера изменения скорости ветра. При изменениях скорости ветра уже часовой длительности колебания графика выработки мощности ВЭУ могут изменяться в диапазоне от 5 до 35 % от ее установленной мощности [9]. Внезапные или периодические изменения скорости ветра являются характерной причиной нарушения статической устойчивости.

В системах генерирования современных ВЭУ могут применяться асинхронные, синхронные и асинхронизированные синхронные генераторы, подключенные, как правило, с помощью преобразователей частоты [10]. Особенности использования различных типов генераторов ВЭУ применительно к вопросам устойчивости приведены в табл. 1.

Таблица 1. Анализ генераторов ветроустановок

Тип генератора	Достоинства	Недостатки
Асинхронный (АГ)	Относительно простая реализация параллельной работы с сетью. Высокая статическая и динамическая устойчивость	Узкий диапазон скольжения (1 %). Вероятность появления колебаний напряжения сети вследствие ветровых колебаний
Синхронный (СГ)	Возможность регулирования реактивной мощности и как следствие высокое быстродействие регулирования напряжения	Вероятность выпадения из синхронизма и сложность синхронизации с энергосистемой
Асинхронизированный синхронный (АсГ)	Сохранение устойчивости в аварийных режимах, недопустимых для синхронного генератора	Усложнение конструкции вследствие подвижных электрических контактов

По оценке специалистов в ближайшие годы основная доля генераторов ВЭУ будет приходиться на синхронные и асинхронизированные машины.

Таким образом, задача расчета статической устойчивости в системах электроснабжения с ВЭУ является многокритериальной и для успешного решения требует анализа особенностей системы генерирования энергоустановок ВИЭ и разработки математической модели, учитывающей влияние конструктивных особенностей ВЭУ и случайного характера изменения внешних условий на параметры режима системы. Также представляется интересным получение результатов математического моделирования с учетом использования в системе «Устройства интеграции разнородных источников». Это позволит оценить значимость устройства интеграции как инструмента повышения эффективности локальных систем электроснабжения с ВИЭ.

Библиографический список

1. **Энергетическая** стратегия России на период до 2030 года (утв. Расп. Прав. РФ от 13.11.2009 г. № 1715-р.)
2. **Соснина Е.Н.** Вопросы эффективного использования возобновляемых источников энергии в локальной системе электроснабжения потребителей / Е.Н. Соснина, А.В. Шалухо // Электрические станции. – 2012. – № 9. – С. 13 – 16.
3. **Государственный** контракт № 16.516.11.6114 по теме: «Разработка технологии эффективного использования возобновляемых источников энергии в локальной системе электроснабжения потребителей»
4. **Жданов П.С.** Вопросы устойчивости электрических систем / Под ред. Л.А. Жукова. – М., Энергия, 1979. – 456 с.
5. **Веников В.А.** Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М., Высшая школа, 1985 – 534 с.
6. **Ершов, М.С.** Устойчивость промышленных электротехнических систем / М.С. Ершов, А.В. Егоров, А.А. Грифонов. – М.: Издательский дом «Недра», 2010. – 319 с.

7. **Хрушев Ю.В.** Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: учебное пособие / Ю.В. Хрушев, К.И. Заповодников, А.Ю. Юшков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 160 с.

8. **Манусов В.З.** Особенности параллельной работы ветроэлектростанций и электроэнергетических систем / В.З. Манусов, Э.Г. Ядагаев // Молодёжь и наука : 8 Всерос. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых, посвящ. 155-летию со дня рожд. К.Э. Циолковского. Секция «Энергетика» : электрон. сб. материалов. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2012.

9. **Милванова К.А.** Интеграция ветровой генерации в работу энергосистемы: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – М., 2011. – 20 с.

10. **Обухов С.Г.** Системы генерирования электрической энергии с использованием возобновляемых энергоресурсов: учеб. пособие / С.Г. Обухов. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 140 с.

*А.Я. Пасканый, магистр;
рук. А.Г. Ус, к.т.н., доцент
(ГГТУ, г. Гомель)*

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ ПЭВМ РАСЧЕТА МОЩНОСТИ УСТАНОВОК КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ НАГРУЗКИ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ РАЗМЕЩЕНИЯ ИХ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

В начале индустриализации в 30-х годах Электропром предложил совмещать технико-экономические показатели компенсирующих установок с показателями электроснабжения предприятия. Действительно, протекающий реактивный ток вызывает потери мощности и энергии в линиях и трансформаторах электрических сетей. Минимизируя вес цветного металла на устройство системы электроснабжения промышленного предприятия с учетом стоимости оборудования сетей, было подсчитано, например, что увеличение $\cos \varphi$ с 0,6 до 0,9 приводит к уменьшению мощности подстанций на 14 % и уменьшению их числа на 26 %. Децентрализованная установка конденсаторов в определенных местах на напряжении до 1 кВ – всегда наиболее выгодное экономическое решение.

Однако в то время приоритет отдавался промышленным предприятиям. Считалось допустимым для предприятия работать на границе раздела предприятие – энергосистема (БУР) с $\cos \varphi$ на уровне 0,85, полагая при этом устойчивыми установившиеся режимы синхронных генераторов локальных энергосистем. За повышение $\cos \varphi$ выше этой величины давалась скидка с тарифа за потребляемую активную энергию, за понижение – надбавка. Был период, когда предприятие не поощрялось и не нака-

зывалось, имея $\cos \varphi$ в пределах 0,92 – 0,95 при питании от сетевых районных подстанций, сохраняя возможность работать с $\cos \varphi = 0,85$ при питании на генераторном напряжении с шин ТЭЦ (ГРЭС).

Установку на предприятиях компенсирующего оборудования (статических конденсаторов, синхронных компенсаторов и др.) выполняли только с разрешения энергетической системы. Если она запрещала установку на предприятиях компенсирующего оборудования (что определялось режимом работы узла нагрузки), а коэффициент мощности электроустановок предприятий не достигал величины 0,85, то предприятие освобождалось от надбавки. Существовала особая нормируемая льгота, если предприятие с разрешения энергетической системы повышало средневзвешенный коэффициент мощности посредством синхронных компенсаторов (используя генераторы промышленных электрических станций или синхронизацию асинхронных двигателей).

Энергетическая система разрешала отдельным предприятиям, питающимся от шин электрической станций, иметь пониженную величину коэффициента мощности в пределах 0,84 – 0,75, если использованы все возможности для улучшения коэффициента мощности за счет рационализации электрохозяйства, а установка компенсирующих устройств не допускалась.

Отдача в сеть энергетической системы потребителем излишней реактивной энергии разрешалась только с согласия энергетической системы с необходимостью иметь обязательный отдельный учет получаемой и отдаваемой в сеть реактивной энергии. Отпуск в сеть оплачивала энергетическая система по плановой себестоимости потребителя, калькуляция согласовывалась с Министерством Энергетики [1].

В настоящее время энергетическая система не устанавливает ограничения на потребление реактивной энергии. И предприятия не платят за реактивную мощность и энергию, но проблема компенсации реактивной энергии остается актуальной.

Компенсация реактивной мощности особенно актуальна для промышленных предприятий. Мероприятия по компенсации реактивной мощности на предприятии позволяют:

- уменьшить электрическую нагрузку на трансформаторы, увеличить срок их службы,
- уменьшить нагрузку на провода, кабели, использовать их меньшего сечения или увеличивать пропускную способность по активной мощности,
- улучшить качество электроэнергии у электроприемников (за счёт уменьшения искажения формы напряжения и потерь напряжения),
- уменьшить нагрузку на коммутационную аппаратуру за счет снижения токов в цепях,

– снизить расходы на электроэнергию (за счет уменьшения потерь ее в системе электроснабжения).

На предприятиях находящихся в эксплуатации продолжительное время потребление реактивной мощности, зачастую, изменяется. Для выбора мощности компенсирующих устройств на таких предприятиях целесообразно принять критерий минимума потерь электроэнергии.

В программе для ПЭВМ по компенсации реактивной мощности расчет мощности компенсирующих устройств предлагается выполнять в соответствии с РТМ 36.18.32.6-92, распределение мощности КУ – по критерию минимума потерь активной энергии. В связи с тем, что электрические сети промышленных предприятий выполняются в основном по разомкнутым схемам, предлагается представлять их в памяти ЭВМ одним из эффективных методов – методом вторых адресных отображений.

Библиографический список

1. URL: <http://www.energyfuture.ru/reaktivnaya-moshhnost-i-ee-kompensaciya-istoriya-voprosa.html>.

*О.С. Пасменко, студ.; рук. В.С. Галушак, доцент
(КТИ (филиал) ВолгГТУ, г. Камышин)*

КРЫШНАЯ СОЛНЕЧНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ ДЛЯ КОРПУСА КТИ (ФИЛИАЛ) ВОЛГГТУ

По прогнозу Минэнерго России, из-за роста стоимости приобретаемой у поставщиков оптового рынка энергии, тарифы на электроэнергию толчком возрастут в 2 – 3 раза, что изымет из финансов бюджетных организаций многомиллионные средства, которые могли бы быть направлены на обучение детей, приобретение современной техники для школьников, их дополнительное образование и воспитание, их лечение, улучшение питания в больницах, школьных и дошкольных учреждениях.

Выходом из создавшейся ситуации мы видим строительство организациями собственных установок, прежде всего крышных солнечных установок (СЭУ), что снизит потребление энергии, и, как следствие, поможет сэкономить бюджетные средства. Конечно, стоимость оборудования и монтажа энергосистем на сегодняшний день не самое дешевое и не самое простое решение. Но с учетом того, что солнечная энергия ничего не стоит, а стоимость на невозобновляемые энергоносители постоянно растет, оборудование окупится и будет служить до полного износа.

Мы предлагаем разработать технический проект крышной солнечной установки (СЭУ) мощностью 20 кВт, которая может быть установлена на крыше одного из корпуса КТИ.

Возможно использование солнечных панелей Рязанского завода металлургических приборов. При этом мощность одной панели размерами 1220×550 мм около 220 Вт. Для мощности 20 кВт на СЭУ достаточно 100 солнечных панелей, размещенных на крыше корпуса. При этом стоимость крышной СЭС с использованием данных солнечных панелей составляет 1 430 000 руб.

Но развитие солнечной энергетики не стоит на месте. Новые разработки фотоэлектрического модуля, изготовленного с использованием двух новых технологий: гетерогенный фотоэлемент; и голографической солнечной панель возможно применить для расчёта годовой выработки электроэнергии.

У гетероэлектрического фотоэлемента наблюдается высокая эффективность преобразования энергии светового потока видимого спектра (54 %), и есть возможность получения электроэнергии ночью и в облачную погоду за счет высокой эффективности преобразования инфракрасного света в электроэнергию (31 %).

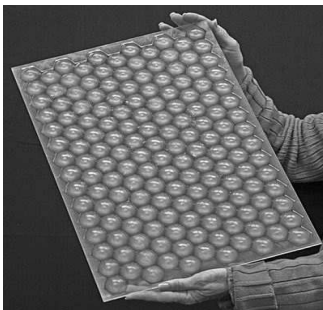


Рис. 1. Гетероэлектрический фотоэлемент

Голографическая солнечная панель позволяет повысить концентрацию солнечного света на активных фотоэлементах до 10 раз за счет селекции света по частотам («тепловая» часть спектра на фотоячейки не попадает), что приводит к высокой отдаче фотоэлектрических преобразователей без их перегрева и без использования вентиляторов.

Эта голограмма – мультиплексная. Фактически – это огромное количество голограмм, наложенных одна на другую и «работающих» при падении на них солнечного света под своим, индивидуальным углом.



Рис. 2. Первый прототип коммерческой голографической солнечной батареи

За счет голографических пленок значительно упрощается конструкция панелей – нет механизма слежения за солнцем, что увеличивает срок службы работы движущихся деталей и увеличивает надежность бесперебойной работы СЭУ.

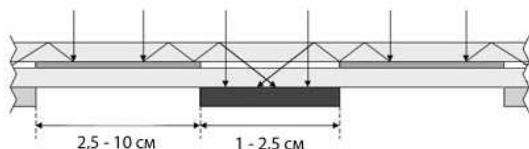


Рис. 3. Разрез голографической фотоэлектрической батареи

Был произведен расчет крышной СЭУ на примере учебно-лабораторного комплекса нашего учебного заведения.

В среднем 1 корпус Камышинского технологического института (КТИ) потребляет 200 000 кВт·час в год. Площадь одного корпуса КТИ, пригодными для монтажа крышных солнечных электростанций 960 м².

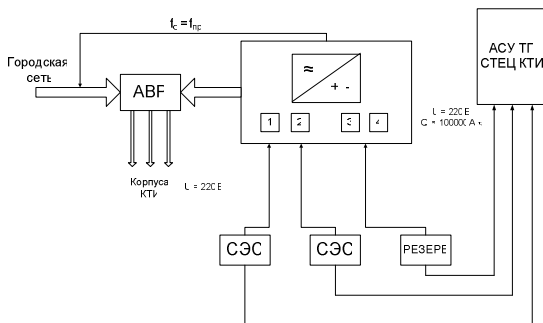


Рис. 4. Блок-схема работы СЭУ

Такие показатели дают реальную возможность использовать солнечные батареи в городах, расположенных в зоне «пасмурных широт», к которым относится большая часть европейской территории России. ГЭФ способен работать одновременно в видимом и инфракрасном диапазоне излучения, поэтому сильная облачность и даже ночное время для производства и накопления электричества такой батарее не помеха.

При использовании этих технологий стоимость СЭУ уменьшится в 2 раза благодаря высокой мощности, которая достигает 578,34 Вт. К тому же, она будет экономически выгодной уже сейчас.

Фотоэлектрические модули собраны в блоке по 6 единиц соединённые между собой распределительным шинопроводом ШРА на рабочее напряжение 220 В постоянного тока. Шинопроводы имеют встроенные разъёмы позволяющие легко отключать и подключать фотоэлектрические модули. Блоки с помощью магистрального шинопровода ШМА соединяются с кабелем выдачи мощности.

Так же предусматривается система датчиков слежения за уровнем загрязнения панелей: когда в зимнее время на них скапливается определенное количество снега, они будут принимать вертикальное положение и сбрасывать осадки; при сильных порывах ветра они будут подстраиваться под угол атаки, чтобы минимизировать ветровую нагрузку.

Исполнительная схема электроснабжения

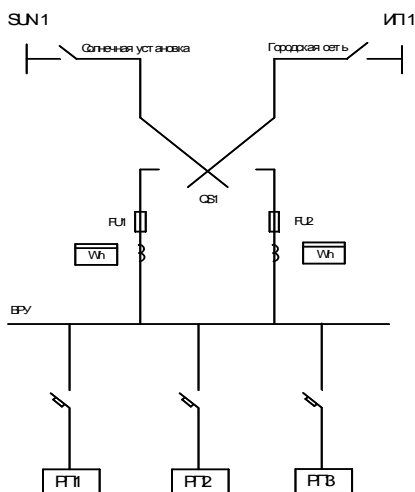


Рис. 8. Схема электроснабжения

Для преобразования постоянного тока от СЭУ в трехфазный ток промышленной частоты $f = 50$ Гц применен инвертор системы бесперебойного питания STP 8000 TL.

Инвертор через распределительное устройство РУСН-0,4 кВ соединен с существующей сетью электроснабжения корпусов КТИ через ячейку АВР. Это позволяет осуществлять электропитание корпусов как от СЭУ, так и от городской электросети, что даст высокую надежность электроснабжения.

Электростанции имеют модульное строение, благодаря чему можно легко наращивать их мощность, обеспечивая самые различные потребности в электроэнергии. Легкость и простота установки позволяет снизить монтажные и эксплуатационные затраты. Использование электростанций на солнечных элементах позволяет экономить органические виды топлива, а также сокращает общий выброс в атмосферу парниковых газов.

Построив крышную СЭУ на заданную мощность мы снизим затраты на покупную электроэнергию на 20 %.

Для увеличения надежности возможно комбинирование возобновляемых источников энергии. Например, использование энергии ветра.

К возобновляемым источникам электроэнергии (ВИЭ) недостаточное внимание уделяется в условиях роста тарифов в Волгоградской области, что не позволяет объективно оценить преимущества ВЭС.

Библиографический список

1. **Гетерогенный** фотоэлемент: Патент РФ № 2217845 // О.А. Займидорога., И.Е. Проценко., В.Н.Самойлов. МПК H01L31/04. Опубликовано 27.11.2003.

2. [http:// www.prismsolar.com](http://www.prismsolar.com).

3. [http:// www.rmciip.ru/rus/indexrus.html](http://www.rmciip.ru/rus/indexrus.html).

***Р.Ю. Смоляр, магистрант;
А.Г. Ус, к.т.н., доцент
(ГГТУ им. П.О. Сухого, г. Гомель)***

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ И РАСЧЕТ СИСТЕМ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Среди важнейших проблем современной энергетики особое место занимает проблема энергосбережения. Энергосбережение – это организационная, научная, практическая, информационная деятельность государственных организаций, юридических и физических лиц, направленная на снижение расхода (потерь) топливно-энергетических ресурсов в процессе

их добычи, переработки, транспортировки, хранения, производства, использования и утилизации [1].

Стратегической целью деятельности в области энергосбережения на период до 2015 года является снижение энергоемкости ВВП Республики Беларусь на 50 % к уровню 2005 года и увеличение доли местных топливно-энергетических ресурсов в балансе котельно-печного топлива до 28 % с учетом соблюдения экологических требований, социальных стандартов и обеспечения индикаторов энергетической безопасности.

Достижение установленных показателей по энергосбережению в 2011 – 2015 годах обуславливают необходимость проведения энергетических обследований предприятий, учреждений и организаций [2]. В процессе проведения энергетического аудита проводится составление энергетических балансов предприятия, анализ которых позволяет выявить объекты с наибольшим потреблением топливно-энергетических ресурсов и наметить пути поиска резервов экономии [3], а также источники нерационального расхода энергоресурсов.

Достижение поставленной цели будет обеспечено за счет следующих мероприятий:

- совершенствования и разработки новых нормативных правовых актов и технологических регламентов;
- совершенствования тарифной политики, стимулирующей экономию энергоресурсов на всех стадиях производства, транспортировки и использования энергоносителей с поэтапной ликвидацией перекрестного субсидирования и внедрением системы дифференцированных тарифов;
- структурной перестройки экономики в целях увеличения доли сферы услуг в ВВП;
- увеличения в топливном балансе республики доли вторичных энергоресурсов, нетрадиционных и возобновляемых источников энергии;
- разработки и внедрения новых энергоэффективных технологий и оборудования во всех отраслях экономики, в частности:
 - внедрения парогазовых, газотурбинных и газопоршневых технологий для производства электрической и тепловой энергии с КПД не менее 57 % со снижением удельного расхода топлива на производство электроэнергии на 10 % к 2015 году и на 15 % – к 2020 году;
 - создания технологий низкотемпературного комбинированного тепло-снабжения с количественным и качественно-количественным регулированием тепловой нагрузки, децентрализацией тепловых мощностей;
 - создания комплекса технологического оборудования и разработки тепловых технологических решений по использованию тепловых насосов в системах теплоснабжения;

- разработки и реализации оптимальных схем энергоснабжения промышленных объектов на базе сочетания первичных энергоносителей, максимального использования вторичных энергоресурсов всех уровней с передачей излишков тепловых вторичных энергоресурсов для теплоснабжения объектов коммунальной собственности и жилья;

- создания комплексных локальных энергоисточников на базе тригенерации – производство электрической энергии, теплоты и холода;

- создания проектов жилых, административных и общественных зданий с половым отоплением на базе использования низкопотенциальной теплоты;

- реконструкции и модернизации котельных в направлении глубокой утилизации теплоты дымовых газов и теплоты конденсации водяных паров дымовых газов;

- создания биогазовых установок на очистных сооружениях;

- создания общегородских холодильников на базе использования холода, образуемого при дросселировании природного газа на газораспределительных станциях магистральных газопроводов и при крупных энергоисточниках;

- массового внедрения индивидуальных устройств автоматизированного регулирования и учета тепловой энергии в квартирах;

- вовлечения населения в процесс энергосбережения и повышения энергоэффективности использования топливно-энергетических ресурсов в жилом комплексе;

- реализации проектов жилых, общественных и административных энергоэффективных зданий с регулируемой вентиляцией, как приточной, так и вытяжной, с одним вводом теплоносителя в отдельную квартиру (отдельный офис) для организации поквартирного учета тепла и регулирования теплоснабжения, с утилизацией вентиляционных выбросов;

- реализации комплексного подхода к энергоснабжению агрогородков за счет создания и внедрения в крупных сельскохозяйственных организациях и перерабатывающих предприятиях биогазовых комплексов, электрогенерирующих установок на местных видах топлива.

На основании результатов обследования и анализа их предлагается все мероприятия по экономии энергоресурсов классифицировать на следующие группы:

- системы энергообеспечения (электро- и теплоснабжения);

- автономные, собственные источники энергии (генераторы, ТЭЦ, котельные, альтернативные и другие источники);

- учетно-нормативная база (учет энергоресурсов, норм расхода, ППР энергооборудования, эксплуатационная надежность, суточные графики нагрузки);

- общепромышленные установки и здания (компрессоры, насосы, вентиляторы, электрическое освещение и т.д.);
- специальные технологические установки определяемые конкретным предприятием, отраслью промышленности.

Рассмотренная классификация и примерный перечень мероприятий по экономии энергоресурсов не являются исчерпывающими. Однако необходима разработка информационных баз, систематизация всего объема информации, оптимизация электроснабжения промышленных предприятий.

В рамках анализа мероприятий по экономии электроэнергии в системах электроснабжения предлагается программа для ПЭВМ комплексного расчета режимов внутривозовских электрических сетей 6, 10, 20 кВ. В ней учтена специфика этих сетей, особенности их информационного обеспечения, наличие специального электрооборудования, возможность распределения электроэнергии на двух и более напряжениях, трансформирование электроэнергии на любые стандартные и не стандартные напряжения до 1 кВ.

Исходными данными для расчета по программе являются:

- а) информация об источнике питания электрической сети;
- б) справочная информация о проводах, кабелях, трансформаторах и синхронных двигателях на напряжения 6, 10 кВ;
- в) информация об электрической сети.

Информация об источнике питания записывается по секциям 6, 10, 20 кВ и включает в себя следующие сведения:

- а) наименование источника питания;
- б) действительное напряжение на шинах, кВ;
- в) годовое время использования наибольшей активной нагрузки, ч/год;
- г) сопротивление системы, приведенное к базисным условиям;

В результате расчета по программе определяется: нагрузка и загрузка линий, трансформаторов, потери напряжений в них, напряжение в узлах сети, ток трехфазного короткого замыкания в каждом узле, потери мощности и энергии в линиях и трансформаторах отдельно потери холостого хода, нагрузочные и суммарные. Для всей сети определяются потери мощности и энергии. Изменяя конфигурацию электрической сети с учетом регулирования напряжения в узлах ее, а также требований к компенсации реактивной мощности, можно находить варианты схем сети, обеспечивающие минимальные потери электроэнергии в ней.

Библиографический список

1. СТБ П1770-2007 Энергосбережение. Основные термины и определения. – Минск, 2007.
2. **Постановление** СМ РБ от 29 июля 2006 г. № 964 «Положение о порядке проведения энергетического обследования организаций».

3. Ус А.Г. Электроснабжение промышленных предприятий и гражданских зданий. – Мн.: НПООО, 2002.

Е.В. Ткаченко, студ.;
рук. Е.А. Колюхова, д.т.н., профессор
(НИУ «МЭИ», г. Москва)

ВЫБОР МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ГЛАВНОЙ ПОНИЖАЮЩЕЙ ПОДСТАНЦИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Одним из основных требований, которым должна отвечать система электроснабжения любого объекта, является экономичность, т.е. минимуму затрат на ее сооружение и эксплуатацию при выполнении требований электродоставщиков по надежности и качеству электроэнергии.

Местоположение главной понижающей подстанции (ГПП) на территории промышленного предприятия определяет затраты на питающую ее линию, а также отходящие от нее распределительные сети высокого напряжения (обычно это сети 10 кВ). При смещении ГПП к границе территории промышленного предприятия увеличивается протяженность сети 10 кВ, а следовательно увеличиваются и затраты на нее, одновременно уменьшается длина питающей ГПП линии и затраты на нее. И наоборот при удалении ГПП от границы затраты на питающую линию увеличиваются, а на сети 10 кВ уменьшаются. Из этого следует, что расположение ГПП напрямую влияет на экономичность системы электроснабжения.

Большая часть предложенных методов определения оптимального местоположения ГПП трудны для практического применения и поэтому в настоящее время не применяются. Широкое распространение получил метод, согласно которому координаты ГПП определяются по аналогии с центром тяжести системы материальных точек, где материальными точками служат нагрузки трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ (ТП). Однако этот метод имеет большое количество недостатков, самый главный из которых заключается в том, что он не учитывает затраты на питающую ГПП линию [1, 2, 3].

Цель данной работы: показать, что не учет затрат на питающую ГПП линию может привести к существенной ошибке в решении, а также представить зависимость исходя из которой можно сделать вывод о нецелесообразности смещения ГПП от границы территории промышленного предприятия (т.е. в глубь территории).

В качестве примера рассмотрены два варианта выполнения системы электроснабжения Мясокомбината. В первом варианте ГПП расположена в центре электрических нагрузок, во втором – у границы территории в месте подвода питания к промышленному предприятию.

Суммарная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП Мясокомбината равна 10407 кВА, нагрузка двигателей 10 кВ – 2435 кВА. В первом варианте суммарная длина сети 10 кВ равна 1390 м, длина двухцепной линии питающей ГПП – 240 м. Во втором варианте длина питающей линии соответственно равна нулю, а суммарная длина сети 10 кВ – 2720 м. Если принять, что сеть 10 кВ выполнена кабелями с бумажно-масляной изоляцией, проложенными в траншее, укрупненный показатель стоимости (УПС) которых выражается зависимостью: $20,66 \text{ руб}/(\text{м}\cdot\text{мм}^2)\cdot F + 1200,3 \text{ руб}/\text{м}$, а линия, питающая ГПП, выполнена кабелем с изоляцией из сшитого полиэтилена номинальным напряжением 35 кВ с УПС: 30625,45 руб/м, то суммарные затраты на сеть 10, 35 кВ равны: для первого варианта 10323 тыс. руб., а для второго 5950 тыс. руб. Следовательно, сеть 10, 35 кВ для первого варианта в 1,73 раз дороже, чем для второго. Исходя из полученного результата, можно сделать вывод, что если удельные затраты на питающую линию равны 30625 руб/м, то для данного промышленного предприятия размещение ГПП в центре электрических нагрузок не экономично.

Для того чтобы не допускать таких ошибок была получена зависимость суммарной активной нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП промышленного предприятия до которой ГПП не экономично смещать в глубь территории от удельных затрат на питающую линию. Данная зависимость может быть представлена в следующем виде:

$$P_{\text{расч}\Sigma} = \frac{3_{\text{ввод}} \cdot \cos\varphi_{\text{ннБК}}}{B}, \quad (1)$$

$$B = \frac{3_{\text{л.в.л.}} \cdot F}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.10}} \cdot j_{\text{ЭК}}} + \frac{3_{\text{л.в.п.}}}{K_{\text{з.т.}} \cdot S_{\text{ном.т.}} \cdot N_{\text{тл}}} + \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot \tau \cdot \beta \cdot D_{\text{д}} \cdot j_{\text{ЭК}}}{U_{\text{ном.10}}}, \quad (2)$$

где $3_{\text{л.в.л.}}$ [руб/(м·мм²)], $3_{\text{л.в.п.}}$ [руб/м] – удельные затраты для кабельных линий (КЛ) 10 кВ; $j_{\text{ЭК}}$ – экономическая плотность тока; $K_{\text{з.т.}}$ – коэффициент загрузки трансформаторов на ТП; $S_{\text{ном.т.}}$ [кВА] – номинальная мощность трансформаторов на ТП; $N_{\text{тл}}$ – количество ТП на каждую магистральную КЛ 10 кВ; ρ [Ом·мм²/км] – удельное электрическое сопротивление жил кабелей 10 кВ; τ [ч] – годовое число часов наибольших потерь мощности; β [руб/кВт·ч] – стоимость электрической энергии; $D_{\text{д}}$ – дисконтирующий множитель; $\cos\varphi_{\text{ннБК}}$ – на шинах 0,4 кВ ТП после расстановки конденсаторных батарей.

Критерий, на основании которого была получена зависимость (1):

$$z_{\text{ввод}} > \sum_{i=1}^{N_{\text{л.в.}}} z_{\text{л.в.гл.}i}, \quad (3)$$

где $z_{\text{л.в.гл.}i}$ – удельные затраты для головных участков КЛ 10 кВ отходящих от ГПП, $N_{\text{л.в.}}$ – их количество.

В случае если на промышленном предприятии есть электроприемники, питающиеся непосредственно от сети 10 кВ, то для расчета $P_{\text{расч}\Sigma}$ в формулу (1) вместо $z_{\text{ввод}}$ необходимо подставлять:

$$z_{\text{ввод}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{л.в.}\text{эп.}}} z_{\text{л.в.}\text{эп.}i}, \quad (4)$$

где $z_{\text{л.в.}\text{эп.}i}$ – удельные затраты для КЛ питающих электроприемники 10 кВ, $N_{\text{л.в.}\text{эп.}}$ – их количество.

Если от ГПП (при расположении на границе территории) отходят магистральные КЛ 10 кВ с количеством присоединений отличным от заданного значения $N_{\text{тл}}$, то необходимо также учесть поправочный коэффициент $K_{\text{Nтл}}$. Тогда коэффициент В будет равен:

$$B = \frac{z_{\text{л.в.}F}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.10}} \cdot j_{\text{ЭК}}} + \frac{K_{\text{Nтл}} \cdot z_{\text{л.в.п.}}}{K_{\text{з.т.}} \cdot S_{\text{ном.т.}} \cdot N_{\text{тл}}} + \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot \tau \cdot \beta \cdot D_{\text{д}} \cdot j_{\text{ЭК}}}{U_{\text{ном.10}}}. \quad (5)$$

Поправочный коэффициент $K_{\text{Nтл}}$ определяется как отношение количества КЛ 10 кВ отходящих от ГПП с различными значениями $N_{\text{тл}}$ к их количеству с одинаковыми значениями $N_{\text{тл}}$.

С учетом этих дополнений полученная зависимость обеспечивает точность расчета $P_{\text{расч}\Sigma}$ в пределах 5 %.

Вывод: предложенная зависимость позволяет с высокой точностью определить нецелесообразность смещения ГПП от границы территории промышленного предприятия.

Библиографический список

1. Чмутов А.П. Оптимальное размещение источника питания электроэнергией // Электричество. – 1969. – № 12.
2. Каменева В.В., Киреева Э.А. Определение местоположения главных понизительных или распределительных подстанций промышленных предприятий // Электричество. – 1972. – № 3.
3. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Интермет Инжиниринг, 2006.

Д.А. Филатов, асп.;
рук. Е.Н. Соснина, к.т.н., доцент
(НГТУ им. Р.Е. Алексеева, г. Н. Новгород)

ВЫБОР ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ С ЭНЕРГОУСТАНОВКАМИ НА ВИЭ

Последнее десятилетие мировой энергетики характеризуется значительным увеличением доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в топливно-энергетическом балансе разных стран [1]. В России развитие возобновляемой энергетики наряду с повышением энергоэффективности экономики относятся к основным приоритетам государственной энергетической политики [2].

Необходимость разработки энергоэффективных систем электроснабжения (СЭС) с ВИЭ и многообразие энергоустановок (ЭУ) на ВИЭ делают актуальной задачу выбора оптимальных конфигурации и состава электротехнических комплексов с ЭУ на ВИЭ при проектировании или реконструкции СЭС. Решение данной задачи включает разработку методик и математических моделей, обеспечивающих обоснование выбора оптимальной конфигурации и состава энергокомплексов с учетом режимов поступления первичных источников энергии, графиков нагрузки потребителей и др., а также создание достоверной базы данных технических характеристик энергоустановок различных производителей [3].

Авторами разработана методика многокритериального выбора оптимальной конфигурации и состава электротехнического комплекса с ЭУ на ВИЭ, учитывающая как суммарное влияние разнородных критериев (энергетических, экологических, экономических, социальных), так и уровень (ценность) влияния каждого отдельного критерия на достижение конечного результата – выбор оптимального сочетания ЭУ на ВИЭ. На рис. 1 приведена блок-схема алгоритма выбора оптимальной конфигурации и состава электротехнического комплекса с ЭУ на ВИЭ.

Разработанная методика включает три основных этапа: 1 – сбор исходных данных; 2 – работа с «внутренними критериями»; 3 – работа с «внешними» критериями.

На первом этапе формируются критерии оценки, которые можно разделить на «внутренние» и «внешние». Примерами «внутренних» критериев оценки могут быть: среднемесячная скорость ветра, поголовье скота, уклон реки, средний расход воды и др. «Внутренние» критерии имеют узкую направленность и предназначены для работы с однотипными ЭУ на ВИЭ.

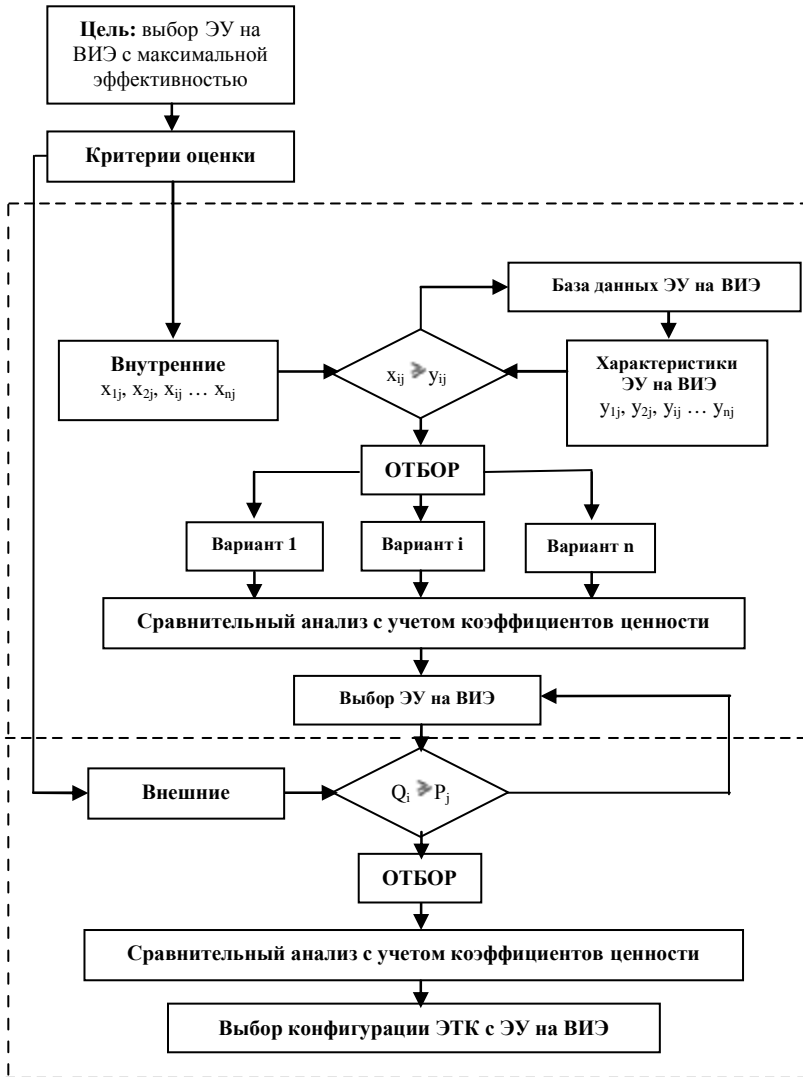


Рис. 1. Блок-схема алгоритма выбора оптимальной конфигурации и состава электротехнического комплекса с ЭУ на ВИЭ: x_{ij} – критерии оценки для отбора ЭУ на ВИЭ внутри однотипных групп; y_{ij} – характеристики ЭУ на ВИЭ, заявленные заводами-изготовителями; Q_i – требуемый уровень различных показателей эффективности; P_j – показатели эффективности ЭТК с ЭУ на ВИЭ различных конфигураций (график электрической нагрузки, объем выбросов парниковых газов, коэффициент использования максимальной мощности и пр.)

Примерами «внешних» критериев могут служить: графики электрической нагрузки потребителей, сокращение потерь в объединенной электрической сети, снижение выбросов парниковых газов и др.

Отбор ЭУ на ВИЭ на основе «внутренних» критериев проводится с помощью разработанной авторами автоматизированной информационной базы данных [4, 5], содержащей технико-экономические и конструкционные характеристики ветроэнергетических, солнечных, биогазовых энергоустановок, топливных элементов, гидротурбин для малых и мини гидроэлектростанций. К достоинствам информационной БД можно отнести широкую номенклатуру современных ЭУ, возможность их автоматизированного поиска и проведения сравнительного анализа характеристик ЭУ. Сравнительный анализ ЭУ на ВИЭ проводится с учетом коэффициентов ценности задаваемых критериев [6]. Коэффициенты ценности определяются в следующем порядке:

- Проводится расчет средних оценок по i -й характеристике:

$$P_i = \frac{1}{N} \cdot \sum_{j=1}^N P_{ij}, i = 1, \dots, M, \quad (1)$$

где M – количество характеристик; N – количество ЭУ; P_{ij} – безразмерные оценки.

- Определяются величины разброса оценок по i -й характеристике:

$$R_i = \frac{1}{N \cdot P_i} \cdot \sum_{j=1}^N |P_{ij} - P_i|, i = 1, \dots, M. \quad (2)$$

- Находится сумма величин разброса:

$$R = \sum_{i=1}^M R_i. \quad (3)$$

- Определяются коэффициенты ценности, отражающие разброс оценок:

$$Z_i = \frac{R_i}{R}, \quad i = 1, \dots, M \quad (4)$$

На третьем этапе могут сравниваться электротехнические системы, включающие как однотипные ЭУ на ВИЭ, так и сочетающие комбинации разнохарактерных ЭУ на ВИЭ или ЭУ на ВИЭ и традиционных источни-

как энергии. Сравнительный анализ проводится с учетом коэффициента ценности и использованием функции полезности [6].

Разработанная авторами методика выбора оптимальной конфигурации и состава электротехнических комплексов с ЭУ на ВИЭ направлена на повышение энергоэффективности систем электроснабжения потребителей.

Библиографический список

1. **Разработка** национального плана развития ВИЭ в России, отчет Делегации Европейской Комиссии в России, март 2009. – 42 с.

2. **Энергетическая** стратегия России на период до 2030 года / Утверждена Расп. Прав. РФ от 13 ноября 2009 года № 1715-р.

3. **Попель О.С.** Научно-технические проблемы разработки, создания и применения энергоустановок на ВИЭ в изолированных системах, доклад на Международной конференции «Возобновляемая энергетика в изолированных системах Дальнего Востока России», 27– 29 июня 2013, г. Якутск.

4. **Соснина Е.Н.** Автоматизированная информационная база данных по энергоустановкам на возобновляемых источниках энергии / Е.Н. Соснина, Д.А. Филатов // Труды НГТУ. – 2014. – С.183 – 188.

5. **Свидетельство** о гос. регистрации программы для ЭВМ №2013617735. Автоматизированная система поиска энергоустановок на возобновляемых источниках энергии / Соснина Е.Н., Филатов Д.А., Сушенов Д.А. –№2013615368; заявл. 27.06.2013.

6. **Соснина Е.Н.** Разработка методики сравнительного анализа энергоустановок на возобновляемых источниках энергии / Е.Н. Соснина, Д.А. Филатов // Актуальные проблемы электроэнергетики: сборник научно-технических статей. – Н.Новгород: НГТУ, 2013. –С. 87 – 91.

*И.А. Хусаенов, Д.В. Денисов, магистры;
рук. А.Р. Денисова, к.т.н., доцент
(КГЭУ, г. Казань)*

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ПИТАНИЯ НЕФТЯНЫХ СТАНКОВ-КАЧАЛОК

Энергия была и остается главной составляющей жизни человека. Она дает возможность создавать различные материалы, является одним из главных факторов при разработке новых технологий. На Земле находятся достаточно большие залежи источников энергии. Человек добывает их, но запасы эти не безграничны. Запасы природного газа, угля и сырой нефти постепенно истощаются и современный мир испытывает все большую потребность в неисчерпаемых энергетических источниках, которые помогают экономить запасы природного сырья [1].

В настоящее время в нефтегазовой отрасли имеется проблема с обеспечением электропитания потребителей небольшой мощности, уда-

ленных от энергосистемы, примером этому может служить нефтедобывающие станки-качалки. Для питания этих установок требуется прокладка новых протяженных линий электропередач на высоком напряжении и установки собственной трансформаторной подстанции. Такие линии обычно имеют большие потери электроэнергии, а трансформаторы низкий коэффициент загрузки, что экономически не выгодно [1].

В качестве альтернативных источников энергии могут быть использованы: попутный газ (мини ТЭС), ветряная энергия, солнечная энергия.

Солнечная энергетика – направление нетрадиционной энергетики, основанное на непосредственном использовании солнечного излучения для получения энергии в каком-либо виде. Солнечная энергетика характеризуется максимальной простотой использования, наибольшими ресурсами, экологической чистотой и повсеместным распространением. Эти обстоятельства определяют солнечную энергетику как одно из наиболее перспективных направлений развития возобновляемой энергетики. Потенциальные возможности энергетики, основанной на применении непосредственно солнечного излучения, чрезвычайно велики. К настоящему времени достигнут большой прогресс в преобразовании солнечной энергии различными методами. Наиболее эффективным путем использования солнечной энергии является непосредственное преобразование ее в электрическую в фотоэлементах [2].

Преобразование энергии основано на фотовольтаическом эффекте, который возникает в неоднородных полупроводниковых структурах при воздействии на них солнечного излучения.

На сегодняшний день наиболее эффективными и распространенными для широкого потребления являются монокристаллические кремниевые элементы, материалом для которых служит крайне чистый кремний. Эффективность такого элемента составляет от 16 до 19 % в стандартных условиях тестирования. Срок службы таких панелей у хороших производителей составляет обычно 40 – 50 лет [1].

Ветряная энергия, наряду с солнечной, принадлежит к числу постоянно возобновляемых и, в этом смысле, вечных источников энергии, обязанных своим происхождением деятельности Солнца. К достоинствам ветровой энергии, прежде всего, следует отнести доступность, повсеместное распространение и практически неисчерпаемость ресурсов. Источник энергии не нужно добывать и транспортировать к месту потребления: ветер сам поступает к установленному на его пути ветродвигателю. Эта особенность ветра чрезвычайно важна для труднодоступных районов, удаленных от источников централизованного энергоснабжения, и для относительно мелких (мощностью до 100 кВт) потребителей энергии,

рассредоточенных на обширных пространствах. Основное препятствие к использованию ветра как энергетического источника — непостоянство его скорости, а следовательно, и энергии во времени. Ветер обладает не только многолетней и сезонной изменчивостью, но также изменяет свою активность в течение суток и за очень короткие промежутки времени.

На сегодня энергоустановки, использующие нетрадиционные возобновляемые источники энергии (НВИЭ), требуют доработки и имеют недостатки (непостоянство работы из-за переменчивости погоды, конструктивное несовершенство). Компенсировать этот недостаток можно путем применения комбинированных установок. Гибридная энергоустановка позволит обеспечить электроэнергией удаленных потребителей.

Сочетание использования энергии солнца и ветра позволит в течение календарного года обеспечивать потребителей электроэнергией. Климат региона таков, что с апреля по сентябрь преобладает солнечная энергия, а в оставшийся период интенсивно возрастает действие ветров.

Так как основным требованием электроснабжения станка качалки является надежность, то для обеспечения бесперебойного электроснабжения, уменьшения необходимой мощности солнечной батареи, ёмкости аккумуляторной батареи а также улучшения режимов работы станции, целесообразно использование гибридной ветросолнечной электростанции. При этом, в зимнее время, основная выработка электроэнергии приходится на ветроэлектрическую установку, а летом — на солнечные фотоэлектрические модули.

Как известно, для питания электродвигателя привода станка-качалки, недостаточно лишь ветрогенератора и самих солнечных панелей, а требуется дополнительное оборудование, совместно с которым эта установка будет вырабатывать электроэнергию. В качестве дополнительного оборудования служат: аккумулятор (накопление электроэнергии), контроллер заряда аккумулятора (защита от перезаряда) и инвертор (преобразование постоянного тока в переменный) [1].

Поставленная задача предполагает в качестве потребителя установки средней мощности свыше 1 кВт. На обеспечение электроэнергией таких потребителей потребуется значительное число солнечных панелей и аккумуляторных батарей, что подразумевает возведение отдельно стоящего помещения, в котором будет поддерживаться оптимальная температура для нормальной работы дополнительного оборудования. Однако в результате проведенных технико-экономических расчетов, получение энергии с использованием солнечных батарей имеет короткие сроки окупаемости. А при удалении нефтедобывающей установки от энергосистемы более чем на 4 км., затраты на строительство ЛЭП и возведения соб-

ственной трансформаторной подстанции соизмеримы по стоимости гибридной ветро-солнечной установки. А затраты на электроэнергию будут отсутствовать, что доказывает экономическую выгоду. Такая установка позволяет получить дешевую электроэнергию для питания удаленных от энергосистем потребителей без вреда окружающей среде

Библиографический список

1. **Хусаинов И.А.**, Денисова А.Р., Мухамадуллин И.М. Альтернативные источники энергии для питания удаленных от энергосистемы нефтедобывающих станков-качалок. Materiály X mezinárodní vědecko – praktická conference «Věda a vznik-2013/2014». – Díl 37. Technické vědy.: Praha. Publishing House «Education and Science» s.r.o – 80 stran.
2. **Охорзина А.В.**, Китаева М.В., Юрченко А.В., Скороходов А.В. Системы слежения за солнцем с применением ФЭД // Вестник науки Сибири. – 2012. – № 3(4). Томский политехнический университет, 2012.
3. **Денисова А.Р.**, Роженцова Н.В. Энергосбережение в промышленных и коммунальных предприятиях: учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности 140610 – «Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений». – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2009. – 239 с.

*Д.С. Кудреватых, М.В. Иванова, Я.В. Ильина, студенты;
рук. А.А. Шульпин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТАХ

Расчеты за потребляемую электроэнергию (ЭЭ) являются основой договорных отношений между потребителем и энергоснабжающей организацией, учитывающих интересы обеих сторон. Система учета ЭЭ представляет собой совокупность измерительных комплексов (ИК), установленных на энергетическом объекте. Средства измерения (СИ) ЭЭ не ограничиваются только счетчиками ЭЭ, а представляют собой сложную совокупность устройств, соединенных между собой по установленной схеме и обеспечивающих измерение и учет ЭЭ, включая: счетчики ЭЭ, измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН), автоматизированные информационно-измерительные системы учета ЭЭ (АИИС УЭ) (при ее наличии).

Основным препятствием при организации высокоточной системы учета ЭЭ являются недопустимо высокие погрешности ИК учета ЭЭ. Погрешность любого СИ (счетчика ЭЭ, ТТ, ТН) ИК с учетом реальных условий его работы состоит из двух составляющих: основной погрешности

и дополнительной погрешности, вызванной отклонениями влияющих на погрешность величин от номинальных значений.

Проведен анализ основных и дополнительных погрешностей составляющих СИ.

Основная погрешность СИ определяется его классом точности.

Для счетчиков ЭЭ согласно ГОСТам [1 – 4] нормируются пределы основной погрешности. Они нормируются в зависимости от следующих факторов: тока нагрузки, напряжения, коэффициента мощности, частоты, температуры окружающего воздуха, индукции внешнего магнитного поля, угла отклонения от вертикали.

Для ТТ согласно ГОСТ 7746 – 2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия» [5] нормируются: предел допускаемой токовой погрешности и предел угловой погрешности. Пределы погрешностей ТТ нормируются для следующих рабочих условий эксплуатации: частоты переменного тока, первичного тока, значений вторичной нагрузки, коэффициента мощности нагрузки, температуры окружающего воздуха, высоты установки трансформаторов над уровнем моря.

Для ТН согласно ГОСТ 1983 – 2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия» [6] нормируются: предел допускаемой погрешности напряжения и предел угловой погрешности. Пределы погрешностей ТН нормируются для следующих рабочих условий эксплуатации: частоты переменного тока, мощности активно-индуктивной нагрузки при коэффициенте мощности 0,8, первичного напряжения, подведенного к ТН, температуры окружающего воздуха, высоты установки трансформаторов над уровнем моря.

Определение дополнительных погрешностей составляющих СИ.

Основными влияющими величинами, вызывающими дополнительную погрешность счетчиков ЭЭ, являются рабочие условия, не соответствующие нормальным условиям работы счетчика: по напряжению, по частоте питающего напряжения, по температуре окружающего воздуха и другим показателям. Им соответствуют дополнительные погрешности: изменение напряжения, изменение частоты, форма кривой, порядок следования фаз, несимметрия напряжения. Расчет дополнительных погрешностей электронных и индукционных счетчиков производится в соответствии с методикой, изложенной в [7].

Установлено, что при значениях тока, выходящих за пределы нормальных значений, приведенных в ГОСТах, погрешности, как электронных счетчиков активной энергии, так и индукционных счетчиков активной энергии возрастают по сравнению с номинальными погрешностями в 2 – 2,5 раза.

Определение дополнительных погрешностей ТТ. Основными величинами, вызывающими дополнительные погрешности ТТ, являются рабочие условия, не соответствующие нормальным условиям работы: по первичному току, по вторичной нагрузке, по температуре окружающего воздуха, по частоте питающего напряжения [5]. Им соответствуют дополнительные погрешности: погрешность от изменения первичного тока, погрешность от изменения вторичной нагрузки, погрешность от изменения температуры окружающего воздуха, погрешность от изменения частоты.

Установлено, что для ТТ с сердечниками из обычной электротехнической кремнистой стали дополнительные погрешности от изменения первичного тока и мощности нагрузки могут превышать допустимую основную погрешность. Дополнительная погрешность от изменения коэффициента мощности составляет десятки процентов от основной погрешности, а дополнительные погрешности от температуры окружающего воздуха и прочих показателей незначительны.

Определение дополнительных погрешностей ТН. Основными величинами, вызывающими дополнительные погрешности ТН, являются рабочие условия, не соответствующие нормальным условиям работы: по мощности нагрузки, по температуре окружающего воздуха, по первичному напряжению и частоте питающего напряжения [6]. Им соответствуют дополнительные погрешности: погрешность от изменения мощности нагрузки ТН, погрешность от изменения первичного напряжения, погрешности от изменения температуры окружающего воздуха, погрешность от изменения частоты.

Установлено, что для электромагнитных ТН наибольшие значения дополнительной погрешности от изменения мощности нагрузки могут достигать 80 – 90 % от допустимой основной погрешности, дополнительные погрешности от изменения напряжения и коэффициента мощности не превышают 5 – 20 %, а дополнительные погрешности от изменения частоты и температуры окружающего воздуха незначительны.

Проведенный анализ факторов, влияющих на погрешности СИ (счетчики активной энергии, ТТ и ТН) ИК, позволяет классифицировать их по степени значимости. В табл. 1 приведены факторы, разделенные на три группы по степени влияния на допустимые погрешности СИ.

Первая группа охватывает факторы, оказывающие значительное влияние на метрологические характеристики СИ (счетчики, ТТ и ТН). Дополнительные погрешности СИ от этих влияющих факторов могут составлять 80 – 100 % и более от допустимой классом точности погрешности СИ.

Ко второй группе относятся факторы, не оказывающие существенного влияния на метрологические характеристики СИ (счетчики, ТТ и

ТН). Дополнительные погрешности от этих факторов в большинстве случаев находятся в пределах 10 – 80 % от допустимой классом точности погрешности СИ.

Таблица 1. Классификация факторов, влияющих на погрешности СИ ИК

Факторы	ЭС	ТТ	ТН
1-я группа	Ток нагрузки, напряжение	Первичный ток, мощность нагрузки	Мощность нагрузки
2-я группа	Коэффициент мощности нагрузки	Коэффициент мощности нагрузки	Первичное напряжение, коэффициент мощности нагрузки
3-я группа	Температура окружающего воздуха, частота сети и пр.	Температура окружающего воздуха, частота сети и пр.	Температура окружающего воздуха, частота сети и пр.

К третьей группе относятся факторы, практически не оказывающие влияния на метрологические характеристики СИ. Это факторы, дополнительные погрешности которых составляют менее 10 % от допускаемой классом точности погрешности СИ.

Для снижения общей погрешности ИК учета ЭЭ в настоящее время ведется работа по снижению погрешностей отдельных составляющих СИ.

Метрологические характеристики измерительных ТТ и ТН могут быть повышены технологическим путем – улучшением электрических параметров трансформаторов (снижением активных потерь, уменьшением нелинейности кривой намагничивания, уменьшением рассеивания магнитного поля). Эти улучшения происходят за счет применения высококачественной электротехнической стали и активных материалов (например, из аморфной стали), однако это ведет к удорожанию ТТ и ТН. Зарубежные производители наряду с использованием ТТ с сердечниками из аморфной стали, идут по пути ограничения диапазона допускаемой мощности нагрузки ТТ и ТН, за счет чего уменьшаются дополнительные погрешности ТТ и ТН.

Снижения погрешностей счетчиков ЭЭ в настоящее время обеспечивается применением надежных высокоточных многофункциональных электронных счетчиков промышленного назначения.

Выводы

1. Погрешность ИК учета ЭЭ зависит не только от класса точности (основной погрешности) отдельных составляющих СИ, но и от рабочих условий, не соответствующие нормальным условиям работы счетчиков ЭЭ, ТТ и ТН, вызывающих дополнительные погрешности.

2. Дополнительные погрешности могут превышать по своей величине основные погрешности СИ.

3. Для повышения точности учета ЭЭ необходимо производить оценку величин дополнительных погрешностей отдельных составляющих ИК.

4. Для снижения дополнительных погрешностей ИК и повышения точности учета ЭЭ необходимо принятие специальных мер, одним из которых является использование высокоточных счетчиков ЭЭ, ТТ и ТН.

Библиографический список

1. ГОСТ 6570-96. Счетчики электрические активной и реактивной энергии индукционные. Общие технические условия.
2. ГОСТ 26035-83. Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.
3. ГОСТ 30206-94 (с поправками 1998 г.) (МЭК 687-92). Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2s и 0,5s).
4. ГОСТ 30207-94 (МЭК 1036-90). Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 1 и 2).
5. ГОСТ 7746 – 2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.
6. ГОСТ 1983 – 2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
7. РД 34.11.333.97. Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии. – М.: РАО «ЕС России», 1997.

*М.А. Ковальский, А.О. Любимова, Е.А. Попова, студенты;
рук. А.А. Шульпин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ СЧЕТЧИКОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТАХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

РФ более 20 лет действуют законы рыночной экономики. Рыночные отношения в области электроэнергетики РФ требуют не только постоянного обновления законодательно-правовой базы, но и применения специфических вспомогательных технических средств для ее выполнения [1].

К техническим средствам, на основании показаний которых ведется расчеты между потребителями и энергоснабжающими организациями, предъявляются все новые требования.

Проведен анализ требований, предъявляемых к точности учета ЭЭ, контролю качества ЭЭ и обеспечению оперативного учета ЭЭ.

С середины 2012 года к классам точности приборов и построенным на них системам учета ЭЭ предъявляются более жесткие требования, а

именно, повышен класс точности приборов учета ЭЭ и измерительных трансформаторов тока и напряжения [2].

На рынке РФ представлено огромное число измерительных средств учета ЭЭ (в основном, счетчиков электроэнергии), удовлетворяющих требованиям точности учета ЭЭ, а требованиям контроля качества и обеспечения оперативного учета ЭЭ – единицы.

Рыночные отношения, которые складываются между потребителями и энергоснабжающими организациями, требуют оценки ее качества, как любого другого товара. В соответствии с нормативными документами субъекты электроэнергетики (энергоснабжающие организации) отвечают перед потребителями за надежность обеспечения их ЭЭ и ее качество [3 – 5].

Таким образом рыночные отношения в электроэнергетике дают возможность покупателям бороться за качество предоставляемого товара (электроэнергии), которое регламентируется ГОСТ Р 54149-2010, однако и энергоснабжающие организации вправе предъявить претензии покупателю о том, что его электроустановка искажает качество ЭЭ в питающей электрической сети. Поэтому важнейшая роль в обеспечении качества ЭЭ отводится её потребителям. Но до тех пор, пока у них не будет приборов контроля качества ЭЭ, пока они не будут знать, что творится с качеством потребляемой ими электроэнергии, и сколько средств они при этом теряют, ждать реального улучшения качества электроэнергии в электрических сетях не приходится.

Многие производители многофункциональных интеллектуальных электросчетчиков, представленных в РФ, указывают в технической документации на возможности этих счетчиков определять качество электрической энергии. Однако подавляющее количество из них не позволяет контролировать все показатели качества ЭЭ в соответствии с нормативными документами и не имеет официальных сертификатов по оценке показателей качества ЭЭ в соответствии с требованиями нормативных документов.

Как правило, электроснабжение больших территорий строится на принципе разделения центров генерации ЭЭ и систем ее доставки потребителям. Системы передачи распределяют между потребителями электроэнергию от многих производителей. Для определения доли ЭЭ, произведенной в объединенной энергосистеме каждой из электростанций в тот или иной период времени, нужно периодически фиксировать количество выработанной энергии по всем точкам сети. В зависимости от доли выработки ЭЭ, производители получают свою долю от оплаты ЭЭ потребителями. Автоматизированные системы учета ЭЭ, предназначенные для решения этой задачи, получили название автоматизированных информационно-измерительных систем учета электроэнергии (АИИС УЭ).

Их работа основана на сборе и обработке показаний счетчиков, установленных на больших расстояниях друг от друга. При этом в условиях рыночных отношений цена на ЭЭ, вырабатываемую в разное время суток (например, часы пиковой нагрузки и часы ночного провала) разная. Таким образом, работа АИИС УЭ невозможна без счетчиков с возможностями дистанционного считывания показаний ЭЭ и работы в многотарифном режиме [6, 7].

Одним из путей решения проблем высокоточного учета ЭЭ, контроля качества ЭЭ и обеспечения оперативности учета ЭЭ является разработка многофункциональных микропроцессорных электросчетчиков, совмещающих в одном приборе функции учета ЭЭ и функции измерения параметров качества ЭЭ в соответствии с нормативными документами и их возможность интеграции в АИИС УЭ.

Многофункциональные микропроцессорные электросчетчики должны соответствовать целому ряду требований: общих, функциональных, требований к техническим характеристикам, к надежности, к метрологическим характеристикам, к электромагнитной совместимости и т.д. [8].

Ниже приведены основные функциональные требования, предъявляемые к данным электросчетчикам:

– Измерение и учет активной и реактивной ЭЭ, мощности в одном или двух направлениях: ЭЭ, интервальные 30 минутные приращения ЭЭ за каждые сутки, средние 3 минутные значения мощности за сутки, ЭЭ за календарный месяц.

– Измерение действующих значений параметров трехфазной электрической сети: напряжение фазное или линейное; ток (пофазно); активная и реактивная мощность (пофазно и суммарная величина); частота; коэффициент мощности ($\cos \varphi$).

– Измерение показателей качества электроэнергии.

– Наличие энергонезависимой памяти для хранения значений измерений.

– Наличие энергонезависимых часов и календаря.

– Наличие «Журнала событий».

– Наличие защиты от несанкционированного доступа к изменению данных, параметров настройки, загруженных программ.

– Наличие автоматической самодиагностики о работоспособности измерительного, вычислительного блоков и др.

– Обеспечение возможности подключения резервного источника питания.

– Наличие цифровых интерфейсов: RS-485, RS-232, Ethernet (Оптический порт).

– Наличие числоимпульсных измерительных интерфейсов (выходов)

– по числу измерительных каналов.

– Обеспечение возможности дистанционного съема по цифровым интерфейсам измерительной информации с метками времени измерения.

– Наличие многофункционального дисплея для отображения измеряемых величин, расчетных и служебных параметров.

Основные многофункциональные микропроцессорные электросчетчики с функциями контроля качества электрической энергии на рынке РФ приведены в табл. 1.

Таблица 1. Основные многофункциональные микропроцессорные электросчетчики с функциями контроля качества электрической энергии на рынке РФ

№	Производитель	Страна	Тип электросчетчика
1	Энерготехника	Россия	Ресурс – Е4
2	Инкотекс	Россия	Меркурий 234 ARTQ
3	Эльстер Метроника	Россия	A2 (A+), A3, A1800
4	Нижегородский завод им. Фрунзе	Россия	СЭТ-4ТМ.03М
5	Schneider-Electirc	Франция	ION7650, ION8600A, ION8800A/B
6	Iskraemeco	Словения	MT860
7	SATEC	Израиль	eXpertMeter 720 (EM720), PM175
8	EIG	США	Nexus 1500, Shark 200

Анализ данные электросчетчиков показал, что все они адаптированы для работы в составе АИИС УЭ и соответствуют требованиям, предъявляемым к многофункциональным микропроцессорным электросчетчикам.

Приборы ряда производителей (например, компании EIG) настолько функциональны, что их можно использовать не только как анализаторы качества сети и высокоточные системы учета электроэнергии, но и как элементы релейной защиты и автоматики. Способность приборов работать в системе релейной защиты обеспечивается релейной платой, причем уставкой для срабатывания реле может служить любой измеряемый параметр или комбинация параметров. С помощью приборов можно практически осуществить многоступенчатую защиту с любой выдержкой времени.

Выводы

1. К техническим средствам, на основании показаний которых ведется расчеты за ЭЭ между потребителями и энергоснабжающими организациями, возрастают требования к точности учета ЭЭ, контролю качества ЭЭ и обеспечению оперативного учета ЭЭ.

2. Выполнение современных требований к техническим средствам учета ЭЭ может быть достигнуто за счет использования многофункциональных микропроцессорных электросчетчиков, совмещающих в одном приборе функции учета ЭЭ и функции измерения параметров качества

ЭЭ и их возможность интеграции в АИИС УЭ в соответствии с требованиями нормативных документов.

Библиографический список

1. **Рынок** электрической энергии и мощности в России: каким ему быть / под ред. В.И. Эдельмана. – М.: Энергоатомиздат, 2000.
2. **Постановление** Правительства РФ № 442 от 4 мая 2012 г. №442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».
3. **Гражданский** кодекс РФ (в ред. от 06.12.2011 г.), ст. 542.
4. **Об электроэнергетике**: федеральный закон от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ (в ред. от 06.12.2011 г.).
5. **ГОСТ Р 54149-2010**. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
6. **Правила** учета электрической энергии. – М.: Энергосервис, 2006.
7. **СТО 70238424.17.220.20.003-2011**. Автоматизированные информационно-измерительные системы учета электроэнергии (АИИС УЭ). Условия создания. Нормы и требования.
8. **Многофункциональные** микропроцессорные электросчетчики. Материалы ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», 2012.

*К.Ю. Головкина, Р.С. Сотчева, А.В. Чистякова, студенты;
рук. А.А. Шульпин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

Распоряжением Правительства РФ от 1 декабря 2009 г. № 1830-р утвержден «План мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в Российской Федерации», в котором предусматривается разработка и реализация комплекса мер по созданию благоприятных условий для развития производства энергосберегающих устройств и стимулированию роста предложения в соответствии с потенциальным спросом.

В связи с общемировой тенденцией к удорожанию энергоресурсов становится особенно актуальными вопросы снижения потерь электроэнергии в распределительных трансформаторах, составляющих большую часть парка всех электрических силовых трансформаторов.

С учетом вышесказанного и принимая во внимание высокий уровень изношенности электротехнического оборудования в РФ (более 60 %) дей-

ственной мерой, повышающей надежность и экономичность систем электроснабжения, является использование новых видов энергоэффективных силовых трансформаторов, отвечающих требованиям современной энергетики.

К ним относятся:

- энергосберегающие трансформаторы типов ТМГ12, ТМГэ (ТМэ),
- трансформаторы типа ТМГСУ со схемой соединения обмоток Y/Y_H и специальным симметрирующим устройством (СУ),
- трансформаторы с магнитопроводом из аморфной электротехнической стали.

Проведен анализ энергоэффективных силовых трансформаторов.

Основными поставщиками энергосберегающих трансформаторов на рынке РФ являются «Минский электротехнический завод им. В.И. Козлова» (энергосберегающие силовые масляные герметичные трансформаторы серии – ТМГ12 6(10) кВ мощностью 400 – 1250 кВ·А), Алтайский трансформаторный завод (ОАО «Алттранс») (энергосберегающие трансформаторы серии ТМГэ (ТМэ) 6(10) кВ мощностью 250 – 630 (1000) кВ·А), производственная группа «Трансформер» (энергосберегающие трансформаторы типа ТМГ 6 (10) кВ с пониженными потерями мощностью 630 – 1250 кВ·А).

Данные трансформаторы имеют самый низкий уровень потерь холостого хода и короткого замыкания из всех серийно выпускаемых в СНГ силовых трансформаторов общего назначения. Аналоги данной серии трансформаторов выпускаются ведущими мировыми производителями (SIEMENS, ABB, AREVA).

Потери холостого хода и короткого замыкания в энергосберегающих трансформаторах снижены на 30 % по сравнению с трансформаторами других серий и производителей за счет того, что:

- производятся из специальных сортов высококачественных кремнистых сталей, имеющих наибольшее сопротивление и пониженные потери на гистерезис (перемагничивание);
- для изготовления используется большее количество материала, который оптимально распределен между массой магнитопровода и обмотки;
- конструкция магнитопровода производится по технологии Star-lap и состоит из пластин с косыми стыками, без отверстий в активной стали;
- толщина пластин не превышает 0,3 мм, а сами пластины лакируются для изоляции друг от друга;

В табл. 1 представлен расчет энергосбережения трансформатора ТМГ12 по сравнению с трансформатором ТМГ11.

Силовые трансформаторы типа ТМГСУ выпускаются с гофрированным баком и симметрирующим устройством «Минским электротехническим заводом им. В.И. Козлова».

Таблица 1. Расчет энергосбережения трансформатора ТМГ12 по сравнению с трансформатором ТМГ11 (мощность 400 кВ·А)

№	Показатели	ТМГ11	ТМГ12
1	Потери холостого хода, кВт	0,83	0,61
2	Потери короткого замыкания, кВт	5,4	4,6
3	Коэффициент загрузки трансформатора, о.е.	0,7	0,7
5	Потери ЭЭ в год, кВт/час	30449,76	25088,6
6	Энергосбережение в год, кВт/час	5 361	

Использование данных трансформаторов в распределительных электрических сетях обеспечивает равномерное распределение напряжения по фазам даже при несимметричной нагрузке, что позволяет решить проблему несоответствия качества электроэнергии нормативным документам (см. рис. 1).

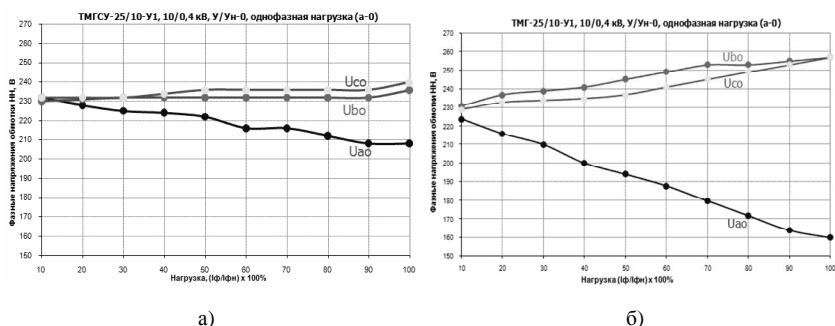


Рис. 1. Влияние несимметричной (однофазной) нагрузки фаз на фазные напряжения обмоток НН трансформаторов: а) ТМГСУ-25, б) ТМГ-25

Преимущества этих трансформаторов по сравнению с трансформаторами аналогичного назначения, имеющими схему и группу соединения обмоток Y/Z_H-11 Алтайского трансформаторного завода (ОАО «Алттранс») в более низких потерях КЗ и в возможности их параллельной работы с уже установленными трансформаторами со схемой и группой соединения обмоток Y/Y_H-0 .

Кроме того трансформаторы с СУ имеют ряд преимуществ по сравнению с обычными трансформаторами:

- отсутствует явление перегрева потоками нулевой последовательности при неравномерной нагрузке фаз и при ее суммарной мощности, равной или ниже номинальной.
- улучшается работа защиты и повышается безопасность работы электросети.

- снижено разрушающее воздействие на обмотки токов при однофазных КЗ.

- СУ улучшает синусоидальность формы кривой напряжения при наличии в сети нелинейных нагрузок (сварочных агрегатов, люминесцентных ламп и др.), что важно при питании таких чувствительных к качеству электроэнергии устройств, как компьютеры, телевизоры и другие электронные устройства.

Кроме трансформаторов с магнитопроводом из обычной электротехнической холоднокатаной стали, появились и успешно работают трансформаторы с магнитопроводом из аморфной электротехнической стали.

Применение аморфной стали дает следующие технические преимущества:

- низкие потери,
- высокая магнитная проницаемость,
- прямоугольная форма кривой намагничивания,
- высокая коррозионная стойкость, отсутствие межлистовой изоляции,
- стабильные характеристики.

На ранних этапах такие трансформаторы являлись весьма дорогостоящим оборудованием из-за высокой стоимости аморфной стали – порядка 50 \$ США за килограмм. В настоящее время зарубежные производители реализуют аморфную сталь уже по цене порядка 3 \$ США за килограмм, что делает применение этого материала в силовых трансформаторах экономически оправданным.

Сверхпроводящие трансформаторы с магнитопроводами из аморфной электротехнической стали дают исключительные технические преимущества:

- уменьшение потерь на единицу мощности, массы и габаритов, расхода материалов, техногенной нагрузки на окружающую среду;
- повышение единичной мощности, эффективности преобразования, а также увеличение срока службы.

Трансформаторы с сердечником из аморфной стали изготавливаются в США уже на протяжении 30 лет, в Индии – 15 лет, в Китае – около 10 лет. В РФ производственная группа «Трансформер» с середины 2012 г. принимает заказы на трансформаторы ТМГ мощностью 32 – 1000 кВА с сердечником из аморфной стали

В результате проведенного анализа современных энергоэффективных силовых трансформаторов установлено:

1. Применение энергосберегающих трансформаторов при проектировании, реконструкции и строительстве новых объектов, а также при замене устаревшего парка трансформаторов является наиболее рентабельным (экономичным).

2. Применение трансформаторов ТМГСУ являются наиболее перспективным для четырехпроводных сетей 0,38 кВ с однофазной или смешанной нагрузкой.

3. Применение в силовых трансформаторах магнитопроводов из аморфной стали позволяет снизить потери холостого хода на 75 % по сравнению с использованием магнитопроводов из обычной электротехнической холоднокатаной стали.

Библиографический список

1. **План** мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в Российской Федерации, направленных на реализацию Федерального закона "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации. Распоряжение Правительства РФ от 01.12.2009 № 1830-р.

2. www.metz.by – официальный сайт «Минского электротехнического завода им. В.И. Козлова».

3. <http://www.alttrans.ru> – официальный сайт Алтайского трансформаторного завода (ОАО «Алттранс»).

4. <http://www.transformator.ru> – официальный сайт производственной группы «Трансформер».

Р.Х. Хамидуллин, студ.;
рук. А.А. Забелин, к.т.н., доцент
(КГЭУ, г. Казань)

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ ПОЛИМЕРНЫХ ОТХОДОВ

Республика Татарстан является одним из регионов РФ, в котором достаточно остро стоит проблема утилизации отходов, в частности таких, как картон и бумага, а также отходы пластика, аккумуляторов, древесины, резины.

В современном мире существует множество примеров технических решений по организации и переработки отходов с различной производительностью. С экономической точки зрения наиболее перспективным вариантом является реконструкция или модернизация существующих систем оборудования по сортировке и переработке твердых отходов, подразумевающая его техническое усовершенствование в соответствии с экологическими нормами и стандартами.

Описанное выше решение проблемы наиболее актуально для Республики Татарстан, так как в общей массе отходов полимерные отходы составляют порядка 8% с прогрессирующим ростом до 10 %.

По мнению многих экспертов, полимерные отходы – это ценное сырье, которое можно регенерировать и повторно использовать для получения полимерных материалов, а также для получения мономеров, олигомеров, смазочных масел, строительных материалов, и, наконец, как топливо.

Рыночный потенциал данных материалов в России в целом, и в частности в Татарстане, до конца не раскрыт, однако имеет огромный потенциал к росту, с учетом роста образования полимерных отходов.

Существуют различные технологии переработки полимерных отходов, которые не пользуются широким применением в производстве на региональном уровне, в силу определенного скептицизма по поводу обоснованности экономической эффективности.

В настоящее время утилизация полимерных отходов при использовании обычной технологии носит, прежде всего, экологический характер, так как технология сжигания полимеров подразумевает образование токсичной золы и газов (аммиак, оксиды азота, хлороводород, диоксины). Наряду с этим возникают экономические проблемы, в виду постепенного возрастания потребности в удешевлении сырья для производства полимеров [1].

В связи с этим большой интерес представляют методы переработки, позволяющие наиболее полно сохранить структуру и свойства полимерных составляющих с тем, чтобы вернуть их в сферу производства.

Поэтому, в последнее время, наибольший интерес представляет собой вторичная переработка полимерных отходов с получением материалов, продуктов, изделий, пригодных к дальнейшему использованию [2]. Одним из решений данной проблемы в Республике Татарстан может стать переработка данных отходов с применением технологии механического рециклинга, широко применяемой в развитых странах мира.

Учитывая тот факт, что объемы твердых бытовых отходов, в том числе и полимерных отходов, растут, расширяя площади полигонов для их хранения и усугубляя экологическую обстановку в регионе, применение данных технологий становится актуальным.

Материальные и энергетические ценности, «заложенные» в отходах, относительно небольшие затраты на регенерацию в конечном итоге предопределяют получение существенного экономического эффекта, усиливающегося благодаря экономии первичного сырья.

Библиографический список

1. **Ищенко Д.В.** Что делать? // Пластикс. – 2003. – № 4.
2. **Абрамов В.В.** Пластмассовые отходы: Сбор, сортировка, переработка // Полимерные материалы. – 2001. – № 11, 12.

А.И. Хайбуллина, асп.;
рук. В.К. Ильин, д.т.н., профессор
(КГЭУ, г. Казань)

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕСИММЕТРИЧНЫХ ПУЛЬСАЦИЙ ПОТОКА ЖИДКОСТИ С ЧАСТОТОЙ ОТ 0,125 ДО 0,5 Гц НА ТЕПЛООБМЕН В ТРУБНОМ ПУЧКЕ

Общеизвестно, что интенсификация теплообменного оборудования приводит к сокращению его массы и габаритов, экономии топлива, затрат труда и т.д. [1].

Одним из путей интенсификации теплообмена является пульсация теплоносителя, которая при определенных условиях положительно влияет на теплообмен [2 – 7].

В данной работе рассмотрено влияние противоточных низкочастотных несимметричных пульсаций потока теплоносителя на изменение коэффициента теплоотдачи в коридорном пучке труб.

Необходимо добавить, что на данный момент, проведенный литературный обзор не выявил работ, в которых экспериментальным методом исследуется теплообмен в пучке труб при наложении на поток теплоносителя противоточных несимметричных низкочастотных пульсаций.

Исследования пульсирующих течений проводились на теплопередающем устройстве (теплообменнике). Теплопередающее устройство состояло из корпуса прямоугольной формы и расположенных в нем пучка медных трубок. Через межтрубное пространство циркулировала холодная вода с объемным расходом $0,078 \leq Q \leq 0,450 \text{ м}^3/\text{ч}$, числа Re при этом лежали в диапазоне $100 \leq Re \leq 500$. По трубному пространству пучка трубок циркулировала горячая вода с постоянным объемным расходом $430 \leq Q \text{ м}^3/\text{ч}$, что соответствовало числам Рейнольдса $10000 < Re$. Воздействию пульсаций с частотой $0,125 \leq f \leq 0,5 \text{ Гц}$ подвергалась холодная вода.

Более подробное описание опытной установки и порядка проведения эксперимента дано в работе [8]

Проведенное исследование показало, что во всем изученном диапазоне (f, Re, A) наложение на поток теплоносителя противоточных пульсаций приводит к увеличению чисел Нуссельта по сравнению со стационарным течением (рис. 1).

При частоте $f = 0,25 \text{ Гц}$, амплитуде $A = 1,2d \text{ мм}$ и числах Рейнольдса $100 \leq Re \leq 500$ интенсификация внешнего теплообмена в среднем соста-

вила 20,5 %. Когда числа Рейнольдса были минимальны $Re \approx 100$, при тех же A, f эффект от пульсаций составлял всего 16 %, с увеличением чисел Рейнольдса близким к 300 прирост числа Нуссельта составлял 21 %, при $Re \approx 500$ наблюдался эффект около 20 %.

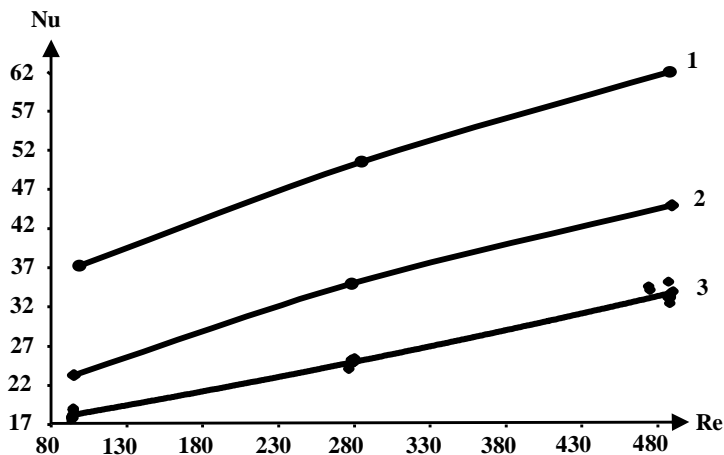


Рис. 1. Интенсивность теплоотдачи: 1 – частота $f = 0,5$ Гц, амплитуда $A = 1,9d$ мм; 2 – частота $f = 0,25$ Гц, амплитуда $A = 1,2d$ мм.; 3 – стационарный поток

Когда $f = 0,5$ Гц, амплитуда $A = 1,9d$ мм и числа Рейнольдса $100 \leq Re \leq 500$ наблюдалось увеличение коэффициента теплоотдачи в среднем на 49 %. С максимальным значением 51 % при Re около 300.

На рис. 2 показана зависимость Нуссельта от частоты и амплитуды, при числах $Re = 300$. В обоих случаях с увеличением амплитуды и частоты наблюдается повышение коэффициента теплоотдачи. При максимальной амплитуде $A = 1,9d$ мм и минимальной частоте $f = 0,125$ Гц с числами $Re = 300$ прирост коэффициента теплоотдачи составлял 22 %. Когда амплитуда была минимальна $A = 0,5d$ мм, а частота имела максимальное значение $f = 0,5$ Гц, $Re = 300$ прирост коэффициента теплоотдачи равнялся 33 %.

Средний прирост числа Нуссельта (Nu) в проведенном эксперименте для всего диапазона исследования составил около 24 %. Максимальное значение 51 % наблюдалось при амплитуде $A = 1,9d$ мм, частоте $f = 0,5$ Гц и числах Рейнольдса $Re = 300$. Минимальное значение 4 % наблюдалось при амплитуде $A = 0,5d$ мм, частоте $f = 0,125$ Гц и числах Рейнольдса $Re = 100$.

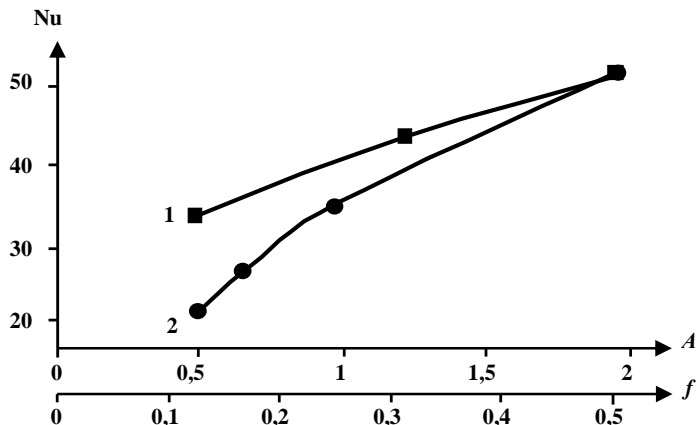


Рис. 2. Интенсивность теплоотдачи от амплитуды и частоты: 1 – $Nu(f)$ A, при частоте $f=0,5$ Гц, $Re = 300$; 2 – $Nu(f)$ f, при амплитуде $A=1,9d$ мм., $Re = 300$

Исходя из результатов эксперимента, можно сделать вывод о необходимости продолжения изучения пульсирующих течений с более высокими амплитудами (A) и числами Рейнольдса (Re).

Библиографический список

1. **И.А. Попов**, Х.М. Махьянов, В.М. Гуреев. Физические основы и промышленное применение интенсификации теплообмена. Интенсификация теплообмена: монография / Под общ. ред. Гортышова Ю.Ф. – Казань: Центр инновационных технологий, 2009.
2. **E.G. Richardson**, E. Tyler. The transverse velocity gradient near the mouths of pipes in which an alternating or continuous flow is established // Proc. Phys. Soc. 1929. – P. 1 – 15.
3. **Yu Chen**, Zhao Jingye. Applications of the Strong Heat Transformation by Pulse Flow in the Shell and Tube Heat Exchanger // HVAC Technologies for Energy Efficiency. 2006. Vol. IV6 – 3. – P. 34 – 38.
4. **Д.А. Мусаева** А.А. Сияявин А.И. Гурьянов. Математическое моделирование процессов теплообмена при поперечном обтекании цилиндра в условиях низкочастотных несимметричных пульсаций потока жидкости // Известия ВУЗов «Проблемы энергетики». – 2012. – № 7 – 8. – С. 19 – 27.
5. **Д.А. Мусаева**, А.Р. Хайруллин, А.И. Гурьянов, А.А. Сияявин. Внешний теплообмен при низкочастотном пульсационном потоке в пучке труб // VIII-я Международная молодежная научная конференция «Тинчуринские чтения». – Том II. – Изд-во Казань. 2013. – С. 139 – 140.
6. **А.И. Гурьянов**, А.А. Сияявин, Д.П. и др. Энерго- и ресурсоэффективность диффузионного аппарата // Сахар. – 2008. – № 2. – С. 44 – 46.
7. **M. R. Mackley**, G. M. Tweddle and I. D. Wyatt. Experimental heat transfer measurements for pulsatile flow in baffled tubes // Chemicoi Engineering Science. – 1990. – Vol. 45. – No. 5. – PP. 1237 – 1242.
8. **А.И. Хайбуллина**, А.Р. Хайруллин, А.А. Сияявин, В.К. Ильин. Исследование теплоотдачи в коридорном пучке труб при наложении на поток противоточных несимметричных низкочастотных пульсаций // Современная наука: исследования, идеи, результаты, технологии. – 2013. – № 1 (12). – С. 312 – 315.

*Ю.А. Каграманов, магистр;
В.А. Муни, д.т.н., профессор
(УрФУ им. Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург)*

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАСЧЕТА МОЩНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО РАДИАТОРА ОТОПЛЕНИЯ

Основные показатели качества алюминиевых радиаторов – это прочность, легкость конструкции и высокий уровень теплообмена. Оптимизация работы алюминиевых радиаторов является актуальной задачей на заводах отечественных производителей.

Данная статья входит в рамки НИОКР, целями которой были разработка методики расчета мощности радиатора отопления, и оптимизация его работы.

На рис. 1 под буквой а представлен чертеж профиля существующего радиатора отопления, под б – чертеж коллектора. Сборка состоит из пяти секций с известными профилями и двух коллекторов.

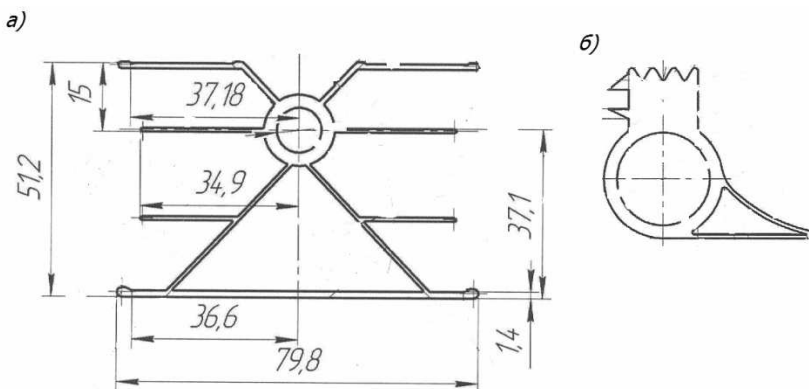


Рис. 1. Чертежи профиля радиатора и коллектора

Работа по оптимизации радиатора была разбита на несколько этапов:

- Разработка модели теплообмена радиатора.
- Создание методики расчета радиатора.
- Разработка лабораторного стенда.
- Сравнение теоретических и экспериментальных результатов.
- Использование методики для расчета различных оптимальных конструкций радиатора и выбор лучшей.

Краткое описание модели теплообмена радиатора: горячая вода с температурой 70 °С подается в верхний коллектор, так как поверхность теплообмена ребристая, то необходима оценка коэффициента теплоотдачи от воды к стенке. Для горизонтальной трубы безразмерное число Нуссельта определяется по формуле [1]

$$\text{Nu} = 0,023 \text{Re}^{0,8} \text{Pr}_{\text{ж}}^{0,43} \left(\frac{\text{Pr}_{\text{ж}}}{\text{Pr}_{\text{с}}} \right)^{0,25} . \quad (1)$$

Для вертикальных трубок коэффициент теплоотдачи рассчитывается по формуле [1]

$$\text{Nu} = A \text{Pr}^{0,43} \left(\frac{\text{Pr}_{\text{жк}}}{\text{Pr}_{\text{с}}} \right)^{0,25} . \quad (2)$$

От лицевой стенки радиатора идет сложный теплообмен. Конвективная составляющая определяется как для свободной конвекции в неограниченном объеме. Лучистый теплообмен считается по известной формуле [6]

$$\alpha_{\text{л}} = \frac{\varepsilon C_0 \left[\left(\frac{T_{\text{с}}}{100} \right)^4 + \left(\frac{T_{\text{в}}}{100} \right)^4 \right]}{T_{\text{с}} - T_{\text{в}}} . \quad (3)$$

Теплообмен с задней стенки происходит только за счет конвекции, так как радиатор прислоняется к теплой деревянной стене. Сложный теплообмен происходит так же с боков радиатора. В закрытых каналах теплообмен идет за счет вынужденной конвекции в канале вызванной самооттягой [2]. Методика расчета включает в себя:

- 1) Расчет и ввод в программу геометрических характеристик
- 2) Расчет тепловой мощности при идеальном теплообмене (температура ребер не меняется по длине)
- 3) Оценка коэффициентов теплоотдачи от воды к стенкам труб
- 4) Уточнение наружной температуры стенок труб
- 5) Распределение температур вдоль ребер
- 6) Оценка средней температуры радиатора
- 7) Расчет закрытых каналов с учетом температуры воздуха в канале и скорости движения воздуха

На основе расчетных данных был построен график зависимости мощности радиатора от температуры наружного воздуха показанный на рис. 2.

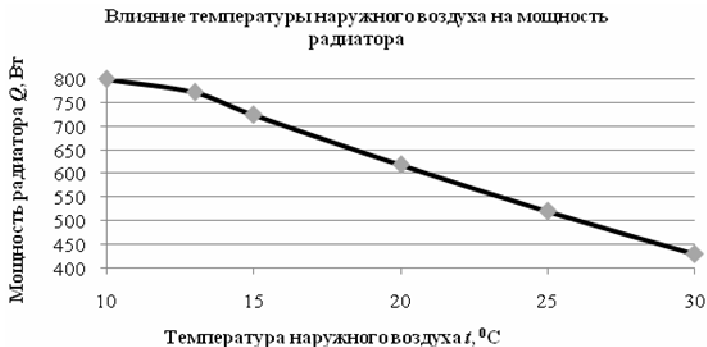


Рис. 2. Влияние температуры наружного воздуха на мощность радиатора

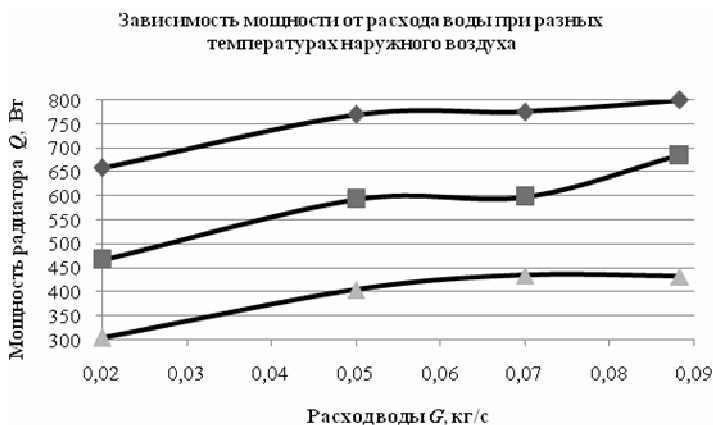


Рис. 3. График зависимости мощности радиатора от расхода жидкости при разных температурах наружного воздуха

Результаты расчетов, а так же необходимые удельные характеристики показаны в табл. 1.

Таблица 1. Расчетные величины

№	Наименование	Обозначение	Единица измерения	Значение
1	Мощность	Q	Вт	685
2	Масса радиатора	m	Кг	4,10
3	Площадь поверхности теплообмена	F	м ²	2,16
4	Удельная массовая мощность	q _m	Вт/кг	167
5	Удельная мощность	q _F	Вт/м ²	317
6	Мощность секции	Q _{СЕК}	Вт	98,0

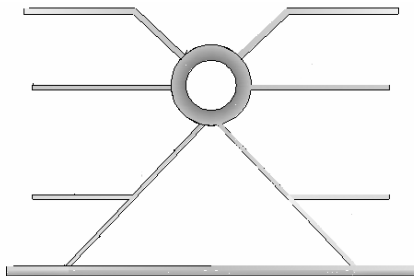


Рис. 4. Распределение температур по ребрам профиля существующего радиатора

На рис. 4 показано распределение температур по ребрам радиатора. Голубой цвет соответствует $56\text{ }^{\circ}\text{C}$, красный цвет – $70\text{ }^{\circ}\text{C}$, желтый цвет – $60\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В итоге была разработана модель теплообмена радиатора, выведена методика расчета и произведены сами расчеты теплообмена, которые позволили определить мощность радиатора отопления. Полученные данные экспериментально подтверждены. Методика использовалась при решении задачи оптимизации радиатора для производственных нужд.

Библиографический список

1. **Исаченко В.П.**, Осипова В.А., Сукомел А.С. Теплопередача: учебник для вузов, изд. 3-е. – М.: Энергия, 1975.
2. **Богословский В.Н.** Строительная теплофизика. Изд. 2-е. – М.: Высш. шк., 1982.
3. **Идельчик И.Е.** Справочник по гидравлическим сопротивлениям. 3-е изд. – М.: Машиностроение, 1992.
4. **Михеев М.А.** Основы теплопередачи. – М.: Госэнергоиздат, 1956.
5. **Михеев М.А.** Основы теплопередачи. – М.: Энергия, 1973.
6. **Королев В.Н.** Тепломассообмен. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2006.

СЕКЦИЯ 15

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

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

Л.И. Абдуллин;
рук. А.И. Федотов, д.т.н., профессор
(КГЭУ, г. Казань)

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТА ПО ВЫЯВЛЕНИЮ ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6 – 10 КВ

Осложняющим фактором при поиске мест повреждения следует считать древовидную топологию распределительных электрических сетей, когда на один фидер может приходиться до 20 и более понижающих подстанций, подключенных ответвлениями к основной магистрали. При этом общая длина всей электропередачи может достигать нескольких десятков километров. Было проведено экспериментальное исследование, а именно искусственно создано однофазное замыкание на землю через искровой разрядник. Для определения факта наличия и места локализаций ОЗЗ было установлено во главе фидера, а также в двух трансформаторных подстанциях диагностическое оборудование в виде анализатора качества электроэнергии работающего в режиме осцилографирования.

Необходимо отметить, при нормальном режиме функционирования РЭС в спектре присутствуют ВГ до гармоники с порядковым номером 10. Одновременно с проявлением ВГ, при ОЗЗ, происходит изменение синусоиды напряжения, что также может служить дополнительным диагностическим признаком раннего диагностирования ОЗЗ.

Вывод: Результаты экспериментального моделирования режима ОЗЗ на воздушной ЛЭП показали, что на стороне 0,4 кВ проявляются высшие гармоники напряжения, резонансная частота и амплитуда которых зависят от удаленности ОЗЗ.

Библиографический список

1. **Шуин В.А.**, Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в сетях 6 – 10 кВ. – М., НТФ «Энергопрогресс». – 104 с.; ил.

2. **Использование** высших гармоник напряжения на стороне 0,4 кВ потребительских подстанций как диагностический признак однофазных замыканий на землю в сетях 6 – 10 кВ / Латипов А.Г. // Электромеханика. – № 5. – 2011.

3. **Диагностические** признаки обнаружения ОЗЗ в сетях 6 – 10 кВ / Федотов А.И., Вагапов Г.В., Латипов А.Г., // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. – 2011. – № 7 – 8.

4. Исследовательские испытания планирование эксперимента, термины и определения ГОСТ 24026-80.

*Е.В. Булойчик, асп.
(БНТУ, г. Минск)*

ПОВЫШЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОВЕРШЕНСТВА ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Микропроцессорные токовые защиты обеспечивают защиту линий распределительных сетей от междуфазных коротких замыканий (КЗ) и в общем случае содержат три ступени. Первая обеспечивает функции токовой отсечки мгновенного действия (ТО), вторая ступень представляет собой токовую отсечку с выдержкой времени (ТОВ), в качестве третьей ступени применяется максимальная токовая защита (МТЗ). Основные недостатки существующих токовых защит заключаются в относительно короткой зоне действия первой ступени и недостаточной чувствительности третьей во многих случаях несимметричных КЗ.

С целью повышения технического совершенства, в алгоритм функционирования рассматриваемой микропроцессорной токовой защиты были включены функции определения вида и места повреждения. Для оценки эффективности их применения методом вычислительного эксперимента определялись и анализировались следующие показатели: селективность действия для всех трех ступеней, быстродействие и зона мгновенного отключения ТО, чувствительность ТОВ и МТЗ.

Каждая из трех ступеней рассматриваемой защиты предусматривает возможность изменения уставок в соответствии с видом повреждения при выполнении определенных условий, при этом первая ступень имеет перестраиваемую структуру в зависимости от исправности цепей напряжения или их наличия.

Вычислительный эксперимент проводился на основе программного комплекса, воспроизводящего математическую модель узла распределительной сети с защищаемой линией и математическую модель защиты. Входными сигналами защиты являются токи и напряжения линии, которые представлены эквивалентными ортогональными составляющими, получаемыми на выходе цифровых фильтров. Прежде чем пройти циф-

ровую обработку, сигналы от трансформаторов тока и напряжения после вторичных измерительных преобразователей подвергаются аналоговой частотной фильтрации и аналого-цифровому преобразованию для получения цифровых отсчетов контролируемых величин.

Ортогональные составляющие токов и напряжений непосредственно используются для расчета реактивных составляющих сопротивлений поврежденных петель, на основе которых определяется место короткого замыкания [2]. Для определения вида повреждения по ортогональным составляющим определяются действующие значения токов фаз, из которых с помощью макси- и миниселектора выделяются наибольшее и наименьшее значения токов и на их основе рассчитывается относительная несимметрия токов фаз, численное значение которой является критерием определения вида КЗ [1].

Исполнение токовой защиты подразумевает две конфигурации. Первая конфигурация доступна при наличии в месте установки защиты измерительных трансформаторов напряжения. В этом случае введены в действие функции определения и вида и места повреждения. При этом в алгоритм функционирования защиты введена обязательная проверка исправности цепей напряжения. Если цепи напряжения неисправны или отсутствуют, то защита автоматически изменяет конфигурацию на вторую, при которой обеспечивается улучшение показателей технического совершенства только за счет выявления несимметричных повреждений.

При наличии цепей напряжения и их исправности для первой ступени защиты реализуется функция определения места короткого замыкания (ОМКЗ) с учетом вида повреждения, а для третьей ступени производится пересчет уставок в соответствии с видом КЗ. В обратном случае в соответствии с видом КЗ производится пересчет уставок всех трех ступеней защиты.

Блок ОМКЗ фиксирует возникновение внутренних коротких замыканий, чтобы обеспечить отключение линии без выдержки времени в пределах всей линии. Пуск первой ступени в этом случае обеспечивается срабатыванием более чувствительной третьей ступени защиты. Зона мгновенного отключения при этом ограничивается существующими погрешностями определения места повреждения [2]. Если блок ОМКЗ фиксирует возникновение повреждения за пределами защищаемой линии, первая ступень не функционирует.

Использование функции определения места КЗ позволяет расширить зону действия токовой отсечки до 95 % от длины линии как при трехфазных, так и при двухфазных металлических КЗ в режимах максимальной нагрузки и холостого хода.

Таким образом, функция ОМКЗ обеспечивает расширение зоны действия токовой отсечки при металлических трехфазных КЗ не менее чем

на 20 %, а при двухфазных более чем на 45 % по сравнению с защитой обычного исполнения не зависимо от режима работы сети. Наличие переходного сопротивления в месте повреждения приводит к уменьшению тока КЗ, что вызывает сокращение зоны мгновенного отключения токовой отсечки. Чем больше сопротивление дуги, тем менее эффективна обычная ТО, в то же время первая ступень с функцией ОМКЗ в этих условиях обеспечивает защиту более 70 % линии для любого вида КЗ, когда переходное сопротивление не более чем в 2,5 раза превышает сопротивление линии (в пределах работоспособности метода определения вида повреждения).

Если цепи напряжения отсутствуют или неисправны, блок ОМКЗ выводится из действия. Ток срабатывания первой ступени пересчитывается в соответствии с видом повреждения, за счет чего достигается увеличение зоны мгновенного отключения при двухфазных КЗ до значений как при трехфазных повреждениях. Это справедливо как для металлических КЗ, так и для коротких замыканий через переходное сопротивление, если оно не превышает полное сопротивление линии в 2,5 раза в режиме максимальных нагрузок.

Вторая ступень по току срабатывания должна быть отстроена от токов КЗ в конце зон действия отсечек всех отходящих присоединений. Если предполагается изменение тока срабатывания первой ступени в зависимости от вида повреждения, то соответственно предусматривается и пересчет уставки для токовой отсечки с выдержкой времени, что обеспечивает расширение ее зоны действия и повышение чувствительности примерно на 19 % и в 1,16 раза соответственно. Если расширение зоны мгновенного отключения первой ступени обеспечивается блоком ОМКЗ, то вторая ступень выполняется как обычная.

Независимо от конфигурации защиты и состояния цепей напряжения, с учетом вида повреждения автоматически пересчитываются токи срабатывания МТЗ. При этом повышается чувствительность третьей ступени к несимметричным КЗ для сильно нагруженных линий и обеспечиваются требуемые значения коэффициента чувствительности при КЗ в конце как защищаемой, так и смежной линий.

Проведенные исследования, позволяют сделать вывод, что вид и место короткого замыкания в алгоритме функционирования токовой защиты линии определяются достоверно, обеспечивая улучшенные показатели ее технического совершенства по сравнению с существующими аналогичными защитами других исполнений. Рассматриваемая защита работает селективно независимо от выбранной конфигурации. При любых видах коротких замыканий на защищаемой линии в действие приходят измерительные органы всех трех ступеней. Исключением является только

первая ступень для второй конфигурации защиты при КЗ в конце линии ($I_* = 0,95$), зона действия которой несколько меньше. С учетом задаваемых выдержек времени при возникновении коротких замыканий в пределах зоны действия ТО, линия будет отключаться без выдержки времени.

При любых видах коротких замыканий в начале смежной линии в действие приходят только измерительные органы тока второй и третьей ступеней. С учетом задаваемых выдержек времени при отказе защиты или выключателя смежного участка, линия будет отключаться второй ступенью. Следует учесть, что если введена вторая конфигурация защиты, то токовая отсечка с выдержкой времени охватывает больший участок смежной линии (примерно на 19 %).

При КЗ в конце смежной линии в действие приходят только измерительные органы третьей ступени.

Независимо от конфигурации защиты во всех рассмотренных случаях измерительные органы тока всех трех ступеней надежно возвращаются в исходное состояние после отключения повреждения.

Для обеих конфигураций защиты время срабатывания измерительных органов всех ступеней отличается незначительно и уменьшается с увеличением кратности тока КЗ. Время срабатывания измерительных органов тока в конце зоны действия от момента возникновения внутреннего короткого замыкания определяет быстродействие первой ступени, которая в общем случае не имеет специально создаваемой выдержки времени. В случае если блок ОМКЗ введен в работу, наибольшее собственное время срабатывания ИО первой ступени составляет порядка 1,5 периода промышленной частоты (при трехфазном коротком замыкании). Если цепи напряжения отсутствуют или неисправны, зона мгновенного отключения несколько меньше чем в предыдущем случае и быстродействие ТО в конце указанной зоны составляет порядка 1,3 периода промышленной частоты независимо от вида повреждения. Меньшее время срабатывания измерительного органа в этом случае частично объясняется отсутствием затрат времени на работу блока ОМКЗ и большей кратностью тока КЗ. Наличие переходного сопротивления приводит к несущественному увеличению времени срабатывания измерительных органов тока.

Библиографический список

1 **Романюк Ф.А.**, Тищенко А.А., Булойчик Е.В. Определение вида повреждения на линиях распределительных сетей в объеме функций микропроцессорных токовых защит // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2011. – № 4. – С. 5 – 10.

2 **Романюк Ф.А.**, Тищенко А.А., Булойчик Е.В. Определение места короткого замыкания на линиях радиальных сетей с односторонним питанием // Наука и техника. – 2012. – № 4. – С. 69 – 73.

*С.П. Кошелько, асп.; рук. В.Е. Качесов, д.т.н., профессор
(НГТУ, г. Новосибирск)*

РАЗРАБОТКА АДАПТИВНОГО ОАПВ ДЛЯ ЛЭП БЕЗ ПОПЕРЕЧНОЙ КОМПЕНСАЦИИ НА ОСНОВЕ ПАРАМЕТРОВ ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА

При разработке адаптивного ОАПВ основной задачей является надежное определение факта погасания дуги подпитки. Актуальность исследуемой задачи подтверждается тем, что не существует универсального метода, сочетающего в себе высокий уровень надежности определения факта погасания вторичной дуги при различных конфигурациях параметров ЛЭП и простоту реализации алгоритма. В связи с выше отмеченным, разработка простого и наименее трудоемкого способа адаптивного ОАПВ является приоритетной задачей.

Работу ЛЭП в цикле ОАПВ можно разбить на несколько характерных зон (рис. 1):

- I – нормальный режим;
- II – короткое замыкание, горит дуга на поврежденной фазе;
- III – горение дуги подпитки на отключенной фазе, после отключения линейных выключателей;
- IV – самогашение дуги подпитки и восстановление напряжения;
- V – включение линейных выключателей поврежденной фазы.

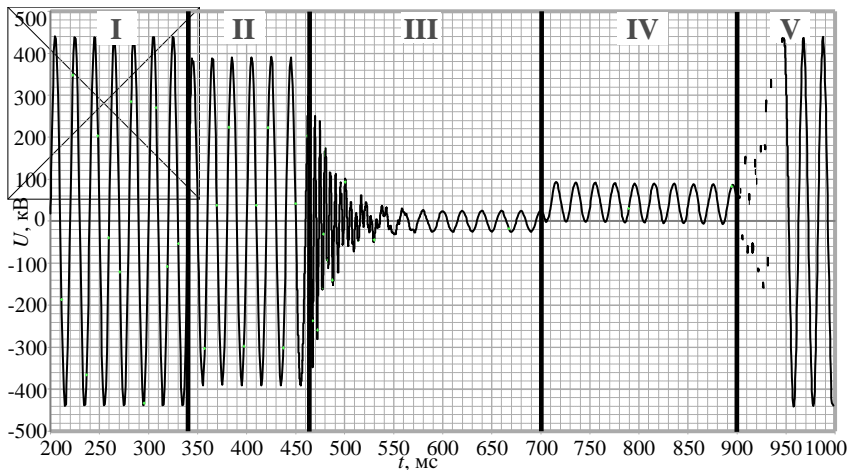


Рис. 1. Осциллограмма полного цикла адаптивного ОАПВ

Хорошо известен способ ОАПВ, при котором факт самогашения дуги подпитки (вторичной дуги) после отключения линейных выключателей поврежденной фазы устанавливаются, анализируя действующее значение восстанавливающегося напряжения на отключенной фазе [1]. В режиме горения дуги подпитки напряжение на отключенной фазе в подавляющем большинстве аварийных случаев меньше, чем после погасания дуги. Однако при значительном перетоке мощности по ВЛЭП (при значительном угле передачи мощности δ) и коротком замыкании на конце противоположном месту измерения фазного напряжения на линии, последнее в режиме горения дуги подпитки (т.е. замыкания на «землю») может быть соизмеримым или даже превышать восстанавливающееся напряжение после самогашения дуги подпитки (рис. 1), что обусловлено значительной продольной ЭДС, наводимой в отключенной фазе ЛЭП токами в неповрежденных фазах. Это приводит к появлению зон нечувствительности, т.е. невозможности надежного установления факта самогашения дуги подпитки и последующего быстрого повторного включения линейных выключателей поврежденной (отключенной) фазы.

Поэтому разрабатываются альтернативные способы определения факта гашения дуги, основанные на параметрах переходного процесса, сопровождающего гашение вторичной дуги.

При работе ЛЭП в режиме перетока значительной мощности ШР (шунтирующие реакторы) могут быть отключены из условия ведения режима. В этом случае после гашения дуги подпитки на отключенной (поврежденной) фазе восстанавливается напряжение, содержащее постоянную составляющую, начальное значение которой приблизительно равно амплитуде восстанавливающегося напряжения. Эта составляющая может выступать в качестве контролируемого параметра для надежного определения фактсамогашения дуги подпитки. Однако на измерительное устройство сигнал поступает через цепь элементов, которые подавляют постоянную составляющую. В настоящее время для измерения высокого напряжения применяются измерительные трансформаторы, которые в основном ориентированы на диапазон частот вблизи промышленной, а передача на вторичную сторону постоянной составляющей встречает заметные трудности. В настоящей работе рассматривается случай, когда на ВЛ установлены электромагнитные (измерительные) трансформаторы напряжения (ЭМТН).

Несмотря на то, что постоянная составляющая в общем случае не трансформируется на вторичную сторону, она, все же, кратковременно возникает после самогашения вторичной дуги. Длительность её существования определяется в основном временем насыщения магнитопровода

трансформатора напряжения, которое, для современных ЭМТН составляет, как правило, единицы периодов промышленной частоты. На этом явлении разработан способ адаптивного ОАПВ, реагирующий на постоянную составляющую в переходном восстанавливающемся напряжении на отключенной фазе. Схема электропередачи, оснащенная линейными ЭМТН в режиме ОАПВ показана на рис. 2.

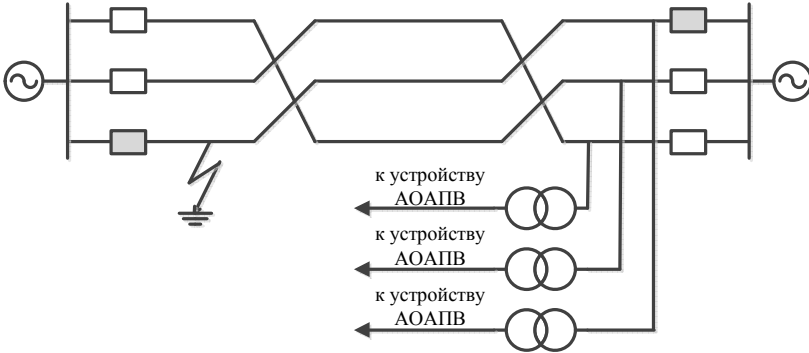


Рис. 2. Схема электропередачи с линейными ЭМТН в режиме горения дуги подпитки

Способ реализуется следующим образом. После подачи команды на отключение линейных выключателей поврежденной фазы на ней спустя два периода промышленной частоты посредством электромагнитных измерительных трансформаторов напряжения и аварийных цифровых регистраторов (самописцев) измеряют напряжение (u_n) в конце линии. По мере поступления измерительных данных в систему АОАПВ на скользящем временном отрезке (во временном окне), равном периоду промышленной частоты, непрерывно вычисляют среднее значение напряжения (u_{cp}) на отключённом проводе, а также, амплитуду основной гармонической составляющей промышленной частоты напряжения (u_{\sim}). Вычисление напряжений u_{\sim} и u_{cp} выполняют посредством применения прямого дискретного преобразования Фурье. Далее на основе полученных расчетных данных (u_{cp} и u_{\sim}) вычисляют отношение среднего измеренного напряжения к амплитуде основной гармонической составляющей:

$$K = \frac{u_{cp}}{u_{\sim}} .$$

Сигнал $K(kh)$ (где k – номер измерительного отсчета, h – шаг дискретизации по времени) обрабатывают линейным цифровым фильтром

нижних частот (ЛЦФНЧ) 1-го...2-го порядка [2] с частотой среза в 3 – 4 раза меньшей промышленной. В момент времени, когда на выходе ЛЦФНЧ модуль обработанного сигнала $K(kh)$ превысит пороговое значение, т.е. выполнится условие $K^*(kh) > 0.5$, отмечают факт гашения дуги подпитки на основе появления постоянной составляющей в напряжении отключенной фазы и фиксируют время $t_{\text{гаш}} = (kh)$. После установления факта гашения с временной задержкой $t_{\text{деион}} = 200$ мс, обеспечивающей надежную деионизацию ствола вторичной дуги, подают команду на повторное включение линейных выключателей отключенной фазы (рис. 3).

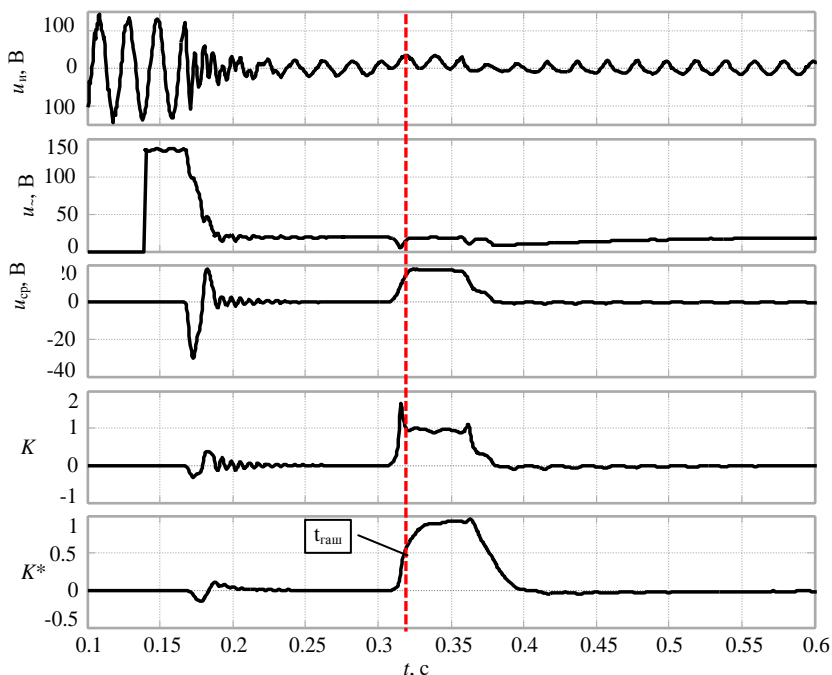


Рис. 3. Входной сигнал на отключенной фазе в цикле ОАПВ и его обработка для электропередачи, оснащенной ЭМТН

Вывод. Разработан способ адаптивного ОАПВ для ЛЭП без компенсации зарядной мощности, основанный на выделении постоянной составляющей в восстанавливаемом напряжении на отключенной фазе после гашения дуги подпитки, который не имеет зон нечувствительности по углу передачи мощности.

Библиографический список

1. Левинштейн. М.Л. Процессы при однофазном автоматическом повторном включении линий высоких напряжений. Под ред. М.Л. Левинштейна. – М.: Энергоатомиздат, 1991.
2. Сергиенко А. Б. Цифровая обработка сигналов. 2-е изд. — СПб: Питер, 2006.

*Ю.А. Мазурек, соискатель;
рук. Е.В. Калентионок, к.т.н., доцент
(БНТУ, г. Минск)*

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВИДА ОДНОФАЗНОГО ПОВРЕЖДЕНИЯ
В ВОЗДУШНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ**

Однофазные повреждения в воздушных электрических сетях составляют до 80 % от общего количества повреждений [1, 2].

Специфика режимов работы нейтрали и конструктивного исполнения линий электропередач 6 – 35 кВ не позволяют одновременно выявить повреждение и селективно определить место однофазного повреждения с помощью средств релейной защиты и автоматики. Как правило, защита от однофазных повреждений выполняется с действием на сигнал [3]. Длительность аварийного режима определяется временем поиска и устранения повреждения в электрических сетях. При этом, как свидетельствует практика эксплуатации электрических сетей, две трети всего времени на устранение аварийного режима уходит именно на поиск места повреждения [1].

Наиболее эффективным способом уменьшения времени поиска мест повреждений, является использование дистанционных методов и средств. В электрических сетях напряжением 110 кВ и выше эти методы широко используются. В распределительных электрических сетях они не нашли широкого применения, и для определения места повреждения используются, в основном, метод пробных включений или обход линий электропередачи с топографическими приборами [1]. Это связано с тем, что электрические сети 6 – 35 кВ имеют:

- 1) древовидную структуру;
- 2) значения токов при однофазном повреждении незначительно отличаются от токов в доаварийном режиме;
- 3) весьма различные виды однофазных повреждений:
 - замыкание на землю без обрыва провода;
 - замыкание на землю с обоих концов оборванного провода;

- замыкание на землю с обрывом провода и касанием земли со стороны питания;
- замыкание на землю с обрывом провода и касанием земли со стороны нагрузки;
- обрыв провода без замыкания на землю.

Такое разнообразие видов и характера повреждений не позволяет получить какой-либо один универсальный метод определения места повреждения. Для определения вида повреждения предложены специальные методы поиска места повреждения, и чтобы их применить, необходимо вначале определить вид однофазного повреждения. В настоящее время эффективного метода для решения данной задачи в электрических сетях 6 – 10 кВ не предложено.

Для исследования отличительных особенностей различных видов однофазного повреждения использовалась существующая распределительная сеть напряжением 10 кВ с изолированным режимом работы нейтрали.

Аварийные режимы исследовались с помощью системы динамического моделирования Simulink, которая является составной частью программного комплекса Matlab [5].

Замыкание на землю моделировалось в различных местах электрической сети при различных величинах переходного сопротивления R_d в месте повреждения, которое принималось равным от нуля (металлическое замыкание) до 1000 Ом.

В ходе вычислительного эксперимента фиксировались токи и напряжения в предаварийном и аварийном режимах, а также их симметричные составляющие и значения углов сдвига фаз напряжений прямой и нулевой последовательностей φ , токов прямой и обратной последовательностей δ . На основе данной информации осуществлялся поиск отличительных особенностей различных видов однофазных повреждений. К сожалению, следует констатировать, что, исходя из данных параметров, отличить замыкание на землю без обрыва провода от замыкания на землю с обоих концов оборванного провода не удалось. Поэтому данные виды повреждения в дальнейшем рассматриваются под общим названием «замыкание на землю». Утешительным фактором в данном случае является то, что методы определения места повреждения при данных видах замыкания на землю практически одинаковы.

При металлическом замыкании угол сдвига фаз напряжений прямой и нулевой последовательностей φ равен примерно 180° . При увеличении переходного сопротивления R_d в месте повреждения вектор напряжения нулевой последовательности поворачивается на меньший угол, следовательно, угол сдвига фаз напряжений прямой и нулевой последовательно-

стей уменьшается. По величине уменьшения угла φ можно судить о величине переходного сопротивления в месте замыкания.

Данное изменение угла φ характерно для однофазного замыкания на землю и замыкания на землю с обрывом провода и касанием земли со стороны питания. При этом угол φ существенно не зависит от места замыкания.

Для отличия данных видов повреждения необходимо дополнительно использовать информацию об изменении угла сдвига фаз токов прямой и обратной последовательностей. При замыкании на землю с обрывом провода и касанием провода земли со стороны питания угол сдвига фаз токов прямой и обратной последовательностей δ составляет примерно 180° (при близком повреждении угол незначительно больше 180° , при дальнем – меньше) вне зависимости от величины переходного сопротивления.

При металлическом замыкании на землю с обрывом провода и касанием провода земли со стороны нагрузки или обрыве провода без замыкания на землю угол сдвига фаз напряжений прямой и нулевой последовательностей φ составляет примерно 0° .

При увеличении переходного сопротивления R_d в месте повреждения данный угол незначительно растет.

Отличительной особенностью обрыва провода без замыкания на землю является незначительная величина тока нулевой последовательности ($I_0 < I_{зад}$). При замыкании на землю с обрывом провода и касанием провода земли со стороны нагрузки значение I_0 превышает заданное значение $I_{зад}$, учитывающее несимметричное значение нагрузки.

На основании данных исследований получен алгоритм определения вида однофазного повреждения в распределительной электрической сети с изолированной нейтралью, структурная схема которого представлена на рис. 1.

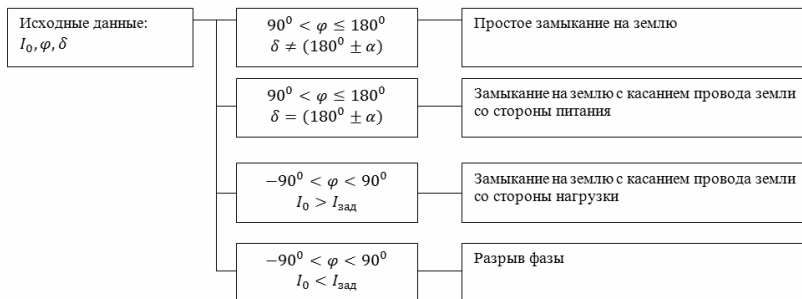


Рис. 1. Структурная схема определения вида однофазного повреждения

Исходными данными алгоритма являются: ток нулевой последовательности I_0 , угол сдвига фаз составляющих напряжений прямой и нулевой последовательностей φ , угол сдвига фаз составляющих токов прямой и обратной последовательностей δ .

Если величина угла φ принадлежит второй четверти координатной плоскости ($90^\circ < \varphi \leq 180^\circ$), то можно утверждать, что при выполнении условия $\delta \neq (180^\circ \pm \alpha)$ имеет место замыкание на землю, а при его невыполнении, т.е. $\delta = (180^\circ \pm \alpha)$, имеет место замыкание на землю с обрывом провода и касанием земли со стороны питания (где α – погрешность в определении величины угла δ , обусловленная расстоянием до места повреждения).

Если величина угла φ принадлежит первой либо четвертой четвертям координатной плоскости ($-90^\circ < \varphi < 90^\circ$), то можно утверждать, что при выполнении условия $I_0 < I_{\text{зад}}$ имеет место обрыв провода в сети без замыкания на землю, а при его невыполнении, т.е. $I_0 > I_{\text{зад}}$, имеет место замыкание на землю с касанием земли со стороны нагрузки.

ВЫВОДЫ

Исследованы различные виды однофазного повреждения в воздушной распределительной сети с изолированной нейтралью на основе системы динамического моделирования Simulink.

Разработан алгоритм определения вида однофазного повреждения в распределительной электрической сети с изолированной нейтралью по параметрам аварийного режима, с возможностью его реализации в функции определения места повреждения в устройствах микропроцессорной релейной защиты и автоматики.

Библиографический список

1. Шалыт Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях. – М: Энергоатомиздат, 1982.
2. Калентиюнок Е.В. Статистический анализ повреждаемости воздушных распределительных электрических сетей // Энергия и менеджмент. – № 4. – 2011.
3. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
4. Арцишевский Я.Л. Определение мест повреждения линий электропередачи в сетях с изолированной нейтралью. – М.: Высшая школа, 1989.
5. Дьяконов В.П., Пеньков А.А. MATLAB и Simulink в электроэнергетике: Справочник. – М.: Телеком, 2009.

Ю.В. Румянцев, асп.;
рук. И.В. Новаш, к.т.н., доцент
(БНТУ, г. Минск)

ВЛИЯНИЕ ДВИГАТЕЛЬНОЙ НАГРУЗКИ НА ПОВЕДЕНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ПРИ ЗАМЫКАНИЯХ В ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Кафедра «Электрические станции» БНТУ имеет большой опыт разработки компьютерных программ по оценке поведения устройств релейной защиты и автоматики электроэнергетических объектов. Для проверки поведения защиты используются токовые сигналы трансформаторов тока (ТТ), которые получают расчетным путем в ходе вычислительного эксперимента на компьютере для различных аварийных режимов защищаемого электрооборудования.

Влияние двигательной нагрузки на поведение релейной защиты линии 6 – 10 (35) кВ с односторонним питанием проводится с помощью компьютерной программы. Вычислительный эксперимент позволяет рассчитать и записать во внешний файл вторичные токи ТТ защищаемой линии, при коротких замыканиях (КЗ) на линии с учетом переходного сопротивления в точке замыкания, расстояния до места замыкания, наличия статической нагрузки в начале и в конце линии, а также работы асинхронного электродвигателя до возникновения замыкания и самозапуска двигателя в послеварийном режиме. Программа рассчитывает вторичные токи с учетом возможного насыщения магнитопроводов ТТ при замыканиях в линии и позволяет получать входные токовые сигналы защиты с учетом их нелинейных искажений. Это особенно важно при оценки поведения токовых защит.

Расчетная схема для проверки токовых защит линий, непосредственно питающихся от шин низкого напряжения (НН) понизительной подстанции (линия Л1), приведена на рис. 1. Для проверки селективности и защитоспособности первых ступеней защиты от междуфазных замыканий (токовые отсечки мгновенного действия) расчетной программой воспроизводятся двухфазные и трехфазные замыкания на самой защищаемой линии (точка К1 для линии Л1 и точка К2 для линии Л2). В расчетную схему для проверки защит линий, удаленных от шин НН, введена линия Л3 (рис. 2). Проверка защитоспособности вторых ступеней трехступенчатых защит проводится по программе с воспроизведением междуфазных замыканий на защищаемой линии и на смежном участке (точка К2 для линии Л2 и точка К3 для линии Л3). Короткие замыкания в конце смежных участков воспроизводятся для проверки чувствительности ступеней дальнего резервирования – максимальной токовой защиты.

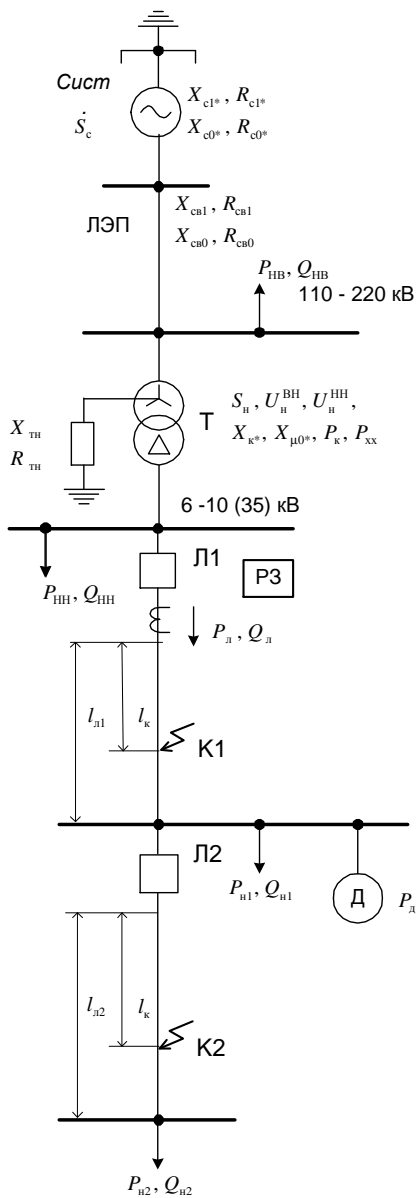


Рис. 1.

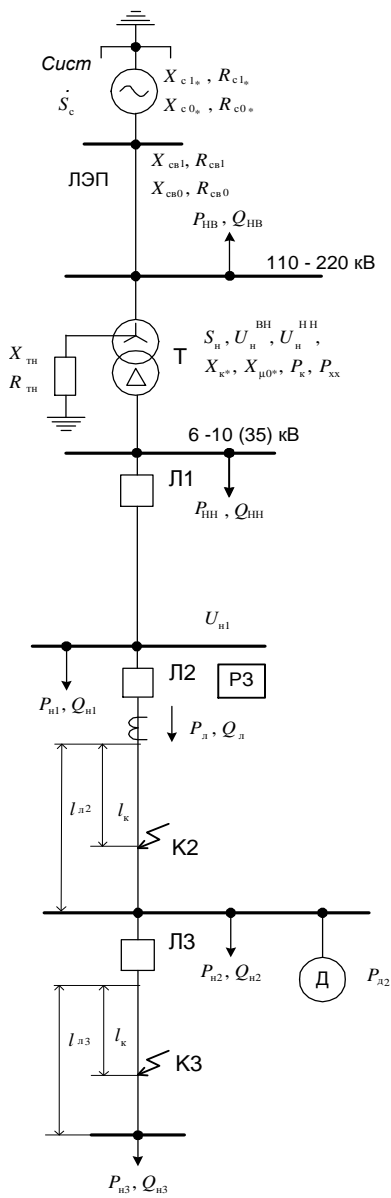


Рис. 2.

Диалоговое окно компьютерной программы представлено на рис. 3.

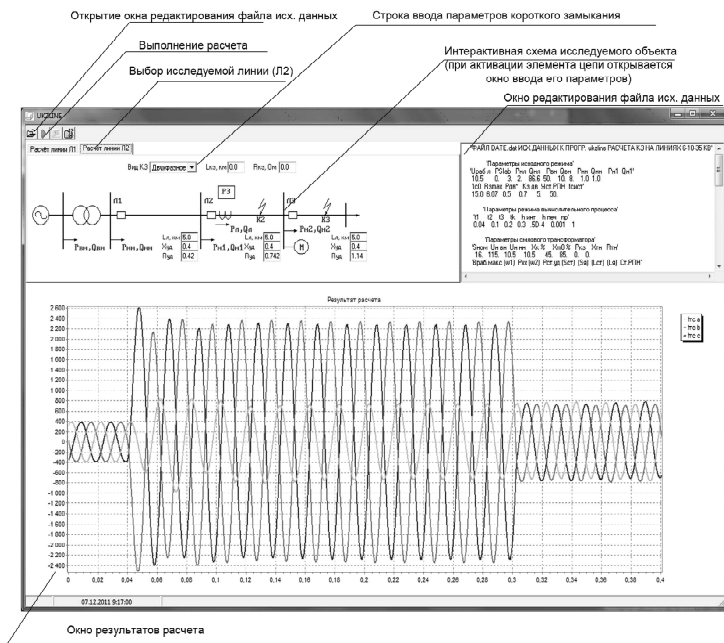


Рис. 3.

На рис. 4 приведены результаты расчета развивающегося двухфазного КЗ фаз AB , возникающего в момент времени $t_1 = 0,04$ с на расстоянии 4 км от шин НН силового трансформатора и переходящего в момент времени $t_2 = 0,1$ с в трехфазное КЗ. Отключение КЗ происходит в момент времени $t_3 = 0,3$ с, и выполняется расчет послеаварийного режима. Расчет послеаварийного режима завершается при достижении момента времени $t_k = 0,4$ с. Отличие значений тока в режиме, предшествующем аварийному ($0 - t_1$), и в послеаварийном ($t_{па} = t_k - t_3$) объясняется наличием двигательной нагрузки и самозапуском электродвигателя в момент отключения КЗ.

Малые значения $t_{па}$ позволяют проследить правильность воспроизведения самого процесса отключения, продолжающегося около одного периода. Для того чтобы проследить процесс самозапуска двигательной нагрузки, величина $t_{па}$ выбирается до 1 – 2 с. На рис. 5 представлены графики того же послеаварийного режима, что и на рисунке 4, но при $t_{па} = 1$ с.

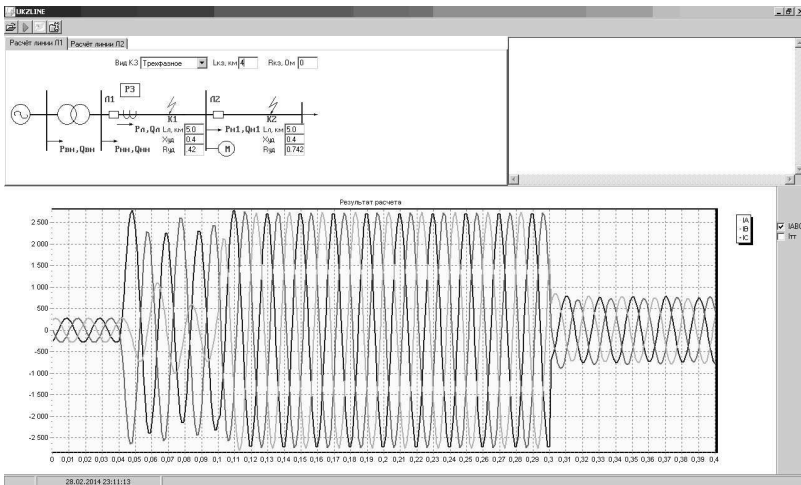


Рис. 4.

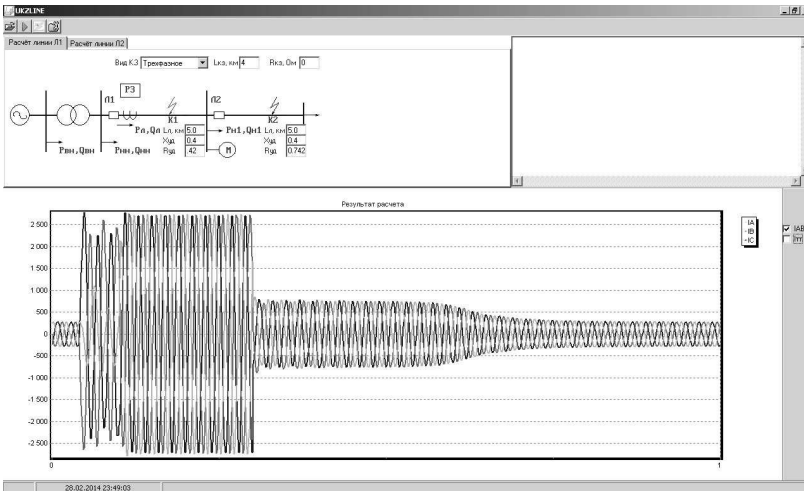


Рис. 5.

Библиографический список

1. **Новаш И.В.** Математическое моделирование коммутационных режимов в электроустановках с трансформаторами / И.В. Новаш, Ф.А. Романюк. – Минск : БНТУ, 2013. – 226 с.

Е.С. Зайцев, асп.;
рук В.Д. Лебедев, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)

РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПОДВОДНОГО БРОНИРОВАННОГО КАБЕЛЯ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

В работах [1, 2] авторами производился аналитический расчёт электрических параметров кабеля с двумя металлическими оболочками в зависимости от частоты. В результате теоретических выкладок получились весьма сложные выражения для внутренних сопротивлений оболочек кабеля. Применять такие формулы для инженерных расчётов и исследований неудобно, поэтому в данной работе авторы рассматривают решение подобной задачи методом конечных элементов в программном комплексе COMSOL Multiphysics.

Для создания модели в программе COMSOL Multiphysics необходимо выбрать соответствующий тематический раздел: AC/DC Module/Quasi-Statics Magnetic/Perpendicular Induction Currents, Vector Potential. В случае выбора в настройках параметров решателя гармонического расчёта, в данном разделе решается дифференциальное уравнение плоскопараллельного квазистационарного электромагнитного поля, для комплексной компоненты векторного магнитного потенциала A_z :

$$(j\omega\gamma)\dot{A}_z + \operatorname{rot}\left(\frac{1}{\mu_a}\operatorname{rot}(\dot{A}_z)\right) = \gamma\frac{\Delta U}{L} + J_z^e, \quad (1)$$

где ϵ_a – абсолютная диэлектрическая проницаемость, Ф/м; ΔU – продольное напряжение, прикладываемое к элементу конструкции модели, В; L – длина конструкции, м; J_z^e – плотность тока, создаваемая сторонними источниками, А/м.

Далее модель строим в соответствии с параметрами и допущениями, принятыми в [1]. Длина конструкции – 1 м. На границе модели принимаем условие равенства нулю векторного магнитного потенциала. Сама граница представляет собой окружность радиусом 2 метра. Проводимость окружающего кабель пространства принимаем равной нулю.

В данном тематическом разделе COMSOL Multiphysics входными электрическими параметрами являются продольные напряжения на проводящих элементах конструкции, а в рассмотренной в [1] математической модели – комплексы токов в этих элементах. Чтобы привести в со-

ответствие входные параметры этих моделей необходимо вычислить матрицу собственных и взаимных продольных сопротивлений проводящих элементов конструкции (рис. 1), которая связывает продольные напряжения и токи в этих элементах, изображённые на рис. 1, в соответствии с уравнением:

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_{жк} \\ \dot{U}_{э} \\ \dot{U}_{б} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{жк,жк} & \underline{Z}_{жк,э} & \underline{Z}_{жк,б} \\ \underline{Z}_{э,жк} & \underline{Z}_{э,э} & \underline{Z}_{э,б} \\ \underline{Z}_{б,жк} & \underline{Z}_{б,э} & \underline{Z}_{б,б} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_{жк} \\ \dot{I}_{э} \\ \dot{I}_{б} \end{bmatrix}, \quad (2)$$

где $U_{жк}$, $U_{э}$, $U_{б}$ – продольные напряжения на проводящих элементах конструкции кабеля на единицу длины, В/м; $Z_{жкжк}$, $Z_{жкэ}$, $Z_{жкб}$... $Z_{бб}$, – собственные и взаимные сопротивления проводящих элементов на единицу длины, Ом/м; $I_{жк}$, $I_{э}$, $I_{б}$ – токи в проводящих элементах конструкции кабеля, А. При этом:

$$[Z] = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{жк,жк} & \underline{Z}_{жк,э} & \underline{Z}_{жк,б} \\ \underline{Z}_{э,жк} & \underline{Z}_{э,э} & \underline{Z}_{э,б} \\ \underline{Z}_{б,жк} & \underline{Z}_{б,э} & \underline{Z}_{б,б} \end{bmatrix} = [Y]^{-1} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{жк,жк} & \underline{Y}_{жк,э} & \underline{Y}_{жк,б} \\ \underline{Y}_{э,жк} & \underline{Y}_{э,э} & \underline{Y}_{э,б} \\ \underline{Y}_{б,жк} & \underline{Y}_{б,э} & \underline{Y}_{б,б} \end{bmatrix}, \quad (3)$$

где $[Y]$ – матрица собственных и взаимных проводимостей на единицу длины, См/м.

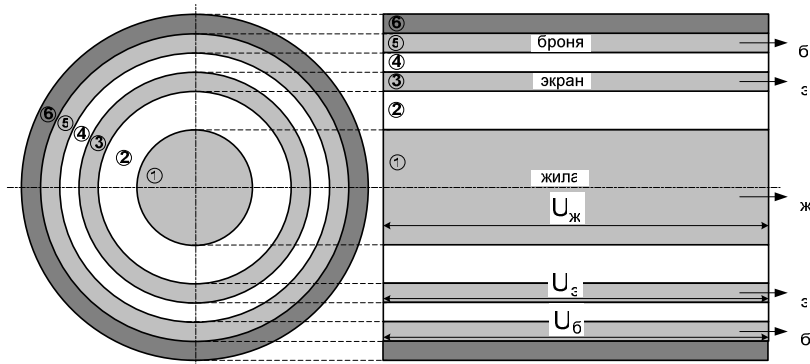


Рис. 1. Продольное и поперечное сечения кабеля

Тогда вычислить матрицу продольных сопротивлений можно с помощью рассматриваемой компьютерной модели, путём выполнения

ряда вычислительных экспериментов в приведенной ниже последовательности:

1) Задать на жиле напряжение в 1 В а на остальных проводниках 0 В ($U_{ж} = 1$ В, $U_3 = 0$ В, $U_6 = 0$ В), произвести расчёт модели и определить комплексы токов во всех токоведущих частях ($I_{жж}$, $I_{жэ}$, $I_{жб}$).

2) Поменять напряжения, задав единицу в экране ($U_{ж} = 0$ В, $U_3 = 1$ В, $U_6 = 0$ В), определить токи ($I_{эж}$, $I_{э3}$, $I_{э6}$) и повторить операцию, определив $I_{бж}$, $I_{б3}$, $I_{б6}$.

3) Определить соответствующие комплексы собственных и взаимных проводимостей и заполнить матрицу проводимостей:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{ж,ж} &= \frac{\dot{I}_{ж,ж}}{I}; \quad \underline{Y}_{ж,э} = \frac{\dot{I}_{ж,э}}{I}; \quad \underline{Y}_{ж,б} = \frac{\dot{I}_{ж,б}}{I}; \\ \underline{Y}_{э,ж} &= \frac{\dot{I}_{э,ж}}{I}; \quad \underline{Y}_{э,э} = \frac{\dot{I}_{э,э}}{I}; \quad \underline{Y}_{э,б} = \frac{\dot{I}_{э,б}}{I}; \\ \underline{Y}_{б,ж} &= \frac{\dot{I}_{б,ж}}{I}; \quad \underline{Y}_{б,э} = \frac{\dot{I}_{б,э}}{I}; \quad \underline{Y}_{б,б} = \frac{\dot{I}_{б,б}}{I}. \end{aligned} \quad (4)$$

4) Найти $[\underline{Z}]$ как обратную матрицу проводимостей $[\underline{Y}]^{-1}$.

Используя данную методику, находим матрицу $[\underline{Z}]$ для рассматриваемой конструкции кабеля при частоте тока 50 Гц:

$$[\underline{Z}] = \begin{bmatrix} 1,33 \cdot 10^{-5} + j2,82 \cdot 10^{-4} & 2,3 \cdot 10^{-7} + j2,23 \cdot 10^{-4} & 1,1 \cdot 10^{-7} + j2,15 \cdot 10^{-4} \\ 2,3 \cdot 10^{-7} + j2,23 \cdot 10^{-4} & 2,13 \cdot 10^{-4} + j2,22 \cdot 10^{-4} & 1,1 \cdot 10^{-7} + j2,15 \cdot 10^{-4} \\ 1,1 \cdot 10^{-7} + j2,15 \cdot 10^{-4} & 1,1 \cdot 10^{-7} + j2,15 \cdot 10^{-4} & 8,49 \cdot 10^{-6} + j2,14 \cdot 10^{-4} \end{bmatrix}.$$

Теперь, зная $[\underline{Z}]$, можно легко найти напряжения, которые нужно задать для соответствующих проводящих областей в окне "Subdomain Settings" таким образом, чтобы токи в них соответствовали принятым в [1] ($I_{ж} = e^{j120^\circ}$, $I_3 = 0,6e^{-j120^\circ}$, $I_6 = 0,4e^{j60^\circ}$):

$$[\dot{U}] = [\underline{Z}][\dot{I}] = \begin{bmatrix} -0.0002097 - j0.00015336 \\ -0.00021594 - j0.00024538 \\ -0.00014725 - j0.00012634 \end{bmatrix} \text{ В.} \quad (5)$$

Сопоставим графики распределения плотности тока, полученные аналитически [1] и численным методом (рис. 2 – 3). Из рисунков видно

полное совпадение графиков, что говорит о безошибочности расчётов в рамках принятых условий и допущений.

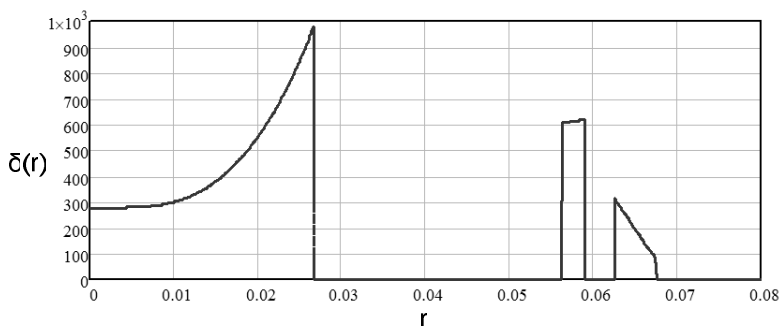


Рис. 2. График распределения плотности тока, полученный аналитически

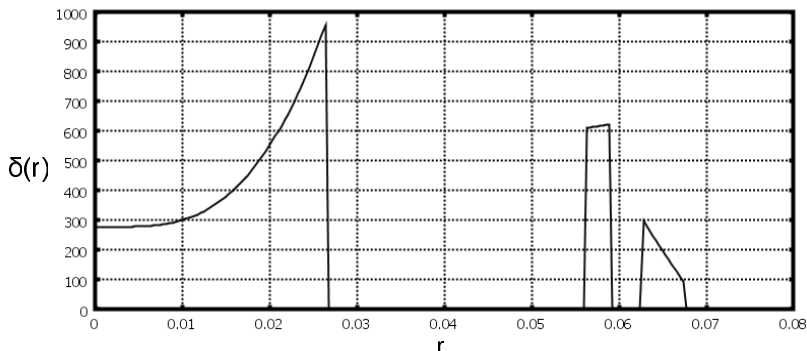


Рис. 3. График распределения плотности тока, полученный численным методом

Внутренние сопротивления в проводящих областях на единицу длины можно найти, зная энергию магнитного поля и мощность потерь на нагрев в проводниках, по формулам:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{\text{жс}} &= R_{\text{жс}} + jX_{\text{жс}} = \frac{2P_{\text{жс}}}{I_{\text{жс}}^2} + j \frac{8\pi fW_{\text{жс}}^m}{I_{\text{жс}}^2}; \\ \underline{Z}_{\text{с}} &= R_{\text{с}} + jX_{\text{с}} = \frac{2P_{\text{с}}}{I_{\text{с}}^2} + j \frac{8\pi fW_{\text{с}}^m}{I_{\text{с}}^2}; \\ \underline{Z}_{\text{б}} &= R_{\text{б}} + jX_{\text{б}} = \frac{2P_{\text{б}}}{I_{\text{б}}^2} + j \frac{8\pi fW_{\text{б}}^m}{I_{\text{б}}^2}, \end{aligned} \quad (6)$$

где W^m – энергия электромагнитного поля в проводящем слое на единицу длины (1 м), Дж/м; P – тепловые потери в проводящем элементе конструкции на единицу длины, Вт/м; R , X – соответственно активное и реактивное сопротивления проводящего элемента конструкции на единицу длины, Ом/м; I – модуль тока в проводящем элементе конструкции, А.

Энергия магнитного поля и потери на нагрев в модели находим путём интегрирования соответствующих величин по площади поперечного сечения проводника:

$$W^m = \int_s w^m ds; P = \int_s p ds, \quad (7)$$

где w – объёмная плотность энергии магнитного поля, Дж/м³; p – объёмная плотность тепловыделения, Вт/м³.

Теперь сравним численный и аналитический способы расчёта сопротивлений, сопоставив их значения, рассчитанные с помощью компьютерной модели и по формулам, полученным в [1] при частоте 50 Гц:

Таблица 1. Сопротивления проводящих элементов конструкции кабеля рассчитанные численным и аналитическим методом

	Аналитическая формула	Компьютерная модель
$Z_{ж}$	0,0000130471+j0,0000106951 Ом/м	0,0000130481+j0,0000106984 Ом/м
$Z_{з}$	0,0002125824+j0,0000067195 Ом/м	0,0002125792+j0,0000067204 Ом/м
$Z_{б}$	0,0000095246+j0,000232791 Ом/м	0,0000095175+j0,000232804 Ом/м

Расчёты совпадают до третьей значащей цифры после запятой включительно, что свидетельствует об адекватности компьютерной модели электромагнитного поля в сечении коаксиального кабеля на основе метода конечных элементов. С помощью полученной модели удобнее производить расчёт и визуализацию различных электрических параметров исследуемого кабеля. Кроме того, использование численного метода при решении уравнения электромагнитного поля (1) позволяет вычислять частотные характеристики в более широких пределах частот тока в отличие от сложных выражений, содержащих функции Бесселя.

Библиографический список

1. В.Д. Лебедев, В.К. Слышалов, Е.С. Зайцев. Математическое моделирование электромагнитного поля коаксиального кабеля с двумя металлическими оболочками // Вестник ИГЭУ. – 2014. – № 1.
2. В.Д. Лебедев, В.К. Слышалов, Е.С. Зайцев. Расчёт электрических параметров многослойных цилиндрических объектов // Материалы VIII международной науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых учёных "Энергия-2013" в 7 т. – Т. 3, ч. 1. – С. 181 – 185.

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

О ТРЕБОВАНИЯХ К ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ЗАЩИТ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ КАБЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6 – 10 кВ НА ОСНОВЕ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ

Введение. Постановка задачи. Защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ), основанные на использовании для действия электрических величин переходных процессов получают все более широкое применение в электрических сетях среднего напряжения, работающих с изолированной нейтралью, с заземлением нейтрали через высокоомный резистор и, прежде всего, в сетях с резонансным заземлением нейтрали через дугогасящий реактор. Это объясняется тем, что только защиты на основе переходных процессов обеспечивают возможность фиксации наиболее опасных дуговых перемежающихся ОЗЗ и кратковременных самоустраняющихся пробоев изоляции, информация о которых может быть использована для диагностики состояния изоляции элементов сети.

Наиболее широкое применение в кабельных и воздушных сетях среднего напряжения получили устройства защиты, основанные на контроле направления мощности нулевой последовательности в переходных режимах ОЗЗ (направленные защиты), по принципу действия не требующие выбора уставок по току и напряжению нулевой последовательности. Практически условия применимости таких устройств защиты определяются только возможностью обеспечения их чувствительности в наиболее тяжелых условиях функционирования:

$$K_q = \frac{I_{т.мин}}{I_{0с.з.мин}} \geq K_{ч.мин}, \quad (1)$$

где $I_{т.мин}$ – минимальная амплитуда переходного тока ОЗЗ в наиболее тяжелых расчетных условиях функционирования защиты; $I_{0с.з.мин}$ – минимальный ток срабатывания защиты; $K_{ч.мин}$ – минимально допустимое значение коэффициента чувствительности для защит от ОЗЗ на основе переходных процессов.

Из (1) можно видеть, что для оценки устойчивости функционирования защит на основе переходных процессов необходима оценка реально возможных в кабельных сетях 6 – 10 кВ амплитуд переходных токов $I_{т.мин}$.

Определение расчетных условий для оценки $I_{т\ мин}$ в кабельных сетях 6 – 10 кВ. Особенностью устройств защиты от ОЗЗ кабельных сетей 6 – 10 кВ, реагирующих на переходные токи, является то, что значение воздействующей величины – амплитуды переходного тока в поврежденном присоединении $I_{т\ мин}$ зависит не только от параметров сети и защищаемого присоединения, но и от момента возникновения пробоя изоляции (начальной фазы пробоя изоляции φ_{np}), что должно учитываться при определении наиболее тяжелых расчетных условий.

Принято считать, что пробой изоляции фазы сети на землю и возникновение ОЗЗ наиболее вероятно при напряжении на поврежденной фазе, близком к амплитуде $U_m = \frac{U_{ном}\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = \frac{(6...10)\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$ кВ. Анализ причин

возникновения ОЗЗ в кабельных сетях показывает [например, 1, 2], что примерно 90 % всех ОЗЗ в кабельных сетях 6 – 10 кВ обусловлено причинами, при которых пробой изоляции возникает при напряжении на фазе $u(t) \rightarrow U_m$ (т.е. при $\varphi_{np} \rightarrow \pi/2$), и около 10 % ОЗЗ – по причинам, при которых нарушение изоляции возможно практически при любом значении напряжения $u(t)$ (при любой начальной фазе пробоя φ_{np}) [1]. К таким причинам относятся, например, возникновение ОЗЗ вследствие воздействия импульсных внутренних или внешних перенапряжений, включение выключателя линии с устойчивым ОЗЗ и др.

Примем, что для указанных 10 % причин возникновения ОЗЗ в кабельных сетях 6 – 10 кВ имеет место равномерное распределение начальной фазы пробоя в диапазоне $0 \leq \varphi_{np} \leq \pi$. Чем меньше φ_{np} , тем меньше амплитуда переходного тока. Тогда вероятность отказа срабатывания защиты от ОЗЗ $P_{отк. ср} = 1 - P_{ср}$ вследствие недостаточной чувствительности (недостаточной для срабатывания амплитуды переходного тока $I_{т\ мин}$) будет не более 1 % (т.е. вероятность срабатывания $P_{ср} \geq 0,99$), если ОЗЗ возникнет в диапазоне углов

$$\begin{aligned} 0 \leq \varphi_{np} < 0,1\pi; \\ 0,9\pi < \varphi_{np} \leq \pi. \end{aligned} \tag{2}$$

Амплитуда переходного тока уменьшается при уменьшении суммарного емкостного тока сети $I_{c\Sigma}$ и при увеличении удаленности места пробоя изоляции от шин источника питания.

При углах пробоя изоляции $\varphi_{np} \rightarrow \pi/2$ падение напряжения на дуге, не превышающее в кабелях 6 – 10 кВ 50 ... 100 В [3], практически не ока-

зывает влияния на амплитуду переходного тока, однако при малых углах пробоя изоляции $\varphi_{np} \leq 0,1\pi$ влиянием падения напряжения на дуге пренебрегать уже нельзя.

Применение входных фильтров, ограничивающих верхнюю частоту рабочего диапазона частот $f_в$ устройств защиты от ОЗЗ на основе переходных процессов, приводит к уменьшению амплитуды сигнала на входе измерительного органа защиты, что эквивалентно уменьшению амплитуды первичного тока.

С учетом изложенного, расчетными для определения минимального значения амплитуды переходного тока в кабельных сетях 6 – 10 кВ и определения требований к чувствительности устройств защиты от ОЗЗ на основе переходных процессов являются следующие расчетные условия:

- 1) кабельная сеть имеет минимальный суммарный емкостный ток $I_{c\Sigma}$;
- 2) номинальное напряжение сети $U_{ном} = 6$ кВ;
- 3) пробой изоляции происходит в наиболее удаленной от шин центра питания (ЦП) точке сети;
- 4) пробой изоляции возникает при угле $\varphi_{np} = 0,1\pi$ (или $\varphi_{np} = 0,91\pi$);
- 5) должно учитываться влияние переходного сопротивления дуги на месте ОЗЗ на амплитуду переходного тока;
- 6) должно учитываться влияние фильтров, ограничивающих верхнюю частоту рабочего диапазона частот устройства защиты.

Для защит от ОЗЗ, основанных на использовании токов не промышленной частоты, минимально допустимое значение коэффициента чувствительности $K_{ч. мин}$, как правило, принимается большим по сравнению с защитами на основе составляющих промышленной частоты. Например, для защит от ОЗЗ на основе переходных процессов или высших гармоник $K_{ч. мин. доп}$ рекомендуется принимать не меньше, чем 2,5 – 3 [например, 1, 4]. Это связано с тем, что на устойчивость функционирования защит первого типа оказывает влияние большее число погрешностей, чем на устойчивость функционирования защит второго типа. Кроме того, ряд погрешностей функционирования, учитываемых в значении $K_{ч. мин}$, для защит, основанных на использовании токов не промышленной частоты, как правило, больше, чем для защит на основе составляющих промышленной частоты (например, погрешности расчета электрических величин и др.). Учитывая это, для защит от ОЗЗ на основе переходных процессов представляется целесообразным принять в (1) $K_{ч. мин} \geq 3$.

Обоснование рабочего диапазона частот устройств защиты, основанных на использовании электрических величин переходного процесса. Для обоснования рабочего частотного диапазона устройств защиты кабельных сетей 6 – 10 кВ от ОЗЗ на основе переходных процес-

сов целесообразно оценить диапазон изменения частот основных составляющих (разрядной и зарядной) переходного тока при ОЗЗ в целом.

В зависимости от параметров сети и удаленности места ОЗЗ от шин ЦП частота разрядных колебаний (основной частотной составляющей) может изменяться в диапазоне от единиц до сотен килогерц, частота зарядной составляющей – от сотен герц до единиц килогерц. Обеспечить функционирование устройств защиты от ОЗЗ на основе переходных процессов в таком большом диапазоне частот нельзя из-за нарушений при высоких частотах соотношений токов нулевой последовательности $3i_{0\text{нен. } i}$ i -го поврежденного и $3i_{0\text{нов. } j}$ j -го неповрежденного присоединений

$$3i_{0\text{нен. } i} \approx 3C_{0i} \frac{du_0}{dt}; \quad (3)$$

$$3i_{0\text{нов. } j} \approx -3(C_{0\Sigma} - C_{0j}) \frac{du_0}{dt}, \quad (4)$$

где C_{0i} – емкость фазы на землю неповрежденного i -го присоединения; $C_{0\Sigma}$ – суммарная емкость фазы на землю сети; C_{0j} – емкость фазы на землю поврежденного j -го присоединения.

Выполнение соотношений (3) и (4), обеспечивающих возможность распознавания поврежденного и неповрежденного присоединения (селективность) не только в начальный момент времени, но и на всем интервале времени существования электрических величин нулевой последовательности переходного процесса, возможно только в ограниченном рабочем диапазоне частот устройства защиты от ОЗЗ. Кроме того, ограничением верхней частоты f_e рабочего диапазона требуется также по техническим причинам (например, из-за ограниченной частоты выборки АЦП в цифровых устройствах защиты, ограниченного диапазона частот, пропускаемых с допустимыми погрешностями искажений кабельными ТТНП и ТН, а также вторичными преобразователями тока и напряжения схемы формирования сравниваемых величин и др.). Поэтому верхняя частота рабочего диапазона частот устройств защиты от ОЗЗ на основе переходных процессов должна быть ограничена с помощью фильтров. Практически это означает необходимость подавления высокочастотных разрядных составляющих переходных токов и напряжения нулевой последовательности.

Анализ результатов вычислительных экспериментов, выполненных на моделях кабельных сетей 6 – 10 кВ промышленного электроснабжения, городского электроснабжения и кабельной сети смешанного электроснабжения, питаемой от шин ГРУ ТЭЦ показал, что для обеспечения выполнения с приемлемыми погрешностями соотношений (3) и (4) рабо-

чий диапазон частот устройств защиты, основанных на использовании электрических величин переходного процесса, должен быть ограничен верхней частотой $f_e \leq 2 \dots 3$ кГц.

Оценки минимальной амплитуды переходного тока при ОЗЗ для расчетных условий на математической модели кабельной сети 6 кВ. Статистический анализ данных по кабельным сетям 6 – 10 кВ систем промышленного электроснабжения показал, что минимальное значение суммарного емкостного $I_{c\Sigma \text{ мин}} \approx 3$ А. Для сетей с такими маленькими значениями $I_{c\Sigma}$ максимальная длина кабельных линий l_l обычно не превышает 300 м, минимальное сечение жил кабелей 50 – 70 мм².

С учетом изложенного для оценки минимальных амплитуд переходных токов разработана расчетная схема кабельной сети 6 кВ в среде моделирования Matlab (рис. 1). При расчете принимались следующие расчетные условия (табл. 1).

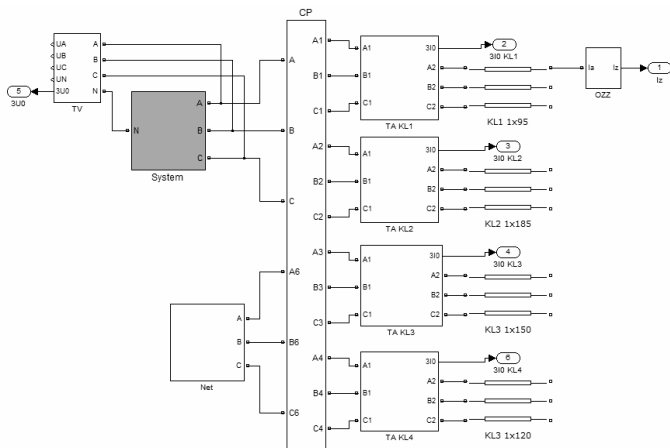


Рис. 1. Расчетная схема кабельной сети 6 – 10 кВ в Matlab

Таблица 1. Расчетные условия для оценки минимальной амплитуды переходного тока при ОЗЗ в кабельных сетях 6 – 10 кВ

$U_{ном}$, кВ	$I_{c\Sigma}$, А	l_l , м	$F_{кл}$, мм ²	$\Phi_{пр}$, рад	U_0 , В	R_0 , Ом	$f_{в ФНЧ}$, Гц	$I_{c \text{ собс. повре}}$, о.е.
6	3	300	50	$0,1\pi$	100	0,1	2000	0,1

Расчеты на модели показали, что в кабельных сетях 6 – 10 кВ в наиболее тяжелых расчетных условиях функционирования минимальное значение амплитуды переходного тока Zi_0 в поврежденной линии может со-

ставлять 3 – 3,5А. Для обеспечения требуемой чувствительности ($K_{ч. мин} = 3$) в кабельных сетях 6 – 10 кВ минимальный ток срабатывания устройств защиты на основе переходных процессов в рабочем диапазоне частот должен иметь величину порядка 1 А.

Заключение

1. На основе исследований на моделях кабельных сетей 6 – 10 кВ показано, что для непрерывного сравнения электрических величин переходного процесса на интервале времени существования переходного тока верхняя частота рабочего диапазона частот устройств защиты от замыканий на землю на основе переходных процессов должна быть ограничена значением 2 кГц.

2. Для обеспечения требуемой чувствительности ($K_{ч. мин} \geq 3$) в кабельных сетях 6 – 10 кВ минимальный первичный ток срабатывания устройств защиты на основе переходных процессов должен иметь величину порядка 1 А.

Библиографический список

1. **Шуин В.А.** Защита от замыканий на землю компенсированных кабельных сетей 6 – 10 кВ с использованием принципа сравнения амплитуд переходных токов в присоединениях / Дис. ... канд. техн. наук. – Москва, МЭИ, 1974.
2. **Беляков Н.Н.** Исследование перенапряжений при дуговых замыканиях на землю в сетях 6 и 10 кВ с изолированной нейтралью // Электричество. – 1957. – № 5. – С. 31 – 36.
3. **Кискачи В.М.** Селективность сигнализации замыканий на землю с использованием высших гармоник // Электричество. – 1967. – № 9. – С. 24 – 29.
4. **Алексеев В.Г.** Токовая защита ЗГНП-4.2 от замыканий на землю в обмотке статора генератора, работающего на сборные шины // Электрические станции. – 2006. – № 2. – С. 51 – 56.

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

ОЦЕНКА НЕСТАБИЛЬНОСТИ УРОВНЯ ВЫСШИХ ГАРМОНИК В ТОКЕ ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В КОМПЕНСИРОВАННЫХ КАБЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6 – 10 кВ

Введение. В компенсированных сетях среднего напряжения, к которым относится большая часть кабельных сетей 6–10 кВ промышленного и городского электроснабжения, наиболее широкое применение получи-

ли максимальные токовые защиты, основанные на использовании принципа абсолютного замера ВГ в токе нулевой последовательности защищаемого присоединения. Условия применимости (селективности и чувствительности) указанных защит от ОЗЗ на основе ВГ определяются двумя основными факторами:

1) минимальным уровнем гармоник в емкостном токе ОЗЗ (и соответственно, в токе $3i_0$ поврежденного присоединения), определяющим требования к чувствительности защит от ОЗЗ на основе ВГ (как токовых, так и направленных);

2) степенью нестабильности общего уровня ВГ в токе ОЗЗ, определяющей условия селективности несрабатываний при внешних ОЗЗ и чувствительности при внутренних ОЗЗ токовых защит абсолютного замера и характеризующей параметром [1]:

$$Z = \frac{\alpha_{\max}}{\alpha_{\min}}, \quad (1)$$

где α_{\max} , α_{\min} – соответственно максимальный и минимальный общий уровень ВГ в суммарном емкостном токе сети $I_{c\Sigma}$.

Оценки минимального уровня ВГ в токе ОЗЗ компенсированных сетей 6 – 10 кВ ранее были даны в работах Кискачи В.М. и Жежеленко И.В. [2, 3]. Оценки параметра Z также даны в работах Кискачи В.М. [1]. По данным [1] значение параметра Z в кабельных сетях 6 – 10 кВ не превышает 3 ... 4.

Указанные оценки получены в конце 60-х годов на основе упрощенных аналитических методов расчета и моделей сетей 6 – 10 кВ или отдельных экспериментальных данных. Опыт эксплуатации защит на основе ВГ не всегда подтверждает сделанные на основе указанных исследований оценки в части селективности и чувствительности, а также области возможного применения защит на основе ВГ в компенсированных сетях 6 – 10 кВ [например, 4].

Уточненные оценки минимального уровня ВГ в токе ОЗЗ, полученные на математических моделях компенсированных кабельных сетей 6–10 кВ, даны в [5, 6]. Целью данной работы является оценка области возможных значений параметра Z , характеризующего степень нестабильности общего уровня гармоник в токах ОЗЗ компенсированных кабельных сетей 6 – 10 кВ.

Факторы, влияющие на степень нестабильности уровня ВГ. Параметр Z , характеризующий степень нестабильности уровня ВГ в токе ОЗЗ, можно представить в следующей форме:

$$Z = \frac{I_{\Sigma \max}}{I_{\Sigma \min}} = \frac{\alpha_{\max} I_{C\Sigma}}{\alpha_{\min} I_{C\Sigma}} = \frac{\alpha_{\max}}{\alpha_{\min}}, \quad (2)$$

где α_{\max} , α_{\min} – соответственно максимальный и минимальный суммарный уровень ВГ по отношению к суммарному емкостному току сети $I_{C\Sigma}$.

Если принять, что измерительные органы устройств защиты на основе ВГ реагируют на среднеквадратичные (эффективные, действующие) значения гармоник 5 ... 13-го порядков [1, 2], то абсолютные значения токов ВГ определяются из выражений

$$I_{\Sigma \max} = \sqrt{\sum_{\nu=3}^{13} I_{\nu \Sigma \max}^2}; \quad (3)$$

$$I_{\Sigma \min} = \sqrt{\sum_{\nu=3}^{13} I_{\nu \Sigma \min}^2}. \quad (4)$$

Степень нестабильности общего уровня ВГ Z может изменяться как в течение суток из-за нестабильности уровня напряжения в сети, изменения состава и величины нагрузки трансформаторов, изменения режимов работы нагрузки, отключения/подключения различных приемников в течение суток. При наличии в составе комплексной нагрузки ЦП вентилярных преобразователей (ВП) именно они определяют максимальный уровень ВГ в напряжениях сети и, соответственно, в токах ОЗЗ [7]. Минимальный уровень ВГ в токах ОЗЗ имеет место в тех сетях или в тех режимах их работы, когда ВП в составе комплексной нагрузки практически отсутствуют, и основным источником ВГ являются трансформаторы приемных подстанций [2].

С учетом этого основными факторами, определяющими степень нестабильности уровня ВГ в токах ОЗЗ кабельных сетей 6-10 кВ, являются:

- состав комплексной нагрузки узла (ЦП);
- изменения нагрузки в течение суток (суточный график нагрузки);
- изменения режимов работы ВП в составе комплексной нагрузки;
- колебания напряжения в сети.

Для большинства предприятий наибольшее влияние на степень нестабильности уровня ВГ оказывают первые два фактора.

Приближенная аналитическая оценка степени нестабильности уровня ВГ в токе ОЗЗ кабельных сетей 6 – 10 кВ. Для приближенной оценки степени нестабильности уровня ВГ в токах ОЗЗ компенсированных кабельных сетей 6 – 10 кВ примем, что в состав комплексной нагрузки ЦП источниками ВГ являются только силовые трансформаторы 6 – 10/0,4 кВ

приемных подстанций и вентиляные преобразователи. Тогда максимальный и минимальный относительные уровни ν -й гармоники в фазных токах и, пропорциональные им уровни ν -й гармоники в фазных напряжениях, генерируемых указанными источниками, можно определить из выражений:

$$k_{U\nu\max} = \frac{U_{\nu\max}}{U_{\phi.m}} \approx \left| \dot{k}_{U\nu\max}^{(T)} + \dot{k}_{U\nu\max}^{(ВП)} \right|; \quad (5)$$

$$k_{U\nu\min} = \frac{U_{\nu\min}}{U_{\phi.m}} \approx \left| \dot{k}_{U\nu\min}^{(T)} + \dot{k}_{U\nu\min}^{(ВП)} \right|. \quad (6)$$

где $k_{U\nu\max}^{(T)}$, $k_{U\nu\max}^{(ВП)}$, $k_{U\nu\min}^{(T)}$, $k_{U\nu\min}^{(ВП)}$ – соответственно максимальные и минимальные уровни ν -й гармоники, генерируемые силовыми трансформаторами (Т) и вентиляными преобразователями (ВП).

Индекс комплексной величины учитывает, что гармоники ν -го порядка, генерируемые разными источниками, в общем случае не совпадают по фазе.

Суммарные относительные максимальные и минимальные уровни гармоник 5 ... 13 порядка, доминирующих в токах указанных источников и учитываемых при выполнении устройств защиты от ОЗЗ:

$$k_{\nu\Sigma\max} = \sqrt{k_{5\Sigma\max}^2 + k_{7\Sigma\max}^2 + k_{11\Sigma\max}^2 + k_{13\Sigma\max}^2}; \quad (7)$$

$$k_{\nu\Sigma\min} = \sqrt{k_{5\Sigma\min}^2 + k_{7\Sigma\min}^2 + k_{11\Sigma\min}^2 + k_{13\Sigma\min}^2}. \quad (8)$$

Примем, что трансформаторы приемных подстанций имеют примерно одинаковые относительные значения тока холостого хода (тока намагничивания): для трансформаторов 6 – 10/0,4 кВ $I_{x.x} \approx 1,5 - 2\%$. Тогда при суммарной установленной мощности трансформаторов приемных подстанций, равной $S_{\Sigma\text{ном}}^{(T)} = \sum_1^n S_i^{(T)}$, относительный максимальный и минимальный уровни генерируемой ими ν -й гармоники напряжения приближенно можно определить по выражению:

$$k_{U\nu\max}^{(T)} \approx \frac{I_{x.x\%}}{100} \alpha_{\nu\max}^{(T)} \frac{S_{\Sigma\text{ном}}^{(T)}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}I_{\delta}}; \quad (9)$$

$$k_{U\nu\min}^{(T)} \approx \frac{I_{x.x\%}}{100} \alpha_{\nu\min}^{(T)} \frac{S_{\Sigma\text{ном}}^{(T)}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}I_{\delta}}, \quad (10)$$

где I_b - базисный ток.

Для силовых трансформаторов значения $\alpha_{v, \max}^{(T)}$ и $\alpha_{v, \min}^{(T)}$ определяются напряжением на вводах и нагрузкой. При загрузке трансформатора, равной примерно 70 % от номинальной мощности, для 5-й и 7-й гармоник значения $\alpha_{v, \max}^{(T)}$ и $\alpha_{v, \min}^{(T)}$ для 5 и 7-й гармоник равны: $\alpha_{5, \max}^{(T)} \approx 0,137$; $\alpha_{7, \max}^{(T)} \approx 0,51$; $\alpha_{5, \min}^{(T)} \approx 0,079$; $\alpha_{7, \min}^{(T)} \approx 0,01$.

Для ВП максимальный и минимальный уровни генерируемой ими v -й гармоники напряжения приближенно можно определить по выражениям:

$$k_{U v \max}^{(ВП)} \approx \alpha_{v \max}^{(ВП)} \frac{K_3^{(T)} \cdot S_{* \max}^{(ВП)} \cdot S_{\Sigma \text{ном}}^{(T)}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} I_b}; \quad (11)$$

$$k_{U v \min}^{(ВП)} \approx \alpha_{v \min}^{(ВП)} \frac{K_3^{(T)} \cdot S_{* \min}^{(ВП)} \cdot S_{\Sigma \text{ном}}^{(T)}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} I_b}, \quad (12)$$

где $K_3^{(T)}$ - коэффициент загрузки трансформаторов; $S_{* \max}^{(ВП)}$, $S_{* \min}^{(ВП)}$ - нагрузка ВП в долях от $S_{\Sigma \text{ном}}^{(T)}$ с учетом суточного графика для данного производства.

Коэффициент нестабильности для v -й гармоники тока ОЗЗ для предприятий с непрерывным циклом производства определяется отношением коэффициентов несинусоидальности по току, равным:

$$\begin{aligned} Z_v &= \frac{\alpha_{v \Sigma \max}^{(T)}}{\alpha_{v \Sigma \min}^{(T)}} = \frac{v \cdot k_{U v \Sigma \max}}{v \cdot k_{U v \Sigma \min}} = \frac{k_{U v \Sigma \max}}{k_{U v \Sigma \min}} \approx \\ &\approx \frac{\frac{I_{x.x\%}}{100} \alpha_{v \max}^{(T)} + \alpha_{v \max}^{(ВП)} \cdot K_3^{(T)} \cdot S_{* \max}^{(ВП)}}{\frac{I_{x.x\%}}{100} \alpha_{v \min}^{(T)} + \alpha_{v \min}^{(ВП)} \cdot K_3^{(T)} \cdot S_{* \min}^{(ВП)}}. \end{aligned} \quad (13)$$

Коэффициент нестабильности для суммы гармоник 5 ... 13-го порядка в токе ОЗЗ с учетом (13) может быть определен по выражению:

$$Z_{v\Sigma} = \frac{\sqrt{\sum_{v=5,7,11,13} (v \cdot k_{U v \max})^2}}{\sqrt{\sum_{v=5,7,11,13} (v \cdot k_{U v \min})^2}}. \quad (14)$$

В табл. 1 приведены рассчитанные по (13) и (14) значения коэффициента нестабильности общего уровня ВГ Z при $\alpha_{5\text{ макс}}^{(ВП)} \approx 0,2$; $\alpha_{7\text{ макс}}^{(ВП)} \approx 0,14$; $\alpha_{11\text{ макс}}^{(ВП)} \approx 0,02$; $\alpha_{13\text{ макс}}^{(ВП)} \approx 0,01$ и $\alpha_{5\text{ мин}}^{(ВП)} \approx 0,12$; $\alpha_{7\text{ мин}}^{(ВП)} \approx 0,04$; $\alpha_{11\text{ мин}}^{(ВП)} \approx 0,02$; $\alpha_{13\text{ мин}}^{(ВП)} \approx 0,01$ для предприятия с непрерывным циклом производства.

Таблица 1. Расчетные значения коэффициента нестабильности Z , по (14)

Тип предприятия	Z , для гармоник 5, 7, 11, 13-го порядка				Среднеквадратичное значение для суммы ВГ
	5	7	11	13	
С непрерывным циклом производства	2,1	4,4	5,6	9,6	~3,4
Работающие в сменах с выходными днями (ПТП)	28,3	152	-	-	~22

Из данных табл. 1 можно видеть, что среднеквадратичное значение Z для предприятий с непрерывным циклом производства достаточно хорошо коррелируется со значениями Z , приведенными в [1]: $Z \approx 3 \dots 4$.

Для предприятий, работающих с выходным днем или в сменах, как уже отмечалось выше, возможны режимы, когда основные технологические процессы остановлены и ВП отключены (например, в ночное время, выходные дни), когда единственным источником ВГ являются токи намагничивания силовых трансформаторов. Если в нагрузке ЦП доминируют такие предприятия, то в предельном случае при $S_{* \text{ мин}}^{(ВП)} \rightarrow 0$ (все ВП отключены) коэффициент нестабильности уровня ВГ может достигать больших значений (табл. 1).

Полученные рассмотренным упрощенным аналитическим способом значения Z были проверены исследованиями на математической модели кабельной сети 6 – 10 кВ в системе Matlab.

Оценка степени нестабильности на математической модели кабельной сети 6 – 10 кВ сетей с источниками ВГ в системе Matlab. Расчетная схема замещения кабельной сети 6–10 кВ с основными источниками ВГ для оценки степени нестабильности общего уровня ВГ в токе ОЗЗ приведена на рис. 1. В ней учтены, кроме силовых трансформаторов и другие источники ВГ (нелинейные преобразователи НП).

В отличие от рассмотренного выше упрощенного аналитического способа оценки степени нестабильности общего уровня ВГ в токе ОЗЗ в модели для системы Matlab могут быть учтено влияние на значение параметра Z ряда дополнительных факторов: изменения сопротивления питающей системы и напряжения на шинах 6 – 10 кВ ЦП при регулирова-

нии коэффициента трансформации питающего трансформатора с РПН, сопротивления КЛ от ЦП до приемных подстанций (ТП и РТП), ДГР и др.

Расчеты на модели были выполнены для кабельной сети 6 кВ, питающей предприятие с непрерывным циклом производства и предприятие с прерывным циклом производства.

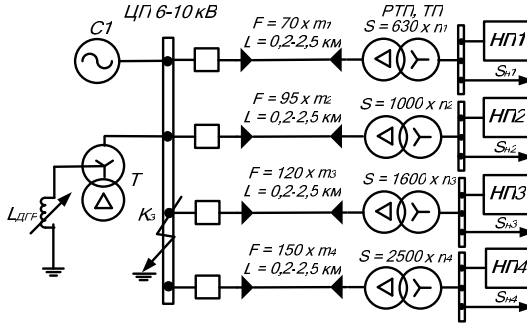


Рис. 1. Расчетная схема компенсированной кабельной сети для оценки степени нестабильности общего уровня ВГ в токе ОЗЗ

Расчеты на моделях показали, что для предприятий с непрерывным циклом производства расчетные значения коэффициента нестабильности Z (если не учитывать указанные выше кратковременные режимы работы основного технологического оборудования, когда основные источники ВГ либо вообще отключены, либо генерируют значительно меньший, чем в длительных режимах, уровень ВГ) лежат в пределах 3 ... 5. Для предприятий с прерывным циклом производства с учетом возможности практически полного отключения основных источников ВГ – вентилярных преобразователей в ночной период и в выходные дни параметр Z может достигать значений 10 и более.

В табл. 3 в качестве примера приведены результаты расчета на модели уровней отдельных гармоник и общего уровня гармоник в токе ОЗЗ для кабельной сети с $U_{ном} = 6$ кВ с $I_{е\Sigma} = 30$ А, питающей предприятие с прерывным циклом производства, на котором основными источниками ВГ являются ВП. Основные параметры расчетной схемы сети приведены в табл. 2.

Таблица 2. Основные параметры расчетной схемы замещения для оценки степени нестабильности общего уровня ВГ в токе ОЗЗ

$I_{е\Sigma}$, А	$I_k^{(3)}$, А	$S_{лит. пр.}$, МВА	$l_{кл}$, км	$S = S_{лит. пр.} / S_{пр. \Sigma}$	$S_{ВП\Sigma} / S_{пр. \Sigma}$	K_s
30	10	63	1	1,08	0,3	0,7

В табл. 3 приведены результаты расчетов уровней отдельных гармоник и общего уровня ВГ в токе ОЗЗ в максимальном режиме, когда все основные источники ВГ – вентиляные преобразователи включены, и в минимальном режиме, когда все ВП отключены.

Таблица 3. Расчетные уровни отдельных гармоник и общего уровня ВГ в токе ОЗЗ для кабельной сети 6 кВ с параметрами по табл. 2

Режим	Значение тока I_ν в токе ОЗЗ, А				
	I_5	I_7	I_{11}	I_{13}	$I_{ВГ}$
Максимальный	2,19	2,38	2,76	2,83	5,1
Минимальный	0,368	0,105	0	0	0,383
$Z_\nu (Z_\Sigma)$	5,95	22,67	–		13,3

Результаты расчетов на математических моделях кабельных сетей 6 – 10 кВ подтверждают, что колебания общего уровня ВГ в токе ОЗЗ и, соответственно, в токах нулевой последовательности поврежденного и неповрежденных присоединений, оцениваемые параметром Z , в некоторых сетях могут быть в несколько раз больше, чем принималось ранее при оценке условий селективности и применимости токовых защит от ОЗЗ на основе ВГ. В таких сетях при значениях параметра Z порядка 10 и более применение максимальных токовых защит от ОЗЗ, основанных на принципе абсолютного замера ВГ в токе нулевой последовательности защищаемого присоединения, на ЦП практически невозможно и их можно использовать только на объектах типа ТП и РТП систем промышленного и городского электроснабжения [1].

Учитывая указанные ограничения на область возможного применения, совершенствование существующих и разработка новых защит от ОЗЗ на принципе абсолютного замера ВГ представляются неперспективными.

Для обеспечения высокой эффективности функционирования должны применяться защиты, селективность и устойчивость функционирования которых не зависит от абсолютного уровня ВГ в токе ОЗЗ и токах нулевой последовательности. К ним относятся, в частности:

- 1) направленные защиты, реагирующие на направление реактивной (емкостной) мощности нулевой последовательности высших гармоник;
- 2) адаптивные токовые защиты абсолютного замера, уставка которых автоматически изменяется при изменении уровня ВГ в контролируемой сети;
- 3) защиты, реагирующие на отношение ВГ напряжения и тока нулевой последовательности;
- 4) токовые защиты относительного замера уровня ВГ в токах нулевой последовательности присоединений, подключенных к шинам защищаемого объекта (для централизованных устройств защиты от ОЗЗ).

Заключение

1. На основе расчетов, выполненных упрощенным аналитическим способом, и на математических моделях кабельных сетей 6 – 10 кВ, учитывающих основные источники высших гармоник, показано, что в сетях 6 – 10 кВ систем электроснабжения предприятий, не работающих в ночное время и по выходным дням, общий уровень ВГ в токе ОЗЗ и соответственно в токах нулевой последовательности поврежденного и неповрежденных присоединений в зависимости от времени суток и режима работы основного технологического оборудования может изменяться в 10 и более раз. При такой степени нестабильности общего уровня ВГ в токах ОЗЗ обеспечить селективность и требуемую чувствительность максимальных токовых устройств защиты от ОЗЗ, основанных на использовании способа абсолютного замера ВГ, как правило, нельзя. Учитывая это, совершенствование существующих и разработка новых защит от ОЗЗ на принципе абсолютного замера ВГ представляются неперспективными.

2. С учетом п. 1 для обеспечения высокой эффективности функционирования защит на основе ВГ в компенсированных кабельных сетях 6 – 10 кВ необходимо применяться защиты, селективность и устойчивость функционирования которых не зависит от абсолютного уровня ВГ в токе ОЗЗ и токах нулевой последовательности.

Библиографический список

1. **Кискачи В.М.** Селективность сигнализации замыканий на землю с использованием высших гармоник // *Электричество*. – 1967. – № 9. – С. 24 – 29.
2. **Кискачи В.М.** Расчет минимального уровня высших гармоник при однофазных замыканиях на землю в сетях с изолированной и компенсированной нейтралью / Работы в области релейной защиты и автоматики: Тр. ВНИИЭ. Выпуск двадцать шестой. – М.: Энергия, 1966. – С.89 – 105.
3. **Жежеленко И.В., Толпыго О.Б.** Чувствительность сигнализации замыканий на землю с использованием высших гармоник в сетях промышленных предприятий // *Электричество*. – 1969. – № 10. – С. 32 – 39.
4. **Борухман В.А.** Об эксплуатации селективных защит от замыканий на землю в сетях 6-10 кВ и мероприятиях по их совершенствованию // *Энергетик*. – 2000. – № 1. – С. 20 – 22.
5. **Винокурова Т.Ю., Шуин В.А., Шагурина Е.С.** Оценка минимального уровня высших гармоник в токе замыкания на землю в электрических сетях 6 – 10 кВ // Сборник тезисов докладов II Международной научно-практической конференции и выставки «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем России» (РЕЛАВЭКСПО 2013). Чебоксары: РИЦ «СРЗАУ», 2013. – С. 105 – 106.
6. **Винокурова Т.Ю., Шуин В.А., Шагурина Е.С.** Требования к чувствительности защит от однофазных замыканий на землю на основе высших гармоник / Доклады Межд. науч.-техн. конф. СИГРЕ «Современные направления развития релейной защиты и автоматики энергосистем». – Екатеринбург, 2013. – Электронный носитель.
7. **Жежеленко И.В.** Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – 4-е изд., перераб. и доп. – М: Энергоатомиздат. – 2000.

*Г.А. Филатова, асп.; рук. В.А. Шуин, д.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)*

**О СПОСОБАХ ДИСТАНЦИОННОГО
ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ
ПРИ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ
В КАБЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6 – 10 кВ, ОСНОВАННЫХ
НА ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА**

Ведение. Однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) являются преобладающим видом повреждений в кабельных сетях напряжением 6 – 10 кВ (до 85 – 90 % всех электрических повреждений в кабельных линиях, обмотках статоров электродвигателей и генераторов) и часто являются первопричиной аварий, сопровождающихся значительным экономическим ущербом [1, 2 и др.]. Быстрое определение поврежденного элемента и места ОЗЗ на кабельной линии чрезвычайно важны для скорейшей ликвидации повреждения и восстановления нормального режима работы электрической сети. По требованиям ПТЭ [3] время поиска и определения поврежденного элемента с ОЗЗ электрических сетей генераторного напряжения не должно превышать 2-х часов, в сетях, питаемых от шин 6 – 10 кВ понизительных подстанций – 6 часов.

Однако за указанное нормативное время поиска поврежденного элемента значительная часть ОЗЗ переходит в между фазные короткие замыкания (КЗ), отключаемые релейной защитой от КЗ. Последнее связано с тем, что значительная часть ОЗЗ в кабельных сетях 6 – 10 кВ, прежде всего, в начальной стадии развития повреждения, имеет дуговой перемежающийся характер, сопровождающийся значительными перенапряжениями на неповрежденных фазах и увеличением среднеквадратичного значения тока в месте повреждения даже при резонансном заземлении нейтрали сети. Перенапряжения, охватывающие всю электрически связанную сеть, и увеличение эффективного значения тока в месте ОЗЗ обуславливают переходы ОЗЗ в двойные и многоместные замыкания на землю или КЗ в месте пробоя изоляции.

Внезапность нарушения электроснабжения потребителей в большинстве отраслей промышленности является основной причиной возникающего вследствие ОЗЗ ущерба. Поэтому повышение надежности электроснабжения и уменьшение ущербов вследствие ОЗЗ возможно только при резком сокращении затрат времени на поиск места повреждения. Особенно актуальным представляется решение данной задачи для кабельных сетей 6 – 10 кВ городского электроснабжения и разветвленных и

сложных по конфигурации кабельных сетей электроснабжения предприятий некоторых отраслей промышленности.

Постановка задачи. Для решения указанной задачи при КЗ получили широкое применение устройства дистанционного определения места повреждения (ОМП) на линиях электропередачи, находящихся под рабочим напряжением. Однако вследствие малых значений установившегося тока повреждения в электрических сетях среднего напряжения, работающих с изолированной нейтралью, с высокоомным заземлением нейтрали или с компенсацией емкостных токов, и отсутствием зависимости значения этого тока от удаленности места ОЗЗ от места установки устройства ОМП для кабельных сетей 6 – 10 кВ до сих пор не существует реально используемых эффективных методов дистанционного определения (локации) места ОЗЗ на ЛЭП, находящихся под рабочим напряжением. Кроме того, использование составляющих установившегося режима ОЗЗ не позволяет определить место (зону) возникновения наиболее опасных дуговых перемежающихся ОЗЗ, а также кратковременных самоустраниющихся пробоев изоляции. Известно, что такие повреждения твердой изоляции в кабелях и электрических машинах и аппаратах, возникнув, неуклонно развиваются и рано или поздно переходят в устойчивые или дуговые перемежающиеся ОЗЗ.

При кратковременных самоустраниющихся пробоях изоляции в фазных токах и напряжениях и составляющих нулевой последовательности преобладают свободные составляющие переходного процесса, значения которых, в отличие от составляющих установившегося режима ОЗЗ, существенно зависят от удаленности места повреждения от шин центра питания. Поэтому для определения места кратковременного или дугового перемежающегося ОЗЗ предпочтительнее использовать токи и напряжения переходного процесса (так называемые параметрические методы определения места замыкания на землю (ОМЗЗ)). Следует отметить также, что решение задачи определения места однократного самоустраниющегося пробоя изоляции с использованием составляющих переходного процесса автоматически решает и задачу определения места устойчивых и наиболее опасных для сети дуговых перемежающихся ОЗЗ.

Целью данной работы является сравнительный анализ известных способов определения места ОЗЗ (ОМЗЗ) в сетях 6 – 10 кВ, перспективных для применения в кабельных сетях 6 – 10 кВ.

Параметрические способы ОМЗЗ. В настоящее время способ дистанционного ОМЗЗ на линиях, находящихся под рабочим напряжением, основанный на использовании электрических величин переходного процесса, представляется наиболее перспективным методом решения задачи

определения места ОЗЗ, включая кратковременные самоустраняющиеся пробой изоляции, в кабельных сетях 6 – 10 кВ.

Преимуществом параметрических методов по сравнению с другими дистанционными методами (например, с локационными) является также отсутствие необходимости в применении генераторов зондирующих импульсов и необходимости решения задачи подключения указанного генератора к кабельной линии, находящейся под напряжением. Поэтому применение параметрических методов, основанных на использовании электрических величин переходного процесса, представляется наиболее перспективным методом решения задачи определения места ОЗЗ, включая кратковременные самоустраняющиеся пробой изоляции, в кабельных сетях 6 – 10 кВ.

Метод, основанный на определении максимума производной напряжения поврежденной фазы. Метод предложен Качесовым В.Е. [4 – 6] и основан на определении максимума производной напряжения поврежденной фазы в начальный момент возникновения ОЗЗ.

Для упрощения определения максимума производной напряжение $u(t)$, регистрируемое в начальный момент замыкания, предлагается аппроксимировать полиномом $\dot{y}(t)$ второй степени, продифференцировать и найти модуль максимума в начале участка аппроксимации.

Для всех присоединений в конкретной схеме с учетом ее топологии и параметров линий предварительно определяются с помощью любого способа моделирования (аналогового, численного, физического) расчетные зависимости нормированных максимальных значений производных от расстояния до места замыкания на землю для момента пробоя в максимуме напряжения.

Для расчета зависимости напряжения на поврежденной фазе и его производной в [4] предлагается эквивалентная схема замещения сети 6 – 10 кВ, приведенная на рис. 1.

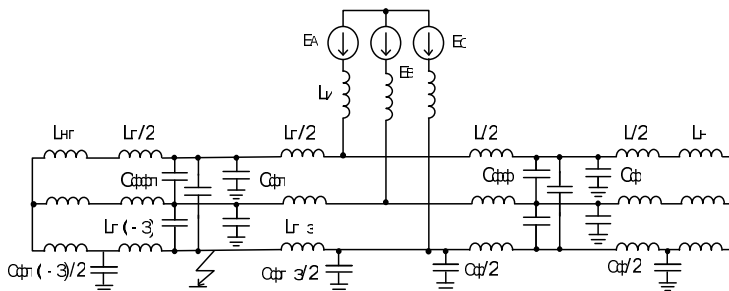


Рис. 1. Эквивалентная схема замещения сети 6 – 10 кВ для расчета зависимости напряжения на поврежденной фазе и его производной

По значению максимальной производной, полученной на основе реально зарегистрированного напряжения с использованием ранее полученных расчетных зависимостей, определяется расстояние до места замыкания на конкретной линии в контролируемой сети.

Указанный способ, по нашему мнению, имеет ряд существенных недостатков, связанных с используемой для расчета схемой замещения, которая вряд ли дает достаточно точное описание переходного процесса при ОЗЗ, т.к. не учитывает различие сопротивлений контуров "фаза – фаза" и "фаза – земля", влияния активных сопротивлений линий сети и переходного сопротивления в месте повреждения, зависимости индуктивности линий от частоты переходного процесса. Для практического использования в реальных устройствах ОМЗЗ для получения расчетных зависимостей используемого для определения места повреждения параметра следует применять расчеты на более полных и точных моделях контролируемой сети. Кроме того, в работах не исследуется влияние переходного сопротивления в месте повреждения на точность замера расстояния до места повреждения.

Известно также, что в переходном токе и напряжении поврежденной фазы при ОЗЗ содержатся две основные частотные составляющие: разрядная, связанная с разрядом емкости поврежденной фазы, и зарядная, связанная с подзарядом емкостей неповрежденных фаз. От удаленности до места ОЗЗ в основном зависит частота разрядной составляющей. Частота зарядной составляющей в основном определяется индуктивностью источника питания. Поэтому существенное влияние на точность замера расстояния до места повреждения оказывает рабочий частотный диапазон устройств ОМЗЗ, не отраженный в работах [4 – 6].

Методы, основанные на использовании токов и напряжений переходного процесса при ОЗЗ. В [7] предложен метод, основанный на использовании соотношений тока и напряжения переходного процесса для поврежденной фазы линии с ОЗЗ. Конечное выражение, полученное из схемы замещения (рис. 3), для определения расстояния до места замыкания имеет вид:

$$l_k = \frac{1}{L_0} \cdot \frac{u - i \frac{U}{I_{m1}} \cdot \ln \frac{I_{m1}}{I_{m2}}}{\frac{di}{dt}}, \quad (1)$$

где L_0 – погонная индуктивность линии, Гн; u – мгновенное значение напряжения на поврежденной фазе, В; i – мгновенное значение тока в поврежденной фазе линии с ОЗЗ в момент повреждения, А; I_{m1} , I_{m2} – сле-

дующие друг за другом амплитудные значения переходного тока, A ; U – напряжение на нейтрали, B .

Из рис. 2 можно видеть, что для обоснования расчетной формулы (1) в [7] используется весьма упрощенное представление о переходных процессах при ОЗЗ.

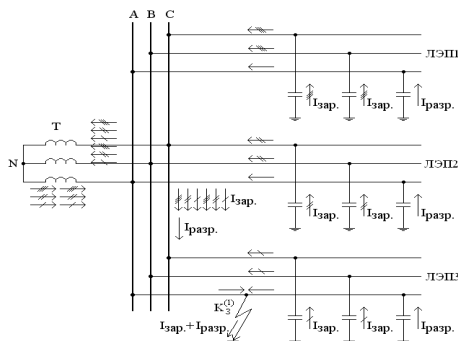


Рис. 2. Схема электрической сети при однофазном замыкании на землю, используемая в [7]

В работе [7] не исследуется влияние переходного сопротивления в месте повреждения на точность замера расстояния до места замыкания на землю, не учитывается различие индуктивностей контуров "фаза – фаза" и "фаза – земля", влияние активных сопротивлений линий сети, отсутствуют рекомендации по определению расчетных значений индуктивностей линий от частоты переходного процесса и др. Поэтому оценки погрешностей данного метода, приведенные в работе [7] – порядка единиц процентов, представляются сомнительными.

Метод, основанный на оценке длительности переднего фронта переходного тока. Метод, предложенный в [8], обоснован результатами натуральных экспериментов, проведенных в реальных сетях. В качестве объекта исследований была использована ВЛ 10 кВ протяженностью 78 километров, отходящая от секции шин подстанции КС – 7 «Демьянская» ООО «Сургутгазпром». Эксперименты проводились при резистивном заземлении нейтрали. Организация искусственного ОЗЗ на ВЛ на разном удалении от шин ПС осуществлялась соединением с «землей» одной из фаз находящейся под напряжением линии через специальный искровой промежутки. При этом осциллографировались следующие сигналы:

- ток через заземляющий резистор;
- ток фаз А и С;
- ток нулевой последовательности;

- напряжение $3U_0$;
- фазные напряжения.

По осциллограммам процессов при ОЗЗ были определены параметры переходного процесса, которые несут информацию о расстоянии до места повреждения. В качестве наиболее информативного признака, характеризующего удаленность места ОЗЗ, принято значение $T\Phi$ – время, пропорциональное длительности фронта переходной кривой тока через заземляющий высокоомный резистор I_{RE} , определяемое от начала переходного процесса до достижения первого максимального значения (рис. 3).

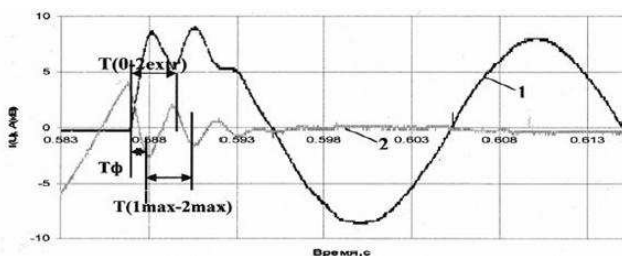


Рис. 3. Экспериментальные кривые тока через резистор (1) и напряжения поврежденной фазы (2) переходного процесса при ОЗЗ на 44 км трассы ВЛ 10 кВ

По результатам обработки осциллограмм была построена зависимость $T\Phi = f(L_{33})$ (рис. 4), которая может быть использована эксплуатационным персоналом для определения расстояния до места ОЗЗ на обслуживаемой ВЛ.

Рассмотренный метод ориентирован на применение только в воздушных сетях с заземлением нейтрали через высокоомный резистор. В [8] не рассматривается влияние различных факторов на точность замера расстояния до места ОЗЗ, прежде всего, переходного сопротивления.

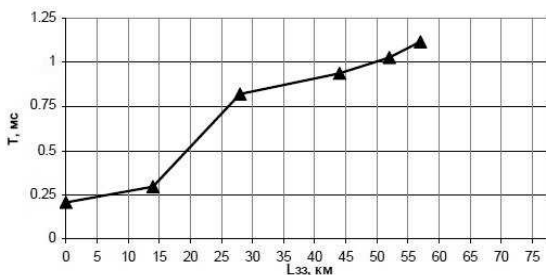


Рис. 4. Кривая $T\Phi = f(L_{33})$, построенная по результатам обработки осциллограмм токов I_R

Общая оценка дистанционных параметрических методов, основанных на использовании электрических величин переходного процесса. Из приведенного выше анализа следует, что известные способы и предложения по выполнению дистанционных устройств ОМЗЗ, основанных на использовании параметрических методов, не учитывают в достаточной степени все особенности переходных процессов при ОЗЗ в кабельных сетях 6-10 кВ, в первую очередь, влияние переходного сопротивления в месте повреждения, не учитывают влияние первичных преобразователей тока и напряжения и не во всех случаях могут обеспечить достаточную точность определения расстояния до места повреждения.

Библиографический список

1. **Лихачев Ф.А.** Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов. – М.: Энергия, 1971.
2. **Обердорфер Г.** Замыкания на землю и борьба с ними. – М: Энергоиздат. – 1932.
3. **Правила** технической эксплуатации .
4. **Качесов В.Е.** Метод определения зоны однофазного замыкания в распределительных сетях под рабочим напряжением // Электричество, 2005, № 6. – С. 9 – 18.
5. **Качесов В.Е.,** Лавров В.Ю., Черепанов А.Б. Параметрический метод определения расстояния до места повреждения в распределительных сетях // Электрические станции. – 2003. – № 8. – С. 37 – 43.
6. **Патент** РФ № 2222026 (от 11.01.2002). Способ определения расстояния до места однофазного замыкания в распределительных сетях // Качесов В.Е., 2004.
7. **Байбурин Э.Р.** Повышение надежности сельских электрических сетей 6(10) кВ на основе оперативного определения места повреждения при однофазных замыканиях на землю по параметрам переходного процесса без отключения потребителей / Дисс. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2002.
8. **Шалин А.И.** и др. Определение места замыкания на землю на воздушных линиях 6 – 35 кВ Особенности возникновения и приборы защиты // Новости Электротехники. – 2005. – № 1 (31). – С. 73 – 75.

Г.А. Филатова, асп.;
рук. В.А. Шуин, д.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)

ХАРАКТЕРИСТИКИ И МОДЕЛИ КАБЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА В ОБЛАСТИ ВЫСОКИХ ЧАСТОТ

Введение. Большая часть однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в электрических сетях среднего напряжения 6 – 35 кВ, прежде всего, в начальной стадии развития повреждения изоляции, имеет дуговой неустойчивый характер [1 – 3 и др.]. Переходные процессы, возникающие при первом и повторных пробоях изоляции, оказывают существенно влияние на эффективность функционирования устройств защиты от ОЗЗ,

основанных на использовании различных составляющих установившегося режима замыкания (составляющих промышленной частоты, высших гармоник, наложенных токов). В сетях 6 – 35 кВ получили также применение устройства защиты от ОЗЗ, основанные на использовании электрических величин переходного процесса. На использовании переходных процессов основаны ряд способов определения зоны ОЗЗ.

Устройства защиты от ОЗЗ в сетях 6 – 10 кВ по цепям тока подключаются, как правило, к кабельным трансформаторам тока нулевой последовательности (ТТНП), на воздушных линиях, прежде всего, напряжением 35 кВ – на сумму токов фазных трансформаторов тока (ТТ) [4]. Поэтому для решения задач, связанных с совершенствованием способов и устройств защиты от ОЗЗ и разработкой способов и устройств определения зоны пробоя изоляции при ОЗЗ представляет практический интерес исследование работы кабельных ТТНП и фазных ТТ в переходных режимах ОЗЗ.

Экспериментальные исследования ТТНП в переходных режимах. Токи переходного процесса при ОЗЗ в сетях 6 – 10 кВ содержат две основные частотные составляющие, одна из которых связана с процессами разряда емкостей поврежденной фазы (разрядная составляющая), а другая – с процессами дополнительного заряда емкостей неповрежденных фаз (зарядная составляющая) [2]. При малых потерях в контуре нулевой последовательности обе составляющие имеют характер затухающих колебаний. Практически в устройствах защиты от ОЗЗ, основанных на использовании электрических величин переходного процесса, используется диапазон частот до 3 – 5 кГц [2 и др.]. Амплитуды переходных токов в сетях 6 – 10 кВ могут иметь значения от десятков до сотен и даже тысяч ампер. Поэтому представляет интерес оценка точности разработанных моделей ТТНП при первичных токах, имеющих характер затухающих колебаний.

Для испытаний реального образца ТТНП (типа ТЗЛМ) в переходных режимах использовалось устройство РЕТОМ-51 и СОМТРАДЕ-осциллограммы затухающих колебаний в диапазоне частот от 200 Гц до 500 Гц. Для получения переходных токов с большей частотой (до 5 кГц и выше) использовалось физическое моделирование колебательного разряда емкости. Испытания реального образца и моделей ТТНП проводилось для режима малых вторичных нагрузок ($Z_e = 0,1 \dots 1 \text{ Ом}$). Полученные осциллограммы вторичных токов реального образца ТТНП сравнивались с расчетными осциллограммами, полученными для моделей ТТНП на основе уравнения динамики перемагничивания магнитопроводов [5, 6].

Анализ результатов экспериментальных испытаний показал, что при малых вторичных нагрузках ТТНП в диапазоне частот до 5 – 10 кГц и амплитуде до ~400 А приемлемую (с погрешностями до 10 %) точность преобразования мгновенных значений первичного переходного тока.

Для исследований работы ТТНП на более высоких частотах использовался генератор звуковой и усилитель LV. Полученные экспериментальные зависимости – АЧХ и ФЧХ – приведены на рис.2 – рис.6.

Результаты экспериментальных исследований показали что кабельные ТТНП обеспечивают приемлемую (с погрешностями до 10 %) точность преобразования мгновенных значений первичного переходного тока в широком диапазоне частот (до 20 – 30 кГц) и амплитуд (до 400 А).

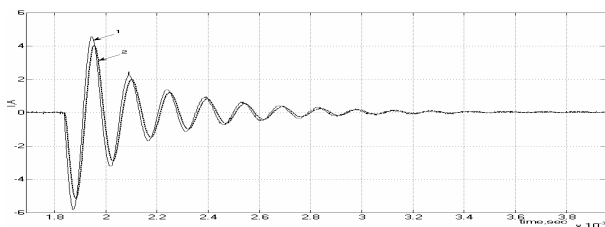


Рис. 1. Осциллограммы вторичных токов реального ТТНП (экспериментальная кривая 1) и модели (расчетная кривая 2) при частоте колебаний переходного тока $f_{пер} = 7$ кГц и вторичной нагрузке $Z_{в} = 1$ Ом

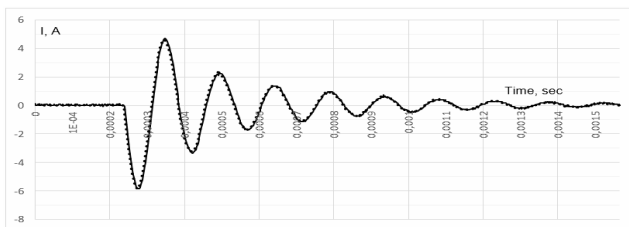


Рис. 2. Осциллограммы вторичных токов реального ТТНП (экспериментальная кривая 1) и модели (расчетная кривая 2) при частоте колебаний переходного тока $f_{пер} = 7$ кГц и вторичной нагрузке $Z_{в} = 0,1$ Ом

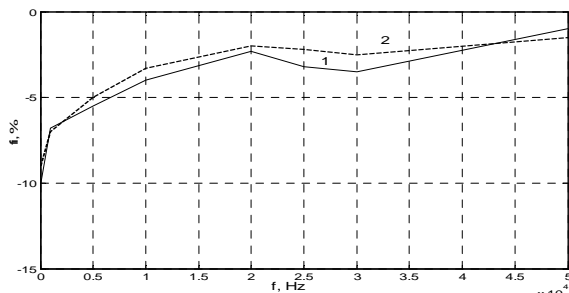


Рис. 3. Зависимость токовой погрешности ТЗЛМ различных исполнений (1 – новое исполнение, 2 – старое исполнение) от частоты первичного тока при амплитуде первичного тока $I_{max} = 10$ А, $R_n = 1$ Ом, $L_n = 1.3$ мкГн

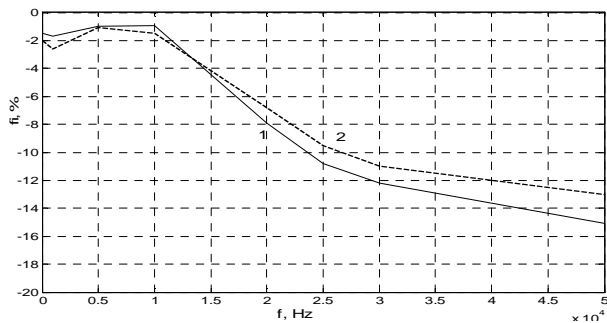


Рис. 4. Зависимость токовой погрешности ТЗЛМ различных исполнений (1 – новое исполнение, 2 – старое исполнение) от частоты первичного тока при амплитуде первичного тока $I_{\max} = 10 \text{ A}$, $R_n = 0,115 \text{ Ом}$, $L_n = 0,5 \text{ мГн}$

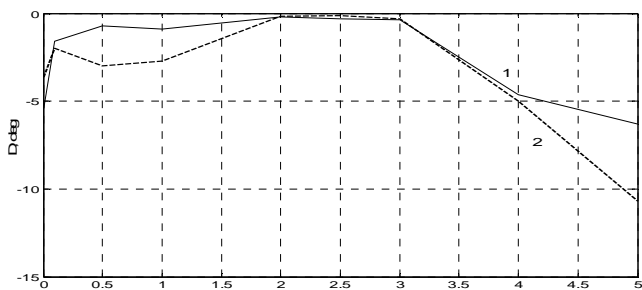


Рис. 5. Зависимость фазовой погрешности ТЗЛМ различных исполнений (1 – новое исполнение, 2 – старое исполнение) от частоты первичного тока при амплитуде первичного тока $I_{\max} = 10 \text{ A}$, $R_n = 0,115 \text{ Ом}$, $L_n = 0,5 \text{ мГн}$

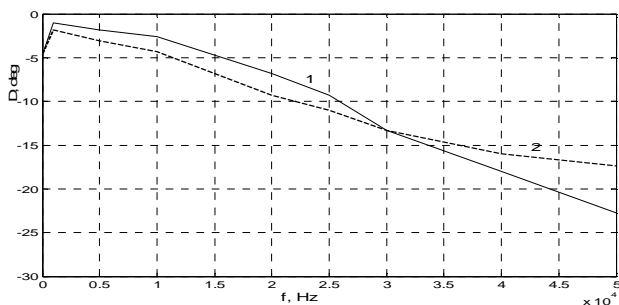


Рис. 6. Зависимость фазовой погрешности ТЗЛМ различных исполнений (1 – новое исполнение, 2 – старое исполнение) от частоты первичного тока при амплитуде первичного тока $I_{\max} = 10 \text{ A}$, $R_n = 1 \text{ Ом}$, $L_n = 1,3 \text{ мГн}$

Модель для исследований ТЗЛМ в переходных режимах. В [7] показано, что существенное повышение точности расчетов электротехнических устройств с магнитопроводами может быть получено при использовании для описания процессов в магнитном сердечнике уравнения динамики перемагничивания, представленного в следующей форме:

$$\frac{dB}{dt} = r \cdot \left(1 - \frac{B^2}{B_s^2}\right) \cdot [H(t) - H_{cm}(B)], \quad (1)$$

где $H_{cm}(B)$ – статическая петля гистерезиса, r – потери на вихревые токи и магнитную вязкость.

Преимуществом модели ТТНП, основанной на использовании уравнения (1) является более точный учет зависимости активных потерь от индукции за счет множителя $r \cdot (1 - B^2 / B_s^2)$ в уравнении (1). Основная сложность применения уравнения (1) для описания процессов перемагничивания ТТ и, в частности, ТТНП, заключается в том, что в трансформаторах тока функция $H_{cm}(B)$ в уравнении (1) сложным образом зависит от первичного тока.

Значительно упростить моделирование позволяет замена функции $H_{cm}(B)$ в (1) нелинейной зависимостью $H = f(B)$, например, ОКН или обобщенной СКН, с учетом активных потерь в магнитном сердечнике, как и в моделях на основе ОКН или СКН, постоянным сопротивлением, подключенным параллельно ветви намагничивания. Модель ТТНП в среде системы моделирования Matlab + Simulink, реализующая указанный подход, приведена на рис. 7.

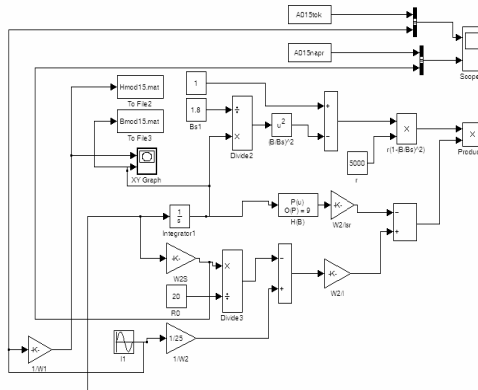


Рис. 7. Модель ТТНП на основе уравнения динамического перемагничивания (7) в среде системы Matlab + Simulink

Указанная модель исследовалась в широком диапазоне амплитуд (до 1000 А), частот (до 100 кГц) и при различных величинах сопротивлений. Менялся и характер нагрузки – от преимущественно индуктивной до чисто активной. Анализ данных показал, что при преимущественно индуктивной нагрузке и даже в режиме номинальной нагрузке ($\cos\varphi = 0,8$) ТНП не обеспечивает приемлемой точности во всем диапазоне частот. Однако при $\cos\varphi = 1$ в режиме малых (до 1 Ом) нагрузок ТНП имеет токовую погрешность не более 10 %.

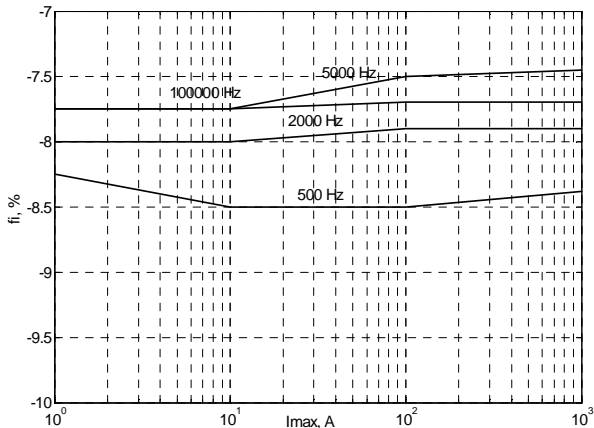


Рис. 8. Зависимость токовой погрешности от амплитуды переходного тока, полученная на модели, при различных частотах ($R_n = 1 \text{ Ом}$, $\cos\varphi = 1$)

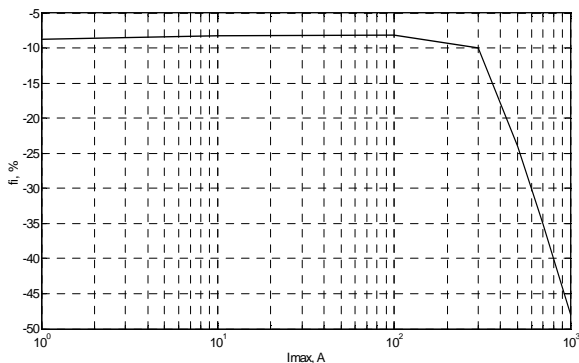


Рис. 9. Зависимость токовой погрешности от амплитуды переходного тока при частоте $f = 50 \text{ Гц}$, полученная на модели ($R_n = 1 \text{ Ом}$, $\cos\varphi = 1$)

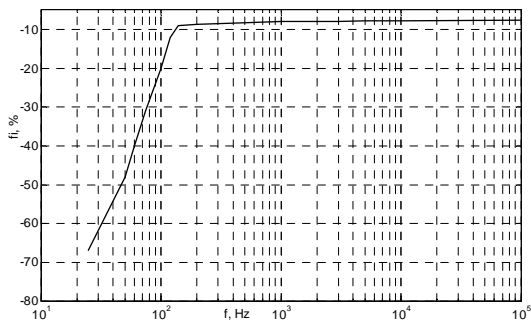


Рис. 10. Зависимость токовой погрешности от частоты при амплитуде переходного тока $I_{max} = 1000 \text{ A}$ ($R_H = 1 \text{ Ом}$, $\cos\varphi = 1$)

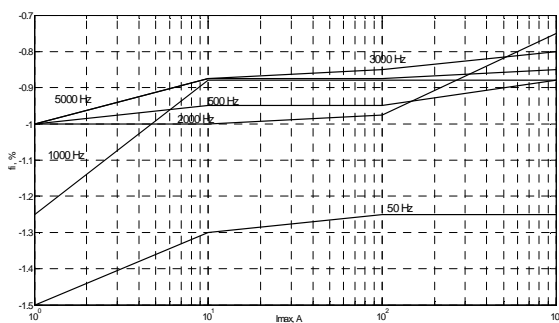


Рис.11. Зависимость токовой погрешности от амплитуды переходного тока при различных частотах, полученная на математической модели ($R_H = 0,1 \text{ Ом}$, $\cos\varphi = 1$)

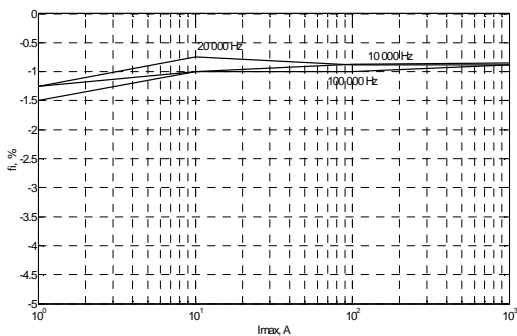


Рис. 12. Зависимость токовой погрешности от амплитуды переходного тока при различных частотах ($R_H = 0,1 \text{ Ом}$, $\cos\varphi = 1$)

Библиографический список

1. **Лихачев Ф.А.** Замыкания на землю . Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов. – М.: Энергия, 1971. – 152 с.
2. **Шуин В.А.,** Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6 – 10 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик», 2001. – 104 с.
3. **Обердорфер Г.** Замыкания на землю и борьба с ними. – М.: Энергоиздат. – 1932.
4. **Казанский В.Е.** Трансформаторы тока в схемах релейной защиты. – М.: Энергия, 1969. – 183 с.
5. **Шуин В.А.,** Филатова Г.А., Лебедев В.Д. Моделирование кабельных трансформаторов тока для защиты от однофазных замыканий на землю в сетях 6 – 10 кВ // Вестник ИГЭУ. – 2014. – № 1. – С 27 – 33.
6. **Кадочников А.И.** Динамические петли магнитного гистерезиса. – Екатеринбург, 2007. – 268 с.

*Е.А. Воробьева, магистрант;
рук. В.А. Шуин, д.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)*

**ОБОСНОВАНИЕ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ
ДЛЯ РАСЧЕТА ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ
ПРИ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ 6 – 10 кВ**

Введение. Необходимость в исследованиях электромагнитных переходных процессов при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ) в кабельных сетях 6 – 10 кВ возникает при решении задач, связанных с оценкой динамической устойчивости функционирования устройств защиты от данного вида повреждений, разработке устройств защиты от ОЗЗ и устройств определения места ОЗЗ на ЛЭП на основе переходных процессов, оценке максимальных перенапряжений в переходных режимах ОЗЗ и др. Наилучшим методом исследования электромагнитных переходных процессов при ОЗЗ в указанных сетях является сочетание аналитических методов решения рассматриваемой задачи на основе упрощенных схем замещения и имитационного моделирования на ЭВМ с применением более точных моделей сети и ее элементов. Поэтому развитие и совершенствование указанных методов исследования переходных процессов при ОЗЗ представляет актуальную задачу.

Постановка задач исследований. В переходном процессе при ОЗЗ в электроустановках среднего напряжения с малыми токами замыкания на землю, условно выделяют две основные стадии, называемых, как правило, разрядной (волновой, высокочастотной, связанной с волновыми процессами разряда емкостей поврежденной фазы и перезаряда междуфазных емкостей) и зарядной (среднечастотной, связанной с дополни-

тельным зарядом емкостей фаз на землю через достаточно большую индуктивность источника питания) [1]. С учетом этого схемы замещения электрических сетей 6 – 10 кВ, используемые в различных исследованиях для приближенного аналитического расчета переходного процесса при ОЗЗ, можно разделить на три группы:

- схемы, учитывающие разрядную и зарядную стадию переходного процесса при ОЗЗ;

- схемы, учитывающие только разрядную составляющую;

- схемы, учитывающие только зарядную составляющую.

В большинстве исследований, использующих аналитические решения уравнений переходных процессов при ОЗЗ в электрических сетях среднего напряжения, как правило, используются схемы замещения 2 и 3-го типа. Более корректное, однако и более сложное решение позволяют получить схемы замещения 1-го типа. В [2] обоснована возможность получения аналитического решения, учитывающего разрядную и зарядную составляющие, на основе двухчастотной схемы и приведено соответствующее аналитическое решение. Указанное обоснование получено на основе исследований, выполненных на физико-математической модели – анализаторе волновых и переходных процессов Дрезденского ТУ [3]. Для исследований в [3] использовалась модель радиальной сети 6 кВ простейшей конфигурации, учитывающая распределенный характер параметров кабельных линий. Реальные кабельные сети 6 – 10 кВ систем промышленного и городского электроснабжения имеют значительно более сложную конфигурацию, чем использованная в [3] модель. Современные системы моделирования, например Matlab с пакетами расширения Simulink и SimPowerSystems, позволяют получать модели электроэнергетических объектов практически любой сложности.

Целью данной работы являлось исследование особенностей переходных процессов при ОЗЗ на моделях, учитывающих реальную конфигурацию и распределенный характер параметров линий кабельных сетей 6 – 10 кВ систем промышленного и городского электроснабжения, для обоснования расчетных схем замещения, оценки точности получаемых на их основе упрощенных аналитических решений и области их применения.

Схема кабельной сети 6 – 10 кВ для исследования переходных процессов при ОЗЗ. В качестве основного объекта исследований были выбраны кабельные сети 6 – 10 кВ систем промышленного электроснабжения, имеющие более сложную конфигурацию, чем кабельные сети другого назначения. Принятая для исследований переходных процессов при ОЗЗ схема кабельной сети 6 – 10 кВ (рис. 1), учитывают основные особенности конфигурации сетей промышленного электроснабжения,

в частности, наличие основных объектов кабельных сетей 6 – 10 кВ (ЦП, РП и ТП), питающих и распределительных линий и распределенный характер параметров кабельных линий. Схема отражает также основные особенности кабельных сетей 6 – 10 кВ городского электроснабжения, для этого достаточно исключить кабельные линии, подключенные к шинам ТП. Для принятой схемы кабельной сети 6 – 10 кВ разработана математическая модель в Matlab с использованием пакетов Simulink и SimPowerSystems. Модель обеспечивает возможность имитации ОЗЗ в различных точках сети (на шинах ЦП, в конце питающих и распределительных линий и, при необходимости, в промежуточных точках линий).

При параметрировании каждой модели использовались данные, полученные на основе статистического анализа данных по кабельным сетям 6 – 10 кВ систем электроснабжения предприятий различных отраслей промышленности, по кабельным сетям 6 – 10 кВ систем городского электроснабжения.

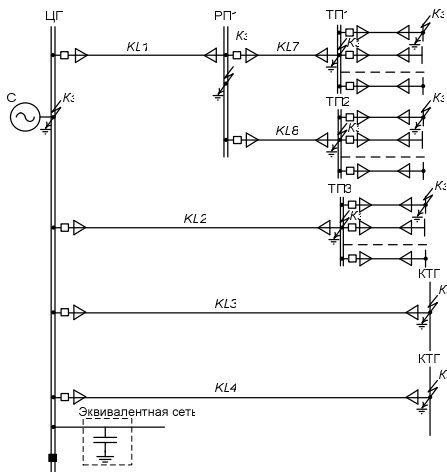


Рис. 1. Однолинейная схема моделируемой кабельной сети 6 – 10 кВ промышленного электроснабжения с указанием расчетных точек ОЗЗ

Основные результаты исследований переходных процессов при ОЗЗ на математических моделях 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. 2).

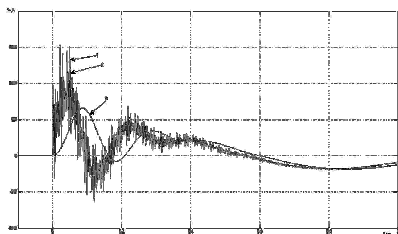


Рис. 2. Расчетные осциллограммы переходного тока в месте ОЗЗ в промежуточной точке сети (на шинах ТП): 1 – ток в месте ОЗЗ (исходный сигнал); 2 – сигнал переходного тока, пропущенный через ФНЧ с частотой среза 100 кГц; 3 – то же самое при частоте среза ФНЧ 5 кГц

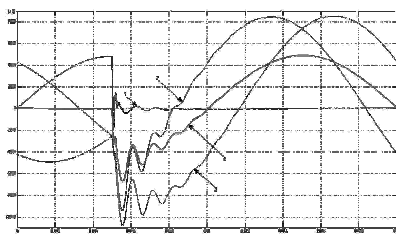


Рис. 3. Расчетные осциллограммы переходных напряжений на шинах ЦП при ОЗЗ в промежуточной точке сети (на шинах ТП): 1 – напряжение поврежденной фазы "А"; 2 – напряжение в нейтрали; 3, 4 – напряжения неповрежденных фаз "В" и "С" соответственно

В реальных устройствах защиты от ОЗЗ, основанных на использовании переходных процессов, обычно используется спектр частот до 3 – 4 кГц. 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 с запасом ограничиться учетом диапазона частот примерно до 5 кГц, а составляющими с большими частотами пренебречь. При указанном ограничении верхней частоты разрядные составляющие переходного тока и напряжения можно рассматривать как одночастотные. Зарядная составляющая переходных токах и напряжениях практически всегда содержит только одну частотную составляющую. Поэтому в диапазоне частот примерно до 5 кГц переходный процесс при ОЗЗ в кабельных сетях 6 – 10 кВ можно рассматривать как двухчастотный и, соответственно, аналитические расчеты переходного процесса при ОЗЗ с учетом разрядной и зарядной стадий выполнять по двухчастотной схеме замещения.

Таким образом, результаты исследований переходных процессов при ОЗЗ на математических моделях, учитывающих реальную конфигурацию кабельных сетей 6 – 10 кВ и распределенный характер параметров кабельных линий подтверждают полученный в [2] на основе исследований на физической модели вывод о возможности получения на основе двухчастотной схемы замещения достаточно точного аналитического решения уравнений переходного процесса при ОЗЗ, но только в диапазоне частот переходных токов примерно до 5 кГц.

При ОЗЗ вблизи шин 6 – 10 кВ ЦП токи разряда неповрежденных линий имеют явно выраженный волновой характер и существенно различные частоты, и применение двухчастотной схемы замещения кабельной сети приводит к существенным погрешностям в расчете переходного процесса при ОЗЗ. Исследования на моделях кабельных сетей показали, что применение двухчастотной схемы замещения дает приемлемые погрешности в расчете токов переходного процесса при удаленностях места ОЗЗ от шин ЦП порядка 100 и более метров.

В переходных напряжениях влияние разрядной составляющей практически не заметно (рис. 3). Поэтому при аналитическом расчете переходных напряжений при ОЗЗ в кабельных сетях 6 – 10 кВ допустимо применять одночастотные схемы замещения.

Библиографический список

1. Каганов З.Г. Волновые напряжения в электрических машинах. – М.: Энергия. – 1970.
2. Шуин В.А. Начальные фазовые соотношения электрических величин переходного процесса при замыканиях на землю в кабельных сетях 6 – 10 кВ // Электричество. – 1991, – № 10. – С. 58 – 61.
3. Шуин В.А. Влияние разряда емкости поврежденной фазы на переходный процесс при замыканиях на землю в кабельных сетях 3 – 10 кВ // Электричество. – 1983. – № 12. – С. 4 – 9.

*В.В. Можжухина, асп.,
рук. Л.М. Колесов, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПОВЫШЕНИЕ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ДИСТАНЦИОННЫХ ЗАЩИТ ЛИНИЙ С ОТВЕТВЛЕНИЯМИ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ К КОРОТКИМ ЗАМЫКАНИЯМ НА СТОРОНЕ НИЗШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

При осуществлении дистанционной защиты (ДЗ) возникают значительные трудности в обеспечении требуемой чувствительности к коротким замыканиям (КЗ) в зоне резервирования: за трансформаторами ответвлений, или на стороне НН автотрансформатора (АТ). Это определяется в первую очередь тем, что на замер сопротивления измерительного органа (ИО) ДЗ влияет подпитка с противоположной стороны защищаемого объекта. Кроме того, ИО сопротивления должен быть отстроен от максимального нагрузочного режима. Например, для ДЗ линии с ответвлением переток мощности по линии может быть таким, что сопротивление нагрузочного режима близко к замеру сопротивления при КЗ за трансформато-

ром. Еще большие трудности возникают при двухфазных КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток «звезда – треугольник».

Для повышения чувствительности ДЗ трехконцевого объекта к коротким замыканиям на стороне низшего напряжения трансформатора предлагается выполнить дополнительное реле сопротивления, включаемое на сумму токов двух питающих сторон элемента и напряжение одной из сторон, математически смещенное к точке подключения третьей стороны элемента.

В случае выполнения ДЗ линии с ответвлениями ИО сопротивления включается на напряжение на шинах подстанции в месте установки защиты, компенсированное падением напряжения на сопротивлении участка линии до ответвления, и сумму токов питающих концов линии. Замер сопротивления в этом случае определяется выражением:

$$\underline{Z}_{зам} = \frac{\dot{U}_{ш1} - \dot{I}_1 \cdot \underline{Z}_1}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2}, \quad (1)$$

где $\dot{U}_{ш1}$ – напряжение на шинах подстанции в месте установки защиты; \underline{Z}_1 – сопротивление участка линии до ответвления; \dot{I}_1 – ток в линии со стороны установки защиты; \dot{I}_2 – ток противоположного конца линии (при выполнении в качестве основной защиты продольной дифференциальной токовой защиты линии он уже имеется в терминале).

При выполнении ДЗ автотрансформатора замер сопротивления ДЗ стороны ВН АТ определяется следующим образом:

$$\underline{Z}_{зам} = \frac{\dot{U}_{ВН} - \dot{I}_{ВН} \cdot \underline{Z}_{ВН}}{\dot{I}_{ВН} + \dot{I}_{СН} / K_{ТВН-СН}}, \quad (2)$$

где $\dot{U}_{ВН}$ – напряжение на шинах ВН АТ; $\underline{Z}_{ВН}$ – сопротивление обмотки ВН АТ; $\dot{I}_{ВН}$ – ток на стороне ВН АТ; $\dot{I}_{СН}$ – ток на стороне СН АТ; $K_{ТВН-СН}$ – коэффициент трансформации автотрансформатора.

В качестве подведенных величин возможно использование междуфазных напряжений и соответствующих им разностей фазных токов. Для предлагаемого ИО также возможно включение на фазные величины, что позволит обеспечить лучшую чувствительность при двухфазных КЗ на стороне НН трансформатора. В этом случае для обеспечения несрабатывания ИО при КЗ на землю необходимо блокировать действие защиты.

И для ДЗ линии с ответвлением и для ДЗ АТ при КЗ на стороне низшего напряжения реле оказывается как бы включенным в сеть с односторонним питанием. Поэтому влияние подпитки противоположного конца защищаемого объекта полностью устраняется и чувствительность предлагаемой защиты оказывается значительно выше существующей.

Кроме того, для обеспечения несрабатывания в режимах без КЗ предлагаемой ДЗ достаточно выполнить отстройку только от тока нагрузки защищаемой зоны. Для резервной защиты линии необходима отстройка от тока нагрузки только трансформатора ответвления, а в случае ДЗ автотрансформатора отстройка должна производиться только от нагрузки стороны НН автотрансформатора. Поэтому предлагаемая защита может обеспечить значительно лучшую отстроенность от нагрузочных режимов.

О.А. Коновалов, студ.;
рук. Е.С. Шагурина, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)

СИСТЕМА КОМПЛЕКСНОГО АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ТЕСТИРОВАНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ «СКАТ-РЗА»

В настоящее время все более широкое применение находят устройства релейной защиты и автоматики (РЗА) на микропроцессорной элементной базе, а в соответствии с [1] вновь проектируемая защита электроустановок выполняется только на микропроцессорной базе. Использование современной микропроцессорной элементной базы ведет к значительному снижению массогабаритных показателей устройств РЗА, обеспечивает высокую точность измерений и постоянство характеристик, что позволяет повысить чувствительность, быстродействие и селективность защит. Основными преимуществами характеристик цифровых устройств по сравнению с электромеханическими реле являются:

- более высокий коэффициент возврата;
- малое потребление мощности от трансформаторов тока и напряжения (на уровне 0,1...0,5 ВА);
- небольшое потребление от сети оперативного тока вне зависимости от заложенного количества функций.

Однако при тестировании таких устройств РЗА традиционными методами возникает существенный недостаток, а именно затраты большого количества времени на проведение работ в части технического обслужи-

вания (наладка). Поэтому программные продукты, упрощающие процесс наладки, являются актуальными.

На отечественном рынке для решения этой проблемы, научно-производственное предприятие «Селект» (г.Чебоксары) разработало программное обеспечение (ПО) автоматизированного тестирования РЗА «СКАТ-РЗА». Целью настоящей работы является изучение возможностей программы.

Программа «СКАТ-РЗА» (рис. 1) предназначена для автоматизации проверок РЗА, и является универсальным инструментом, который позволяет создавать любые сценарии автоматических проверок функций защит и автоматики посредством описания последовательности единичных режимов. Данные режимы характеризуются заданными на определенный промежуток времени комбинациями аналоговых и дискретных сигналов, подаваемых с помощью испытательного комплекса. Смена режимов зависит от команд РЗА (логических сигналов) поступающих в испытательную установку (например, переход к единичному тесту бестокового режима после команды отключения выключателя). Одновременно с программированием тестов при помощи «СКАТ-РЗА» задаются ожидаемые комбинации выходных сигналов РЗА, которые должны возникнуть при правильном функционировании релейной защиты.

Программное обеспечение позволяет работать наладочному и эксплуатационному персоналу при проведении приемо-сдаточных, пусконаладочных испытаний, приемки и периодического технического обслуживания устройств РЗА.

Использование «СКАТ-РЗА» даёт возможность проверять терминал с конечной версией конфигурационной программы и рабочими уставками, то есть, при проведении испытаний не требуется перепараметрирование и загрузка параметров срабатывания. Это является основным условием адекватной оценки работоспособности современной микропроцессорной защиты, в которой вывод одной из функций зачастую влияет на действие других. Кроме того, значительно экономится время при проверке однотипного оборудования релейной защиты, например комплексов РЗА отходящих присоединений, ячеек фидеров и т.д.

Данное программное обеспечение включает в себя следующие функциональные возможности:

- удобный и понятный интерфейс, который легко освоить даже с начальным знанием ПК;
- работа под операционной системой Windows XP, Windows Vista, Windows 7;
- совместная работа с испытательным оборудованием серии РЕТОМ производства НПП «Динамика» (РЕТОМ-51/61, расширителем вхо-

- удобная для анализа проверок осциллограмма аналоговых и дискретных величин и окно событий;
- способность генерировать сигналы близкие к реальным режимам энергосистемы на основе простых математических моделей;
- легкая масштабируемость испытательного комплекса за счет возможности применения необходимого числа проверочных устройств типа РЕТОМ, управление которыми осуществляется одновременно и синхронно [2].

К недостаткам данного ПО можно отнести то, что при использовании специальных тестовых режимов (шаблонов) при наладке терминала, данный метод будет иметь абстрактный характер и не даст представление о работе защиты в реальных условиях, особенно в случаях свободно конфигурируемой логики терминала [3].

Несмотря на указанный недостаток, данный программный продукт представляет большую ценность и заслуживает более широкого распространения.

Библиографический список

1. СТО 56947007- 29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ (НТП ПС).
2. НПП «СЕЛЕКТ». – Режим доступа: <http://rza-select.ru>.
3. Шнейерсон, Э.М. Проектирование и эксплуатация – ключевые вопросы современной релейной защиты. – Релейщик. – № 1. – Март 2009.

И.М. Сугробов, студ.;
рук. Е.С. Шагурина, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)

ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ВАКУУМНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

В разные периоды времени в электроэнергетике были популярны различные коммутационные аппараты. Применяемость тех или иных видов выключателей была обусловлена популярностью дугогасящей среды в тот период времени. Самые распространенные из них: воздух, масло, элегаз, вакуум. На первый взгляд наиболее дешевым в использовании представляется воздух. Однако применение вакуума и элегаза дешевле, поскольку технологический процесс их производства менее затратен. Требования, предъявляемые к выключателям, всегда жесткие, так как от их исправности и ожидаемого срабатывания зависит надежность всей электроэнергетической системы. Основные из них это: надежность цикла

включения – отключения, быстродействие, пожаробезопасность, взрывобезопасность, удобство эксплуатации. Стратегия развития выключателей заключается в улучшении конкретного параметра без ухудшения остальных.

В России наиболее распространенными эксплуатируемыми выключателями являются масляные, однако в новом строительстве и реконструкциях на смену им пришли вакуумные. При одинаковых коммутируемых токах вакуумные выключатели (ВВ) гораздо меньше, легче и пожаробезопаснее, вследствие чего они приобретают большую популярность и активно внедряются в сетях 10 – 35 кВ. Поэтому исследование направлений развития вакуумных выключателей представляются актуальной задачей.

В динамично развивающихся городах значительно возрастает потребление энергии, а значит, одним из наиболее важных вопросов является габариты электрооборудования. В конструкции любого вакуумного выключателя 70 % объема отведено под привод. Существует несколько видов конструкции приводов, самыми популярными, до недавнего времени, были электромагнитные и пружинные.

С открытием инновационного привода, так называемой “магнитной защелки”, компактность выключателей повысилась на 40 – 50 %, кроме того, увеличилась надежность и управляемость ВВ. Конструкция данного типа привода состоит из нескольких основных элементов: подвижная часть (якорь), не подвижный статор, силовая и поджимная пружины. В момент, когда по обмотке статора начинает протекать ток, якорь под действием магнитного поля начинает подниматься вверх, преодолевая сопротивление пружины. Он достигает крышки привода и примагничивается к ней. При таком положении выключатель остается во включенном состоянии даже при отсутствии тока в катушке статора, за счет остаточной намагниченности. Что бы произвести операцию отключения достаточно подать на обмотку небольшой импульс обратной полярности, при этом намагниченность исчезает, и за счет силы пружины якорь опускается вниз и разрывает контакты выключателя.

Современные темпы роста энергопотребления делают сложнее структуру распределительных сетей. С каждым годом появляются новые присоединения и ответвления, что существенно усложняет выбор защит, обеспечивающих бесперебойное энергоснабжение. Кроме этого оборудование, эксплуатируемое сейчас, в большинстве своем морально и физически устарело. Эти и многие другие причины явились предпосылками для внедрения в Российскую энергетику такого устройства, как реклоузер.

Первоначально данный вид оборудования появился за рубежом и стал очень популярен в силу экономичности и удобства. Для России реклоузеры являются относительно новыми устройствами, которые только сейчас начинают привлекать внимание энергетиков.

Реклоузер – это высокотехнологичное, компактное устройство, совмещающее в себе функции выключателя, устройства определения места повреждения, устройств автоматики и релейной защиты, а так же набор измерительных датчиков тока и напряжения. Комплектация реклоузера состоит из коммутационного (силового) модуля, шкафа управления и соединительного устройства. Реклоузеры предназначены для нового строительства, замены выключателей (масляных, вакуумных и элегазовых), отделителей и короткозамыкателей, вставок плавких предохранителей в проектах модернизации подстанций 35/6 (10) кВ и могут быть установлены как в линиях (на опорах), так и на подстанциях. В качестве коммутационного модуля используется вакуумные выключатели с электромагнитным или механическим приводами. Измерительные органы напряжения могут быть реализованы с помощью емкостных делителей напряжения, а токи фиксируются благодаря датчикам Роговского.

Реклоузеры обладают множеством преимуществ, которые экономят деньги и время в эксплуатации.

1. Сокращение времени проектных, строительно-монтажных и пусконаладочных работ. Реклоузеры выпускаются с высокой степенью готовности интеграции в сеть, поскольку все параметры защит и автоматики уже рассчитаны и установлены.

2. Малые масса и габариты реклоузера позволяют установить его на любую из существующих конструкций без изменения строительной части РУ 35 кВ подстанций 35/6(10) кВ.

3. Возможность “врезаться” в любую точку сети, деля ее на более простые зоны, на которых легче организовать их защиту.

4. Повышение надёжности.

5. Возможность дистанционно (по Wi-Fi) управлять реклоузером, а так же наблюдать за изменением параметров тока и напряжения в режиме реального времени.

6. Отсутствие необходимости устанавливать внешние устройства (трансформаторы тока и напряжения, внешние терминалы защит и автоматики), прокладывать и контролировать в эксплуатации внешние цепи благодаря встроенной системе измерения токов и напряжений сети.

7. Возможность идентификации однофазных замыканий на землю на вводах и внутри трансформатора за счёт встроенного чувствительного датчика тока нулевой последовательности.

8. Существенное снижение времени ликвидации внутренних повреждений в трансформаторе за счёт применения логической защиты трансформатора мгновенного действия с фильтром составляющих тока намагничивания трансформатора, что также позволяет организовать бы-

стросдействующую защиту трансформатора при внутренних коротких замыканиях, а также предотвратить развитие аварии.

9. Отсутствие необходимости обслуживания. Шкаф управления имеет систему самодиагностики и способен передавать в сервисное программное обеспечение или во внешнюю SCADA информацию о неисправностях, режимах работы сети, аварийных событиях.

С развитием современных технологий и микропроцессорной техники стало возможным сделать коммутационное оборудование более компактным, современным и технологичным, при этом не ухудшая другие качества. Реклоузеры это новое воплощение выключателей, которые безусловно завоюют рынок благодаря вышеперечисленным преимуществам.

*Н.В. Савкина, студ.;
рук. Е.С. Шагурина, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

Введение. Планируемая полная замена традиционных устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) на современные микропроцессорные является длительным процессом. Оценка темпов реализации инвестиционных программ показывает, что при существующих темпах обновления активов сетевых компаний переход от электромеханической РЗА к цифровой затянется на 15 – 20 лет.

Известно, что в настоящее время в энергосистемах России в эксплуатации находится более 1,5 млн. устройств РЗА, из которых около 90 % выполнено на электромеханической базе [1].

Тем не менее, несмотря на быстрый рост числа электромеханических комплектов РЗА с превышенным сроком службы, удельный поток отказов значительно более «свежих» цифровых защит существенно превышает поток отказов электромеханических защит. Поэтому анализ причин отказов устройств релейной защиты и меры по предупреждению отказов является актуальной задачей.

Причины отказов микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики. Среди наиболее существенных факторов снижения надежности микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики отмечаются следующие:

- ошибки при проектировании и наладке (в том числе сложность расчета полного перечня требующихся для устройств уставок);

- конструктивные (включая программные) недостатки;
- отсутствие унификации алгоритмов и интерфейсов;
- сложность эксплуатации и, соответственно, повышенный процент ошибок персонала;
- низкое (у некоторых фирм) технологическое качество;
- низкое качество компонентов;
- естественный срок службы суммы применяемых технологий (многослойные печатные платы, микропроцессоры, элементы блока питания, электронные узлы, работающие с оперативным напряжением и т.п.).

Основной комплексный фактор снижения надежности цифровых защит – быстрый темп внедрения, следствием которого является и низкое качество проектов, и ошибки монтажников и наладчиков, отставание подготовки персонала и, в конечном счете, повышенный уровень отказов на начальном этапе.

Причины отказов электромеханических устройств релейной защиты и автоматики. Для электромеханических защит основными причинами отказов являются совершенно другие факторы:

- в конструкции электромеханических устройств отсутствует контроль исправности большинства элементов схемы, поэтому возникшая в схеме неисправность не обнаруживается до факта отказа или ложной работы;
- электромеханические защиты ремонтируются персоналом эксплуатации в условиях дефицита времени и вне специализированных производств, с применением менее совершенных материалов и инструментов;
- после проведения плановой проверки электромеханических устройств в объеме наладки или восстановления, вследствие большого числа опробований работы электрических цепей схемы, поверхности контактов вновь покрываются нагаром и требуют повторной очистки, что нарушает регламент уже выполненного технического обслуживания;
- электромеханические устройства в значительной степени открыты для воздействия неблагоприятных внешних факторов, приводящих к преждевременному старению и отказам.

Необходимо также отметить, что из-за отсутствия запчастей персонал подчас вынужден использовать для ремонта детали, снятые со старых реле, или хорошо сохранившиеся старые реле целиком.

Следует отметить также и общее снижение качества поставляемых реле – появление большого числа частных фирм-производителей с сниженными требованиями к качеству как со стороны производителей, так и эксплуатации.

В последние годы отмечается высокий износ, а в некоторых случаях и критическое состояние электромеханических устройств, связанные с их старением.

Сроки эксплуатации электромеханических устройств оцениваются так: порядка 70 % устройств отработали более 25 лет, при этом, более 35 % устройств от общего количества электромеханических устройств отработали более 35 лет.

Старение электрических аппаратов, в том числе электромеханических реле, определяется старением составляющих его материалов. Причинами старения являются:

- естественная деградация материала (потеря физико-химических свойств, необходимых для правильной работы реле в нормативных условиях);
- износ подвижных частей;
- длительный нагрев катушек некоторых типов реле;
- тяжелые режимы работы контактных систем, в первую очередь у контактов реле, коммутирующих катушек управления выключателями, произведенными в СССР;
- большое число срабатываний;
- условия окружающей среды помещений и шкафов открытой установки (температура, влажность, агрессивная окружающая среда).

Физическое старение и надежность реле существенно зависят от индивидуальных условий эксплуатации. В большинстве случаев реле, комплекты и устройства РЗА на подстанциях работают в нормальных условиях эксплуатации (отапливаемые помещения) [5]. Однако оборудование, установленное в шкафах наружной установки, или же в зданиях релейных щитов в течение продолжительных периодов времени подвергается существенному воздействию дополнительных факторов старения.

Возможные пути уменьшения отказов, связанных со старением электромеханических устройств релейной защиты и автоматики. По сравнению с данными двадцатилетней давности рост удельного числа технологических нарушений по причинам старения электромеханических устройств РЗА составляет по данным разных источников от 2 до 5 раз. Например, в 1993 – 1998 годах доля случаев неправильной работы устройств из-за старения оборудования занимала в среднем 9,7 % в общем объеме случаев неправильной работы. А в 2011 году на объектах ОАО «ФСК ЕЭС» произошло 536 случаев неправильной работы устройств РЗА из них 256 случаев (47,7 %) по причине старения оборудования. По итогам 2012 года на подстанциях ОАО «ФСК ЕЭС» был зафиксирован 451 случай неправильной работы устройств РЗА, из которых 182 случая (40 %) произошло по причине старения устройств РЗА.

Приведенные выше данные указывают на необходимость корректировки стратегии обслуживания электромеханической РЗА для стабилизации показателей ее надежности. Для решения этой проблемы на совещании руководителей и специалистов ОАО «ФСК ЕЭС» и ЗАО «ЧЭАЗ» в начале 2013 года были рассмотрены пути ее решения:

- совершенствование методологии оценки состояния реле путем разработки инструментальных методов оценки износа материалов и конструктивных узлов;
- повышение качества специальной подготовки персонала;
- создание сети сервисных центров по обслуживанию, ремонту и подготовке персонала;
- «упреждающая» замена наименее надежных аппаратов.

Выявление наименее изношенных реле и их замена – наиболее эффективный путь повышения показателей надежности в условиях старения оборудования. Эксплуатационным персоналом накоплен большой опыт применения электромеханической РЗА, показывающий, что большинство отказов носят спонтанный, или катастрофический характер и не могут быть выявлены при плановых проверках.

Для систематизации этой работы специалистами сетевых предприятий и основного производителя электромеханических устройств РЗА в России ЗАО «ЧЭАЗ» было принято решение о проведении работы по формированию ремонтных комплектов, предназначенных для упреждающего обновления наименее надежных компонентов электромеханических панелей РЗА в рамках специально созданной рабочей группы.

Целью работы является разработка и внедрение ремонтных комплектов – наборов новых реле и электрических аппаратов для предупредительной замены наиболее изношенных, либо наименее надежных аппаратов, установленных в массовых типовых и нетиповых панелях с превышенным сроком эксплуатации, с целью предупреждения их выхода из строя.

Выводы

1. Тактика «разумного компромисса», заключающаяся в поддержании надежного состояния электромеханических защит в течение ближайших 10 – 15 лет, в сочетании с планомерной заменой защит на цифровые при комплексной реконструкции и новом строительстве подстанций даст наилучшие результаты в отношении показателей надежности РЗА и затрат на эксплуатацию.

2. Наборы ремонтных комплектов для упреждающей замены наименее надежных компонентов электромеханической РЗА являются эффективным средством повышения надежности энергоснабжения.

3. Для поддержания показателей надежности работы электромеханических систем РЗА на объектах электроэнергетики, модернизация которых не планируется в ближайшие 3 – 5 лет, необходимо провести работы по замене наиболее подверженных старению реле с применением специально разработанных ремонтных комплектов.

Библиографический список

1. Гуревич, В.И. Микропроцессорные реле защиты: в поисках оптимальности // Энергетика и промышленность России. – № 21 (137). – 2009. – С. 30 – 43.

5. Андреев, Д. и др. Обновление электромеханических устройств РЗА // Электроэнергия. Передача и распределение. – № 6 (21). – 2013. – С. 108 – 111.

А.А. Яблоков, асп.;
рук. В.Д. Лебедев, к.т.н., доцент,
А.В. Макаров, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)

ИССЛЕДОВАНИЕ ФЕРРОРЕЗОНАНСНЫХ ЯВЛЕНИЙ В ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ НАПРЯЖЕНИЯ

Работа электромагнитных измерительных трансформаторов напряжения при коммутациях высоковольтных выключателей может приводить к возникновению феррорезонансных явлений, обусловленных наличием в одной цепи нелинейной индуктивности (трансформаторов напряжения) и емкостных элементов (емкостей шин и конденсаторов, шунтирующих контактные разрывы высоковольтных выключателей). Феррорезонансные явления приводят к неправильной работе электроэнергетического оборудования, выходу его из строя, развитию крупных аварий.

В руководстве по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений (РД 153-34.3-35.129-99) в качестве одной из основных мер по борьбе с феррорезонансными явлениями предлагается использование антирезонансных трансформаторов напряжения.

Емкостные трансформаторы, не подверженные резонансу по определению, однако по своим характеристикам не могут в полной мере заменить индуктивные трансформаторы. Чтобы сделать индуктивный трансформатор антирезонансным изготовители стремятся снизить рабочую индукцию магнитопровода, используют толстолистовую конструкционную сталь в качестве поглотителя энергии феррорезонансных колебаний.

Для придания индуктивным трансформаторам антирезонансных свойств можно использовать разомкнутые магнитные сердечники на основе стержневых магнитопроводов вместо замкнутых. Кривая намагничивания такого трансформатора является более пологой, а конструкция более компактной и удобной для выполнения внутренней изоляции.

На рис. 1 показаны разработанные схемы конструкций трансформаторов напряжения с горизонтальным и вертикальным расположением разомкнутых магнитных сердечников.

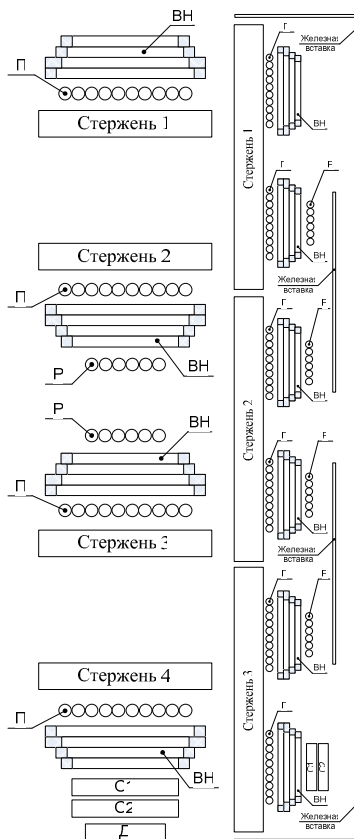


Рис. 1. Конструкции трансформаторов напряжения с разомкнутым магнитопроводом

Исследование антирезонансных свойств конструкций трансформатора выполнялось на упрощенной схеме электрической цепи транс-

форматоров напряжения, моделирующей условия испытаний на подстанции при отключении секции шин многоразрывными выключателями (рис. 2).

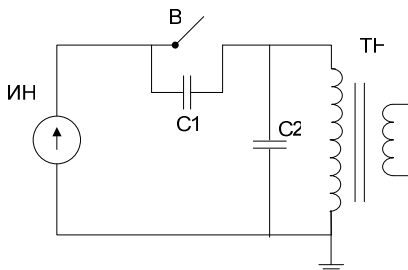


Рис. 2. Синтетическая схема для исследований ТН на феррорезонанс: ИН – источник напряжения, В – выключатель, ТН – трансформатор напряжения

Моделирование и расчеты исследуемой схемы были выполнены в программных комплексах COMSOLMultiphysics и EMTP-RV. В COMSOLMultiphysics были разработаны полевые модели трансформаторов напряжения и проведены совместные цепные и полевые расчеты. В EMTP-RV трансформатор моделировался в виде резистивного сопротивления и нелинейной катушки индуктивности с рассчитанной кривой намагничивания.

На рис. 3 приведены результаты исследований трансформатора НКФ-220 и разработанных антирезонансных трансформаторов с разомкнутым магнитопроводом. По оси Z на графиках отложена амплитуда тока, протекающего по обмоткам трансформаторов, после коммутации выключателей, в А, по оси X – емкость конденсаторов, шунтирующих контактные разрывы высоковольтных выключателей (C1) в нФ, по оси Y – емкость на землю (C2) в нФ. Плоскость, параллельная плоскости XY, определяет максимально допустимый ток, который может протекать через обмотки трансформатора напряжения данной конструкции.

Трансформаторы напряжения с разомкнутыми магнитопроводами вступают в опасный феррорезонанс с гораздо меньшим диапазоном емкостей выключателей и шин, и амплитуда тока при феррорезонансе у таких трансформаторов ниже, чем у обычных. На подстанциях суммарная емкость выключателей находится в диапазоне от 2 до 6 нФ. Трансформатор напряжения с вертикальным расположением разомкнутых магнитопроводов и количеством витков в каждой обмотке равным 60000 в указанном диапазоне емкостей не вступает в опасный феррорезонанс.

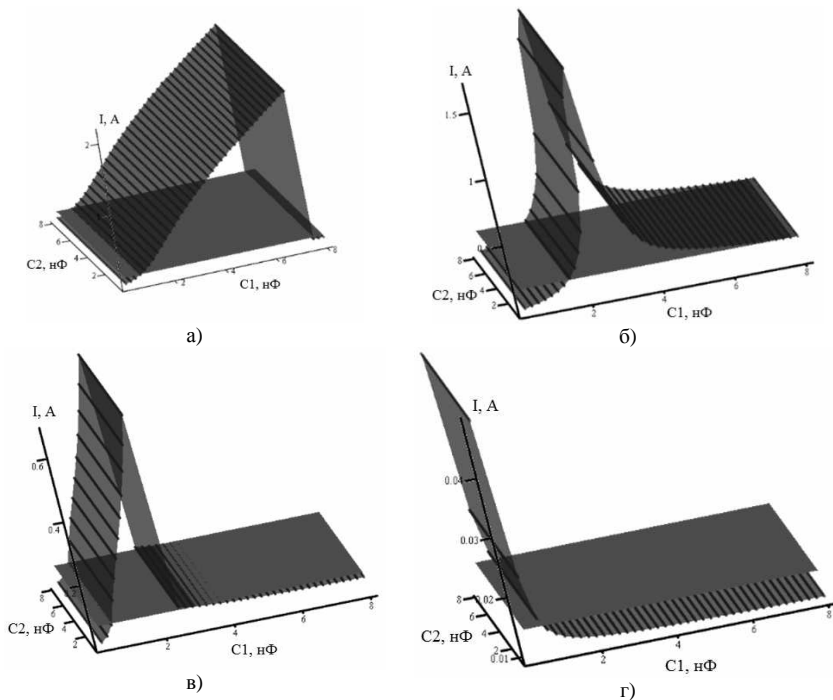


Рис. 3. Области существования феррорезонанса: а – НКФ-220; б – трансформатор с горизонтальным расположением разомкнутых магнитопроводов; в – трансформатор с вертикальным расположением разомкнутых магнитопроводов (количество витков в каждой обмотке 30000); г – трансформатор с вертикальным расположением разомкнутых магнитопроводов (количество витков в каждой обмотке 60000)

*Т.Ю. Канакина, Н.В. Лебедева, студенты;
рук. В.Д. Лебедев, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

**ПРОГРАММНО-ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС
NATIONAL INSTRUMENTS + LABVIEW ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ
ЦИФРОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА НАПРЯЖЕНИЯ.
НАСТРОЙКА И ОТЛАДКА КОМПЛЕКСА**

Работы, проводимые в центре «Высоковольтные цифровые измерительные преобразователи и трансформаторы», потребовали снятия

характеристик высоковольтных делителей цифровых трансформаторов напряжения.

Делитель изготавливается из высоковольтных, высокоомных, прецизионных резисторов. Схематично расположение резисторов можно представить, как показано на рис.1. Делитель осуществляет функцию $u_2 = f(u_1)$, где $f(u_1) = k \cdot u_1$. u_1 – первичное напряжение, u_2 – вторичное напряжение, $k = R_{\text{шунта}} / R_{\Sigma \text{ делителя}}$.

При создании делителя необходимо решить несколько задач: определение числа резисторов, величин их сопротивлений, а также их расположения, что обуславливает распределение электрического поля в конструкции.

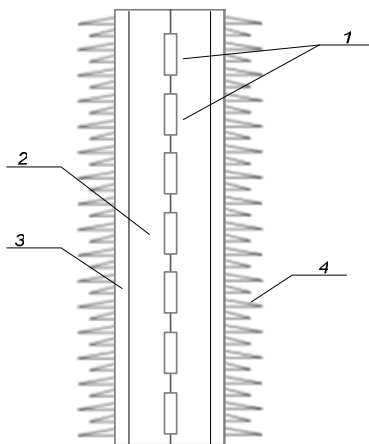


Рис. 1. Высоковольтный делитель цифрового трансформатора напряжения: 1 - резистивные элементы, 2 – герметик, 3. - стеклопластиковое основание изолятора, 4 – внешний полимерный изолятор

Переменное электрическое поле (рис. 2), в свою очередь, создаёт в диэлектрике ёмкостные токи (токи смещения), влияющие на метрологические свойства делителя (его погрешности). Поэтому важно обеспечить ток через делитель, превышающий ёмкостные (паразитные) токи. С другой стороны, рост тока приводит к увеличению выделения тепла в резисторах, т. к. в соответствие с законом Джоуля–Ленца $P = I^2 R_{\text{дел}}$.

Изоляция представляет собой полимерный наполнитель (герметик) с определенными тепловыми свойствами. Планируется изготовить макет резистивного делителя с установленным в его теле температурными датчиками. Поскольку процесс нагревания является достаточно продолжительным (может занимать несколько суток), снимать показания вручную

неудобно. Поэтому для исследования необходимо организовать автоматический опрос и запись в файл показаний датчиков.

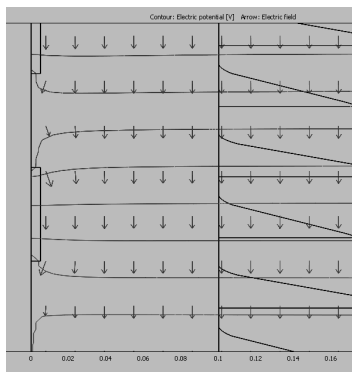


Рис. 2. Распределение электрического поля и токов смещения в теле изолятора

Целью данной работы является настройка и отладка программно-инструментального комплекса National Instruments, а также написание программы в среде LabVIEW, позволяющей в автоматическом режиме опрашивать температурные датчики резистивного делителя трансформатора напряжения и записывать полученные данные в файл.

Программа в среде LabVIEW называется виртуальным прибором (англ. VirtualInstrument) и состоит из двух частей:

- блок-диаграммы, описывающей логику работы виртуального прибора,
- лицевой панели, отображающей внешний интерфейс виртуального прибора.

Программная среда LabVIEW применяется для коммуникации с устройством сбора данных National Instruments SCXI-1327.

Для решения поставленной задачи были сделаны следующие шаги:

- Устройство NISCXI-1327 с помощью USB-кабеля было подключено к компьютеру, на котором установлена среда программирования LabVIEW 9.0. Затем в ней был создан новый виртуальный прибор (File » NewVI).

- Далее необходимо было создать DAQmx задачу, представляющую собой выполняемую операцию по измерению сигнала. Для этого на блок-диаграмме посредством вызова контекстного меню в палитре функций был выбран Помощник по сбору данных DAQAssistant. (Functions » Measurement » NI-DAQmx » DAQAssistant). В появившемся окне была произведена настройка DAQAssistant. Чтобы отобразить опции ввода аналоговых сигналов, был выбран аналоговый ввод (AnalogInput).

- Следующим этапом для создания задачи по измерению температуры в канале аналогового ввода был выбран параметр температура (Temperature).

- Затем в появившемся диалоговом окне был отмечен канал устройства сбора данных, в который поступает сигнал, после чего была произведена настройка задачи с использованием Помощника по сбору данных. Для удобства работы с временными параметрами в процессе настройки был выбран режим «Одно измерение по требованию» (1 SampleOnDemand).

- Далее следовало перейти на лицевую панель программы и создать для наглядности графический индикатор, осуществляющий построение на графике данных из канала. Для этого были выполнены следующие действия: Controls » GraphIndicators » WaveformChart.

- Следующим шагом было соединение на блок-диаграмме объектов DAQAssistant и WaveformChart с помощью инструмента WritingTool, имеющего вид катушки. Для сохранения измерений был добавлен объект «Запись измерений в файл» (WriteMeasurementFile). Это было сделано следующим образом: Functions » File I/O » Write to Measurement File.

- В появившемся диалоговом окне была выполнена настройка записи данных в файл, в процессе которой было важно учесть дальнейшую обработку полученных измерений, например, в программе MSExcel. Для максимально наглядного отображения значений температуры с учетом времени были выбраны следующие режимы: текст в формате LVM (TextLVM), отсутствие заголовков (NoHeaders), единственная шкала времени (Onetimecolumn).

Поскольку программа запускалась один раз, генерировала сигнал и заканчивала свое выполнение, было необходимо использовать цикл по условию (WhileLoop). С его помощью программа выполнялась непрерывно до остановки ее пользователем. Далее посредством вызова контекстного меню и нажатия кнопки «Поиск» (Search) был найден цикл по условию «Управление выполнением» (WhileLoopExecutioncontrol). После выбора этой опции удалось охватить все объекты на блок-диаграмме специальной рамкой и тем самым организовать их в цикл. На лицевой панели появилась кнопка «Стоп» (Stop). Теперь программа будет выполняться до тех пор, пока не будет нажата данная кнопка. Также важно было настроить скорость выполнения программы, т. е. измерение температуры, выдаваемой датчиком, через определенный промежуток времени. Для этого был добавлен объект «Временная задержка» (TimeDelay). Это было сделано следующим образом: Programming » Timing » TimeDelay. В появившемся диалоговом окне был установлен интервал измерений (60 секунд). При запуске программы создавался файл в формате LVM, куда ежеминутно записывались данные. Они имели вид двух столбцов: столбец величин температуры и соответствующий ему столбец времени измерений.

Таким образом, в среде LabVIEW была создана программа, позволяющая не только снимать в автоматическом режиме измерения датчика температуры, установленного в теле резистивного делителя, но и записывать полученные данные в файл в форме, удобной для их дальнейшей обработки. Определение данной характеристики резистивного делителя дает возможность для дальнейшего исследования цифрового трансформатора напряжения и создания его макета.

Библиографический список

1. Жуков К.Г. Модельное проектирование встраиваемых систем в LabVIEW(+DVD-ROM).
2. Батоврин В., Бессонов А. LabVIEW: практикум по основам измерительных технологий. – М.: ДМК Пресс, 2005. – 208 с.
3. Кехтарнаваз Н., Ким Н. Цифровая обработка сигналов на системном уровне с использованием LabVIEW /Пер. с англ. – М.: Издательский дом "Додэка-XXI", 2007. – 304 с.

*И.Д. Замыслов, А.Е. Нестерихин, студенты;
рук. В.Д. Лебедев, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ МОДЕЛИ ТРАНСФОРМАТОРА ПИТАНИЯ ЦИФРОВЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И СПЕЦИАЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Развитие микропроцессорной техники позволило создавать не только устройства релейной защиты и автоматики с новыми характеристиками, но и первичные преобразователи тока и напряжения, а также в отдельных случаях комбинировать их. Практический интерес представляет создание цифровых трансформаторов тока и устройств релейной защиты, находящихся на первичной стороне высоковольтного оборудования. Однако для реализации данных устройств необходимо решить задачу обеспечения питания микропроцессорной электроники на высоковольтном проводе. Возможны различные подходы реализации источников питания от использования аккумуляторных и гальванических батарей до лазерной накачки. Для обеспечения бесперебойного питания необходимо резервирование и при этом желательно использовать питающие устройства, построенные на различных физических принципах для устранения характерных недостатков свойственных тому или иному типу.

В данной работе рассматривается возможность использования тока, протекающего по первичному токопроводу, для питания блока электронной аппаратуры [1]. При этом отбор электромагнитной энергии, доста-

точной для питания электроники, может быть выполнен при помощи трансформатора с ферромагнитным сердечником (трансформатора тока).

Результаты данной работы необходимы также для разработки устройств релейной защиты «мертвой зоны» (РЗМЗ) [2]. Практически требуется добиться того, чтобы питающий трансформатор был способен выдавать стабильное напряжение в широком диапазоне входных токов, от 50 А до 30 кА для потребителя с сопротивлением 50 Ом. Основной задачей, поставленной в данной работе, является изучение и расчёт модели трансформатора тока, обеспечивающего надежное электроснабжение устройств и схем во всех режимах работы первичной цепи.

Таким образом, можно сформулировать конкретную цель работы: построить компьютерную модель трансформатора питания, изготовленного с использованием тороидального магнитопровода и исследовать взаимовлияние физических параметров таких как взаимосвязь первичного и вторичного токов, выходной мощности, напряжения с учетом эффекта насыщения магнитопровода.

Результаты экспериментальных исследований на компьютерных моделях необходимо проверить при помощи физического моделирования.

Реализация поставленных целей и задач проводилась в несколько этапов:

На первом этапе для расчета параметров изготовлен магнитопровод ОЛР 121/137-16 со сталью марки 3407 [3].

На втором этапе в среде моделирования Multisim 10.1 была исследована модель нелинейного трансформатора с заданной характеристикой намагничивания. При моделировании принято число витков первичной обмотки $N_1 = 1$ (трансформатор находится на первичном проводе), а вторичной $N_2 = 10 \div 1000$ (количество витков в ходе экспериментов изменялось).

На третьем этапе для схемы, представленной на рис. 1, выполнено исследование степени насыщения сердечника, зависимостей токов во вторичной цепи трансформатора от числа витков в ней и величин сопротивлений нагрузки. Нагрузка во вторичной обмотке трансформатора изменялась в пределах от 25 до 100 Ом.

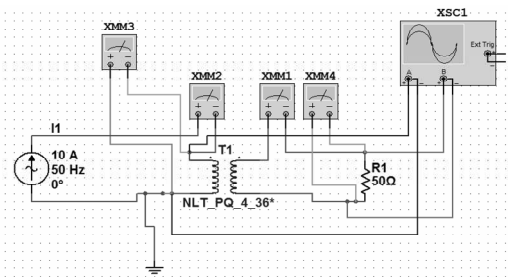


Рис. 1. Схема экспериментальной установки

На следующем этапе проводилось исследование составленной схемы: при неизменной величине активного сопротивления нагрузки исследовалось влияние величины первичного тока (50 А, 100 А, 250 А, 500 А, 1 кА, 15 кА, 30 кА) на выходную мощность при изменении числа витков вторичной обмотки от 10 до 1000. Характеристики для токов $I_1 = 100$ А, и $I_1 = 15$ кА при сопротивлении нагрузки представлены на рис. 2 и рис. 3

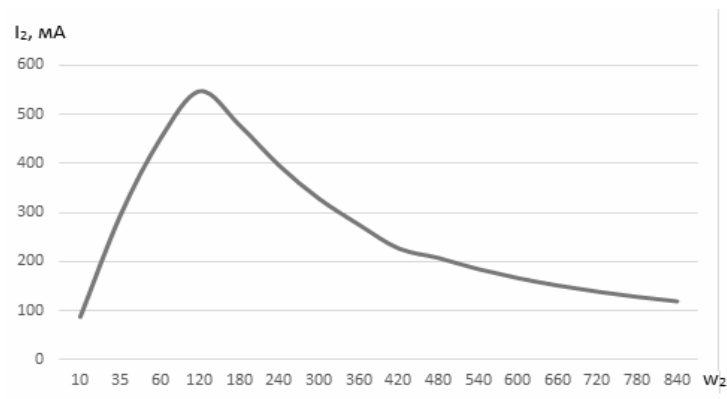


Рис. 2. Зависимость величины вторичного тока во вторичной обмотке трансформатора от числа витков вторичной обмотки при первичном токе 100 А

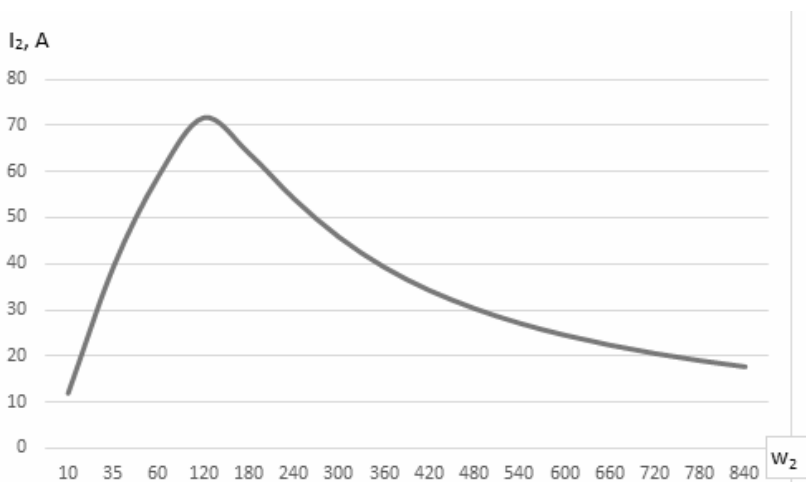


Рис. 3. Зависимость величины вторичного тока во вторично обмотке трансформатора от числа витков вторичной обмотки при первичном токе 15 кА.

Достоверность полученных результатов были проверены на физической модели.

Эксперименты показали возможность создания источника питания на основе трансформатора тока. Для ограничения перенапряжений особенно во время коротких замыканий необходимо использовать дополнительные меры.

Библиографический список

1. **Проблема** создания источника питания автономного комплексного измерительного устройства высокого напряжения: Тез. докл. Труды. XXII Международная конференция «Электро-механика, электротехнологии, электротехнические материалы и компоненты» МКЭЭЭ-2008, Крым, Алушта, 24 сентября – 4 октября 2008 г. Секция 2 - Электромеханика. – С. 297 – 298).
2. **Ликвидация** коротких замыканий в «мертвой» зоне распределительных устройств электроустановок: Тез докл. третья междунар. научно-техн. конф. – Екатеринбург.: 2012. – Том 2 – 587 с.
3. **Каталог** продукции Новолипецкого металлургического комбината «Прокат холоднокатаный тонколистовой из электротехнической анизотропной стали».

*Ю.А. Диброва, Н.А. Удалова, Д.А. Усов, студенты;
рук. Д.И. Ганджаев, ст. преподаватель
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПРОВЕРКА ФУНКЦИЙ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ТЕРМИНАЛОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ СЕРИИ «СИРИУС» НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ «РАДИУС АВТОМАТИКА»

Обеспечение надежной и устойчивой работы единой электрической сети во многом связано с функционированием релейной защиты и автоматики (РЗА), предназначенной для быстрой и селективной ликвидации повреждений и ненормальных режимов в электрической части энергосистемы. Подавляющее число защит в России выполнено на электромеханической базе. Но все более возрастающие требования к надежности электроснабжения потребителей привели к появлению микропроцессорных защит. Преимуществами цифровых РЗА являются надежность, улучшенные технические характеристики (широкий диапазон уставок, быстрдействие, меньшие габариты), возможность применения гибкой логики, совмещения в устройстве функций нескольких защит, измерения, регистрации событий, информативность, удобство в обслуживании. Но в настоящее время ряд факторов приводит к достаточно большому количеству неправильных срабатываний микропроцессорных защит. Кроме

ошибок при проектировании данных защит, неправильному выбору параметров срабатывания к этим факторам можно отнести и недостаточный уровень квалификации обслуживающего персонала, некомпетентность сотрудников пусконаладочных организаций [1].

Чтобы уменьшить влияние последних факторов необходимо знакомство студентов и работников служб по наладке и эксплуатации РЗА с современными микропроцессорными терминалами.

В Российской Федерации цифровые защиты производят НПП «Экра», ИЦ «Бреслер», большая доля приходится и на научно-производственное предприятие «Радиус Автоматика». В состав его продукции входят средства РЗА для станций и подстанций напряжением 6-220 кВ, а также приборы для определения места повреждения 6 – 750 кВ. Для правильной работы терминала «Радиус Автоматика» необходимо перед началом его функционирования произвести проверку, используя разработанный для него протокол проверки. Но в лаборатории университета из-за отсутствия реального оборудования подстанций и станций, полного комплекса испытательных средств не всегда удается выполнить все требования протокола. Поэтому основной задачей работы является адаптация проверки терминала к лабораторным условиям, сделать исследование устройства доступным и понятным для студента.

Цель работы – разработать методические указания по проверке терминалов НПП «Радиус-Автоматика» серии «Сириус» в лабораторных условиях.

В ходе работы было проверено 3 терминала РЗА: «Сириус-2-МЛ», «Сириус-Т», «Сириус-3-ЛВ».

«Сириус-2-МЛ» – устройство, предназначенное для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 3 – 35 кВ (рис. 1). Устройство выполняет функции: максимальной токовой защиты (МТЗ) (3 ступени, любая из ступеней может быть направленной, возможен комбинированный пуск по напряжению), ввода автоматического ускорения любых ступеней МТЗ при любом включении выключателя, защиты от обрыва фазы (ЗОФ) питающего фидера, защиты от однофазных замыканий на землю по сумме высших гармоник или по току основной частоты, защиты синхронных двигателей от асинхронного хода, ЗМН, ЗПН, осуществляет операции отключения и включения выключателя по внешним командам с защитой от многократных включений выключателя, формирует сигналы УРОВ при отказах своего выключателя, одно- или двукратного АПВ, АЧР, ЧАПВ и некоторые дополнительные функции [2].



Рис. 1. Внешний вид лицевой панели «Сириус-2-МЛ»

«Сириус-Т» – основная защита двухобмоточного трансформатора с высшим напряжением 35 – 220 кВ (рис. 2). В термине реализованы функции двухступенчатой дифференциальной токовой защиты трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением) с цифровым выравниванием величины и фазы токов в плечах защиты, автоматической компенсацией токов небаланса, вносимых работой РПН; газовой защиты трансформатора и РПН, ненаправленной двухступенчатой МТЗ высшей стороны, защиты от перегрузки с действием на сигнал, предусмотрены автоматический ввод ускорения при включении выключателя нижней стороны, блокировка МТЗ низкой стороны по содержанию второй гармоники, УРОВ стороны высшего напряжения (ВН), управление обдувом по току нагрузки и сигналов от датчиков температуры и ряд других функций [3].

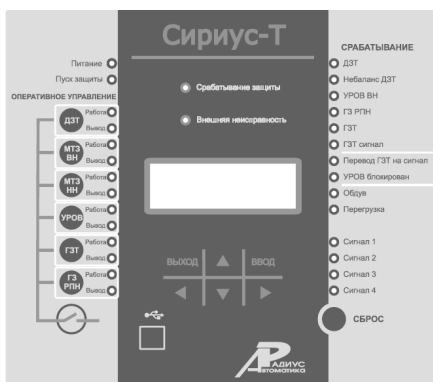


Рис. 2. Внешний вид лицевой панели «Сириус-Т»

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-3-ЛВ» предназначено для защиты воздушных и кабельных линий 110 – 220 кВ в сетях с эффективнозаземленной нейтралью, а также управления, автоматики и сигнализации высоковольтного выключателя с трехфазным управлением, содержит набор резервных ступенчатых защит (рис. 3). Осуществляет следующие функции: четырехступенчатой дистанционной защиты (ДЗ) от междуфазных КЗ (ступени имеют сложные характеристики срабатывания, предусмотрен пуск ступеней от блокировки при качаниях (БК), блокировка защиты при неисправностях в цепях напряжения), одноступенчатой дистанционной защиты от КЗ на землю, четырехступенчатой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП), ненаправленной токовой отсечки с контролем тока трех фаз с различными режимами работы, двухступенчатой МТЗ, ЗОФ, автоматического и оперативного ускорения ступеней ДЗ и ТНЗНП, трехступенчатой защиты от перегрузки линии, АУВ, двукратного АПВ, УРОВ и ряд дополнительных функций [4].



Рис. 3. Внешний вид лицевой панели «Сириус-3-ЛВ»

Для исследования терминалов было использовано несколько установок:

1. универсальный имитатор для проверки устройств РЗА И-901. Данное устройство позволяет в лабораторных условиях обеспечить подачу логических входных сигналов на входные контакты терминала, осуществить визуальную проверку срабатывания выходных реле терминала, имитирует работу высоковольтного выключателя как в автоматическом, так и в ручном режимах;
2. универсальный источник трехфазного тока и трехфазного напряжения «Ретом-51».

Проверка устройств серии «Сириус» включала в себя проверку уставок срабатывания защит, занесенных в терминалы. Для этого осуществлялась подача токов и напряжений с «Ретом-51» при помощи компьютерной программы «Retom». Эта же программа фиксировала измеряемые величины. Полученные результаты сравнивались с уставками, заносились в протоколы проверки, рассчитывались погрешности. Полноценная проверка терминалов РЗА включала в себя не только измерение токов и напряжений, но и времен срабатывания защит, УРОВ, АПВ. Для данных целей использовались свободные программируемые реле терминалов, производилась работа с приложением «Секундомер» в программе «Retom». В ходе исследований была разработана проверка дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора при отсутствии униками напряжения. В процессе работы были выявлены и исправлены ряд ошибок, допущенных при составлении предприятием инструкций для терминалов и протоколов проверки.

В результате проверки были оформлены протоколы испытаний терминалов, составлены подробные методические указания по их исследованию, описаны схемы подключения программируемых реле.

Библиографический список

1. **Темпы** замены электромеханических реле микропроцессорными, появление новых алгоритмов работы микропроцессорных защит: Тез. докл. Труды. II Международная научно-техническая конференция «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», Москва, 7 сентября – 10 сентября 2009 г.
2. **Руководство** по эксплуатации микропроцессорного устройства защиты «Сириус-2-МЛ» НПО «Радиус-Автоматика».
3. **Руководство** по эксплуатации микропроцессорного устройства защиты «Сириус-Т» НПО «Радиус-Автоматика».
4. **Руководство** по эксплуатации микропроцессорного устройства защиты «Сириус-3-ЛВ» НПО «Радиус-Автоматика».

И.О. Смирнов, студ.;
рук. О.В. Фролова, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)

ОРГАНИЗАЦИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СЕТИ ПОДСТАНЦИИ 220/110/35 кВ «ЭЛЬГАУГОЛЬ»

Реализация проекта интеллектуальной сети выполняется на базе энергокластера «Эльгауголь». Энергокластер «Эльгауголь» размещается на тер-

ритории Эльгинского угольного месторождения, расположенного в юго-восточной части Республика Саха (Якутия) и предназначен для электропитания Эльгинского угольного комплекса (ЭУК) ОАО ХК «Якутуголь».

Целью реализации проекта интеллектуальной сети энергокластера «Эльгауголь» являются:

- реализация мониторинга всего контролируемого традиционными АСУТП и ЦСУ оборудования ПС 220 кВ «А», ПС 220 кВ «Б», ПС 220 кВ «Эльгауголь», ПС 220 кВ «Призейская» и удаленное управление оборудованием и подсистемами из ЦУГП;

- адаптивное управление компенсацией реактивной мощности на основе данных системы векторных измерений (СВИ) и данных ЦСУ и АСУТП подстанций с проверкой функционирования в автоматическом режиме (на сигнал);

- разработка алгоритмов и испытания автоматизированного пошагового управления коммутационными аппаратами (управление присоединением) с выдачей команд управления «на сигнал»;

- апробирование системы мониторинга воздушных линий в переходе ВЛ 220 кВ через реку Зезя;

- апробирование распределенной системы векторных измерений (WAMS);

- проработка решений по обеспечению единого времени для ЦСУ объектов энергокластера;

- проработка решений по обеспечению комплексной информационной безопасности (физической и информационной) для ЦСУ объектов энергокластера;

- комплексная цель по ПС 220 кВ «Эльгауголь»: Получение технико-экономических показателей работы систем РЗА, ЦСУ и АИС УЭР при широком применении цифровых вторичных цепей согласно МЭК 61850-9.2LE;

Интеллектуальная система энергокластера Эльгауголь включает в себя следующие подсистемы:

- Цифровую систему управления (ЦСУ);

- Систему релейной защиты и автоматики (РЗА);

- Автоматизированную информационную систему учета энергоресурсов (АИС УЭР);

- Систему векторных измерений (СВИ) (PMU);

- Автоматическую систему оптимального управления напряжением и реактивной мощностью (ААСОУ) в составе ЦУГП (центр управления группой подстанций) на ПС 220 кВ «Призейская»;

- Систему мониторинга воздушных линий 220 кВ в составе ЦУГП;

- Систему комплексной безопасности;
- Систему дистанционной технической поддержки в составе ЦУГП;
- Систему дистанционного обучения в составе ЦУГП.

Цифровая система управления подстанций (ЦСУ). Основой предлагаемого решения является полное и всестороннее применение стандарта IEC 61850 (части 8-1 и 9-2). Применение решений, основанных на этом стандарте, позволяет получить ряд существенных преимуществ, в том числе:

- Снижение капитальных затрат на кабельные связи, монтаж и наладку;
- Простая интеграция всех систем ПС в единое информационное пространство;
- Повышение скоростей информационного обмена;
- Повышение точности измерений за счет исключения дополнительных погрешностей;
- Экономия средств за счет применения групповых устройств автоматики (одно устройство на несколько присоединений, например терминал резервной защиты);
- Снижение эксплуатационных расходов;
- Повышение надежности работы подстанции.

Также значимой причиной использования стандарта IEC 61850 является поддержка его новыми типами первичного оборудования, что облегчает возможность информационной интеграции, управления и диагностики.

Основными новшеством, апробируемыми в данном проекте, является использование шины процесса (Process Bus), которая позволяет обеспечить большую часть описанных выше преимуществ.

Релейная защита и автоматика (РЗА). Подсистема РЗА ЦСУ базируется на всестороннем применении стандарта МЭК 61850. МП терминалы интегрируются в цифровую шину процесса в соответствии с МЭК 61850-9.2 и станционную шину в соответствии с МЭК 61850-8.1. Система РЗА разрабатывается с минимальным количеством кабельных связей: обмен информацией между терминалам РЗА осуществляется посредством GOOSE сообщений, измеряемые ТТ и ТН аналоговые значения передаются терминалам SV потоками, ключи оперативного управления исключаются из шкафов РЗА и заменяются командами управления с АРМ оператора ЦСУ. Состав защит интеллектуального контура позволяет в полном объеме обеспечить защиту всех силовых элементов кластера. На ПС «А» и ПС «Б» для защиты силовых трансформаторов опробуется решение HardFiber GE Multilin. На период опытной эксплуатации защиты интеллектуального контура работают на сигнал с последующим переводом действия на отключение.

Автоматизированная измерительная система учета энергоресурсов (АИС УЭР). Для коммерческого учета ЭЭ на каждое присоединение устанавливаются счетчики, принимающие данные мгновенных величин тока и напряжения с шины процесса в формате МЭК 61850-9.2. Преобразуя эти величины в интервальные приращения мощности и энергии, а также основные параметры электрической сети, счётчики передают измеренные значения в формате DLMS на уровень ЦУГП посредством канала Ethernet для дальнейшей обработки. На уровне ЦУГП устанавливается сервер АИС УЭР в котором помимо визуализации и хранения данных об измерениях и журналов событий, реализуются функции расчётов балансов потребляемых мощностей по различным точкам учёта, прогнозирование энергопотребления по заданным точкам, а также экспорт данных необходимых для коммерческих расчётов на ОРЭ. Кроме того доступ к человеко-машинному интерфейсу выполнен в виде WEB сервиса, что позволяет организовать АРМ операторов на распределённой территории не применяя специализированного программного обеспечения.

Система векторных измерений (СВИ– РМУ). Для управления и мониторинга нормальных и переходных режимов транзита 220 кВ Призейская – «Эльгауголь» на всех присоединениях ЛЭП используются устройства синхронных векторных измерений РМУ, подключаемые к цифровой шине процесса.

Адаптивная автоматическая система оптимального управления напряжением и реактивной мощностью (ААСОУ). Целью создания ААСОУ энергокластера «Эльгауголь» является автоматическое поддержание заданных уровней напряжений на шинах подстанций, входящих в энергокластер, при одновременной минимизации потерь электроэнергии и повышении качества электроэнергии в условиях изменения режимов работы и состава включенного в работу оборудования электрически близких электросетевых объектов.

Общие принципы организации интеллектуальной сети энергокластера «Эльгауголь». Интеллектуальная сеть ПС 220 кВ «Эльгауголь» (рис. 1) охватывает все присоединения 220, 110, 35 кВ.

Основой построения подсистем интеллектуальной сети является шина процесса (Process bus). Шина процесса представляет собой оптический канал связи, обеспечивающий передачу данных согласно стандарту МЭК 61850.

Для сбора аналоговой информации устанавливаются устройства сопряжения с шиной процесса (УСШ) дискретных сигналов. УСШ преобразуют сигналы положения коммутационных аппаратов (КА), а также другую необходимую дискретную информацию в цифровой поток согласно МЭК 61850-8.1 и передают их в сеть обмена данными (Process bus).

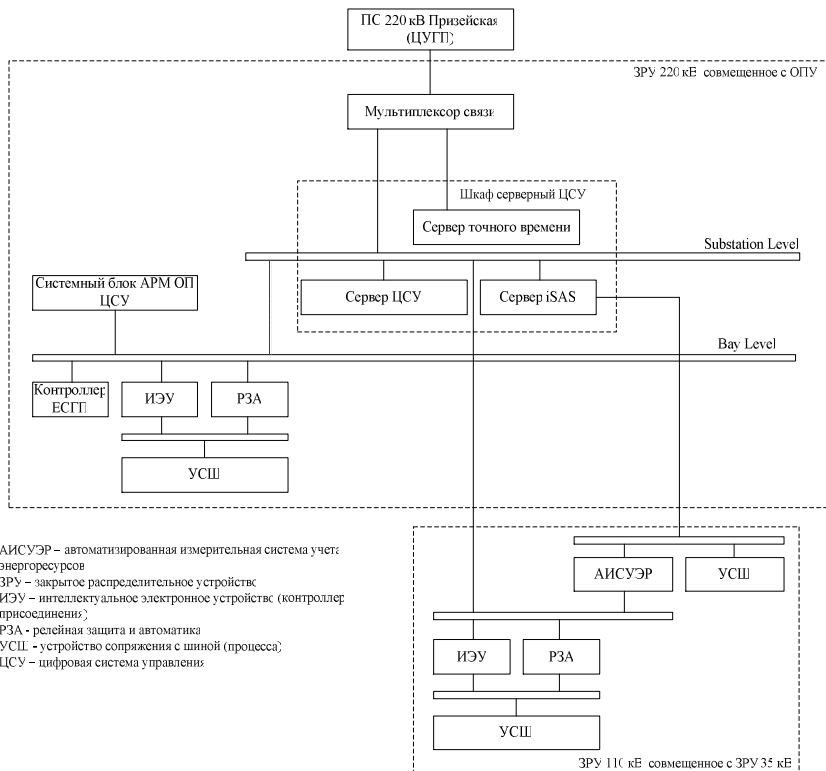


Рис.1. Структурная схема интеллектуальной сети ПС 220/110/35 кВ «Эльгауголь»

К шине процесса подключаются терминалы РЗА, контроллеры присоединений, серверы iSAS, контроллеры системы ААСОУ.

Перечисленные выше устройства образуют уровень присоединения создаваемой системы (Bay level).

Для организации взаимодействия устройств среднего уровня между собой, а также с верхним уровнем, организуется шина подстанции – сеть передачи данных кольцевой топологии, работающая в соответствии со стандартом МЭК 61850-8.1 (Substation level).

АИСУЭР, а также функции РАС и ОП, реализованы на базе решения iSAS. На ПС 220 кВ «Эльгауголь» устанавливаются три сервера – для каждой из подсетей 220 кВ, 110 кВ и 35 кВ. Каждый сервер подключен к шине процесса соответствующего класса напряжения и получает данные в формате протокола МЭК 61850-9.2LE. Все необходимые расчеты про-

изводятся серверами iSAS, данные передаются на верхний уровень в ЦУГП и Амурский ЦУС.

Также на подстанции устанавливаются шкафы системы комплексной безопасности и шкафы системы интерактивной технической поддержки и обучения.

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

МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИСТАНЦИОННЫХ ЗАЩИТ ЛИНИЙ СЕТИ 132 кВ ЭЭС РЕСПУБЛИКИ ЙЕМЕН ДЛЯ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ ДАЛЬНЕГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ

Введение. В настоящее время основной системообразующей электрической сетью электроэнергетической системы (ЭЭС) Республики Йемен является и в среднесрочной перспективе останется электрическая сеть напряжением 132 кВ, общая протяженность линий электропередачи которой составляет более 2000 км. Электрическая сеть напряжением 132 кВ представляет собой сложнзамкнутую сеть, центрами питания которой являются подстанция Sana 400/132 кВ, связанная передачей 400 кВ с новой электростанцией Marib с установленной мощностью 390 МВт, 3 ТЭС с установленной мощностью 154 – 165 МВт и несколько дизельных электростанций. Характерной особенностью ЛЭП сети 132 кВ является большая протяженность отдельных линий (табл. 1).

Таблица 1. Наиболее протяженные ЛЭП электрической сети 132 кВ

Наименование ЛЭП	Наличие ответвлений	Общая длина, км
1. ПС Bajil – ПС Dhamar	Нет	152,3
2. ПС Dhamar – ПС Hiziaz	Нет	102
3. ПС Bajil – ТЭС Mukha	Есть	212,2
4. ТЭС Mukha – ПС Taiz	Есть	105,5
5. ПС Dhamar – ПС Taiz	Есть	133
6. ПС Rahida – ПС Hiswa	Есть	111,8

Основу распределительной электрической сети ЭЭС составляют кабельные электрические сети напряжением 33 кВ и 11 кВ, связанные с сетью 132 кВ через трансформаторы понизительных подстанций с группой соединения обмоток Y/Δ-11. Мощность трансформаторов понизительных подстанций находится в пределах от 8 до 80 МВА, только 1/3 из них имеет мощность более 30 МВА.

Для обеспечения требуемого запаса по статической устойчивости и качества электроэнергии у потребителей на шинах центров питания системообразующей сети 132 кВ в нормальном режиме работы ЭЭС должно поддерживаться напряжение, как правило, превышающее номинальное значение. Анализ режимов работы сети 132 кВ показал [1], что уже в 2011 г. реальные уровни напряжений на шинах центров питания, расположенных в южной части страны (например, подстанции Ibb, Taiz, Nobat) в нормальном режиме снижались до значений 125 – 128 кВ (–5 % от номинального), в ремонтных режимах – 117 – 119 кВ (–11 %), в послеаварийных режимах 110 – 112 кВ (–17 %). В условиях отсутствия ввода новых генерирующих мощностей уровни напряжений на шинах центров питания сети 132 кВ из года в год снижаются. С увеличением загрузки линий электропередачи увеличиваются углы между напряжением на шинах и током в линии, значения которых для отдельных линий и режимов работы ЭЭС могут существенно превышать 25 – 30°. Поэтому условия функционирования релейной защиты (РЗ) ЛЭП 132 кВ ЭЭС Республики Йемен уже в настоящее время существенно отличаются от расчетных условий, обычно принимаемых при проектировании и выборе уставок срабатывания РЗ ЛЭП электрических сетей аналогичного класса напряжения. Прежде всего, это относится к резервным защитам от междуфазных коротких замыканий (КЗ).

Постановка задачи и обоснование метода исследований. На линиях электрической сети 132 кВ в качестве резервных защит от междуфазных коротких замыканий (КЗ) установлены дистанционные защиты (ДЗ) с полигональными характеристиками срабатывания в комплексной плоскости сопротивлений Z , выполненные с использованием микропроцессорных терминалов 7SA52X фирмы Siemens. С учетом указанных выше особенностей сети 132 кВ, параметров и режимов ее работы, протяженности ЛЭП можно ожидать проблем с обеспечением требуемой чувствительности 3-х (резервных) ступеней ДЗ при междуфазных КЗ за трансформаторами понизительных подстанций. Учитывая это, представляется актуальной задача анализа эффективности дальнего резервирования в сети 132 кВ при междуфазных КЗ с учетом реальных условий функционирования ДЗ.

Для решения указанной задачи в принципе могут быть использованы программы расчета электрических величин в аварийных режимах ЭЭС и уставок устройств РЗ (например, ТКЗ-3000, АРМ СРЗА и др.). Однако указанные программы не позволяют создавать комплексные модели "защищаемый объект – УРЗ". Поэтому при использовании указанных программ расчеты электрических величин при КЗ в заданных точках и заданных режимах работы сети 132 кВ и анализ работы ДЗ при получен-

В соответствии со схемой рис. 1 в SimPowerSystem были разработаны модели всех электростанций, подстанций и линий электропередачи электрической сети 132 кВ. Для проверки достоверности разработанной в SimPowerSystem полной трехфазной модели сети 132 кВ ЭЭС Республики Йемен результаты расчетов токов КЗ, полученные на модели, сопоставлялись с результатами расчетов, выполненных для данной сети с использованием программ "Энергия" и ТКЗ-3000. Расхождение результатов расчетов токов КЗ, выполненных на модели и с использованием указанных программ, не превышает 5 %.

Предварительный анализ показал, что полная трехфазная модель электрической сети 132 кВ по рис. 1 в SimPowerSystems имеет излишне большую размерность, что приводит к увеличению затрат времени на проведение вычислительных экспериментов. Для уменьшения размерности модели и затрат времени на проведение вычислений полная модель сети разбивалась на участки, содержащие исследуемые линии электропередачи 132 кВ и все смежные элементы (линии и трансформаторы понижающих подстанций). На рис. 2 в качестве примера приведен эквивалентный участок сети 132 кВ для исследования эффективности дальнего резервирования ДЗ линий L1 и L2 Ras Katenib – Bajil, включающий исследуемые ЛЭП и все смежные элементы.

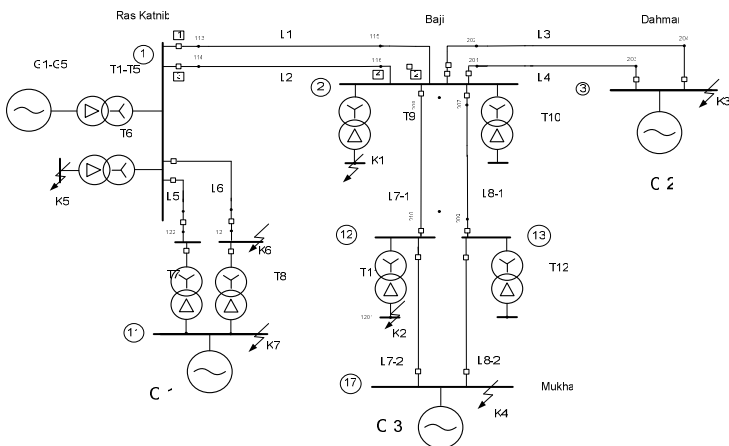


Рис. 2. Эквивалентный участок сети 132 кВ для исследования эффективности дальнего резервирования ДЗ линий Ras Katnib – Bajil

Эквивалентирование сети при разбиении на участки осуществлялось с использованием программ "Энергия" и ТКЗ-3000.

Моделирование дистанционных защит линий 132 кВ. Проектируемая защита выполнена на базе терминала SIEMENS 7SA522, ступени которой имеют характеристику срабатывания в комплексной плоскости сопротивлений Z в форме многоугольника, которая позволяет использовать разные уставки по активному R и реактивному X сопротивлениям (рис. 3).

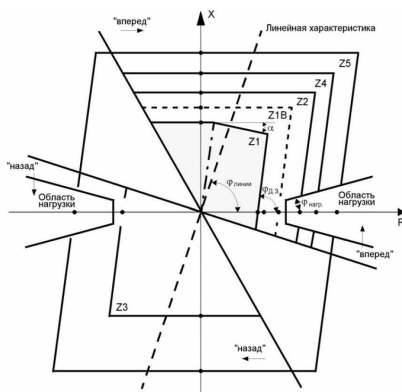


Рис. 3. Характеристики срабатывания ступеней ДЗ терминала 7SA522 фирмы SIEMENS

Многоугольник представляет собой параллелограмм, симметричный относительно начала координат плоскости R - X . Характеристика направленности (прямая линия, проходящая через начало координат) может ограничивать область срабатывания в любых желаемых квадрантах. Углы наклона правой и левой боковых сторон параллелограмма φ_{D3} , как правило, принимается равными углу сопротивления защищаемой линии φ_L . Сектор нагрузки с параметрами R_{HAGP} и φ_{HAGP} может "вырезать" из многоугольника область сопротивления нагрузки, при этом параметры R_{HAGP} и φ_{HAGP} для всех ступеней одинаковы.

При выполнении трехступенчатой дистанционной защиты, включающей две основные ступени (быстродействующую первую ступень и вторую ступень, согласованную по времени и по длине защищаемой зоны с быстродействующими защитами смежных элементов), третья ступень выполняет функции дальнего резервирования. На рис. 4 приведена характеристика срабатывания 3-й ступени, направленной в сторону защищаемой линии.

Для 3-й ступени при расчетах определяются следующие параметры настройки характеристики срабатывания:

- X_y^{III} – уставка по реактивной составляющей сопротивления срабатывания;
- R_y^{III} – уставка по активной составляющей сопротивления срабатывания;
- $R_{\text{НАГР. БЛ}}, \varphi_{\text{НАГР. БЛ}}$ – параметры сектора области нагрузочных режимов;
- $\varphi_{\text{НАПР}}$ – угол наклона линии "направленности" характеристики срабатывания;
- $\varphi_{\text{ДЗ}} = \varphi_{\text{Л}}$ – угол наклона боковых сторон характеристики срабатывания.

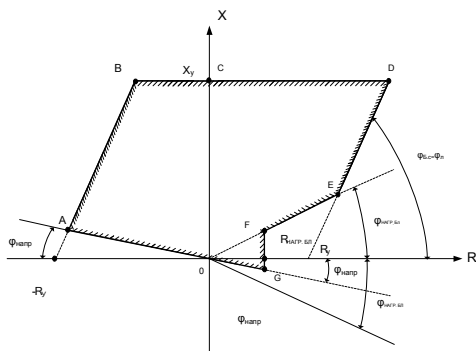


Рис. 4. Характеристики срабатывания 3-й (резервной) ступени ДЗ терминала 7SA522 фирмы SIEMENS

Составим уравнения отрезков прямых, образующих характеристику срабатывания 3-й ступени ДЗ по рис. 4.

Отрезок прямой	Уравнение
AG	$X = -R \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{напр}} ;$ (1)
AB	$X = R \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{Л}} - R_y^{III} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{Л}} ;$ (2)
BD	$X = X_y^{III} ;$ (3)
DE	$X = R \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{Л}} + R_y^{III} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{Л}} ;$ (4)
EF	$X = R \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{нагр. бл}} ;$ (5)
FG	$R = R_{\text{нагр. бл}} .$ (6)

Используя полученные уравнения для характеристики по рис. 4 условия срабатывания измерительного органа ДЗ, когда точка, определяе-

мая координатами (R, X) , находится в области срабатывания, можно записать в виде следующей системы неравенств:

$$X \geq -R \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{напр}}; \quad (7)$$

$$X \leq R \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{л}} - R_y^{\text{III}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{л}}; \quad (8)$$

$$X \leq X_y^{\text{III}}; \quad (9)$$

$$X \geq R \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{л}} + R_y^{\text{III}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{л}}; \quad (10)$$

$$X \geq R \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{бл.н}}; \quad (11)$$

$$R \leq R_{\text{бл.н}}. \quad (12)$$

На рис. 5 приведена структурная схема модели в системе Simulink, реализующая решение системы неравенств (7) – (12).

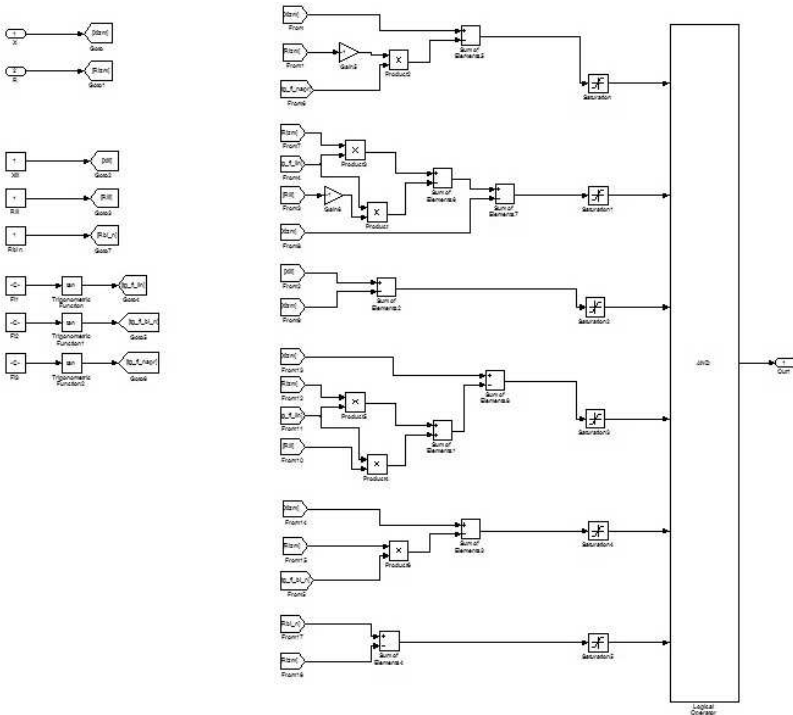


Рис. 5. Функционально-структурная схема модели в Simulink для решения системы неравенств (7) – (12)

Алгоритмы вычисления полного сопротивления на зажимах защиты $Z = R + jX$ и его составляющих R и X . Значения составляющих R и X и полное сопротивление на зажимах защиты Z определяются по значениям подведенных первичных величин u и i по следующим соотношениям:

$$Z = \frac{U}{I} = \frac{\sqrt{\frac{1}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} u^2 dt}}{\sqrt{\frac{1}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} i^2 dt}} = \sqrt{\frac{\int_{t_0}^{t_0+T} u^2 dt}{\int_{t_0}^{t_0+T} i^2 dt}}; \quad (13)$$

$$R = \frac{P}{I^2} = \frac{\frac{1}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} u \cdot i dt}{\frac{1}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} i^2 dt} = \frac{\int_{t_0}^{t_0+T} u \cdot i dt}{\int_{t_0}^{t_0+T} i^2 dt}; \quad (14)$$

$$X = \sqrt{Z^2 - R^2}. \quad (15)$$

Структурная схема модели в Simulink, реализующая вычисление значений R , X и Z по выражениям (13) – (15) для реле сопротивления, включенного на "петлю" КЗ между фазами АВ, приведена на рис. 6.

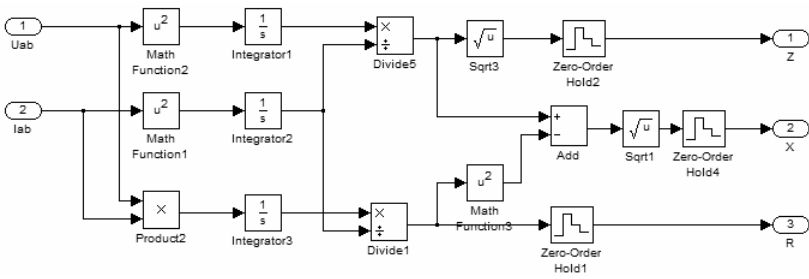


Рис. 6. Функционально-структурная схема модели в Simulink для решения системы уравнений (13) – (15)

На основе моделей по рис. 5 и 6 могут быть получены модели реле сопротивления 3-й ступени, включенных на петли КЗ других фаз. Аналогичным образом могут быть получены модели реле сопротивления для 1 и 2-й ступеней ДЗ.

Модели реле сопротивления подключаются к модели исследуемого участка электрической сети с помощью стандартных измерительных блоков Current Measurement и Voltage Measurement системы SimPowerSystems с требуемыми коэффициентами трансформации, образуя комплексные модели "защищаемый объект – УРЗ".

Достоверность разработанных моделей ДЗ и комплексных моделей "защищаемый объект – УРЗ" была проверена сопоставлением расчетов, выполненных "вручную", и результатов вычислительных экспериментов на комплексной модели для участка сети 132 кВ по рис. 2.

Заключение

1. В системе моделирования SimPowerSystems разработаны математическая модель электрической сети 132 кВ ЭЭС Республики Йемен и отдельных ее участков.

2. В системе моделирования Simulink разработаны модели дистанционных измерительных органов для микропроцессорных терминалов типа 7SA52X фирмы Siemens, применяемых в качестве резервных защит на линиях 132 кВ ЭЭС Республики Йемен.

3. С использованием моделей по пп. 1 и 2 разработаны комплексные модели "защищаемый объект – УРЗ" для анализа эффективности дальнего резервирования при междуфазных КЗ в электрической сети 132 кВ ЭЭС Республики Йемен.

Библиографический список

1. **Аль Хомиди М.С.** Анализ режимов работы электроэнергетической системы Республики Йемен // Материалы Межд. науч.-техн. конф. «Состояние и перспективы развития электротехнологии» (XVII Бенардосовские чтения); ГОУ ВПО Ивановский государственный энергетический университет. – Иваново, 2013. – Т. I. – С. 136 – 139.

Содержание

Секция 13. Электрические системы

<i>А.Р. Ахметшин; рук. А.И. Федотов</i> Методика определения параметров схемы замещения трансформаторов с симметрирующей обмоткой	3
<i>И.Д. Ганиев; рук. Н.В. Чернова</i> Остаточное напряжение в переходном процессе	7
<i>В.А. Касимов; рук. Р.Г. Минуллин</i> Контроль толщины стенки гололедных отложений и их распределения вдоль линии электропередачи	11
<i>В.А. Касимов; В.М. Анисимова; рук. Р.Г. Минуллин, Т.К. Фильмонова</i> Вариации параметров сигналов локационного зондирования линий электропередачи в штатных условиях	15
<i>Г.В. Квашина</i> Резервирование в системах электроснабжения	19
<i>А.А. Куликов, С.А. Шевчук; рук. О.М. Котов</i> Учет периодов эксплуатации воздушных линий в задаче оценки структурной надежности электрических систем	22
<i>Т.Ф. Махмудов; рук. К.Р. Аллаев</i> К анализу статической устойчивости трехгенераторной электрической системы	28
<i>Е.М. Мышкова; В.В. Макаревич; рук. М.И. Фурсанов</i> Программно-вычислительный комплекс для расчетов распределительных электрических сетей 0,38 – 10 кВ	32
<i>А.А. Низамеев; рук. А.И. Рудаков</i> Перспективы применения однопроводных систем передачи электрической энергии	35
<i>Н.С. Петрашевич; рук. М.И. Фурсанов</i> Определение оптимальных коэффициентов загрузки трансформаторов распределительных электрических сетей	36
<i>Ю.Ю. Пивнюк; рук. П.Д. Лежнюк</i> Привлечение рассредоточенных источников электроэнергии для оптимизации режимов работы распределительных электрических сетей	39
<i>А.А. Суворов; рук. А.С. Гусев</i> Моделирование управляемого подмагничиванием шунтирующего реактора	42
<i>И.С. Шандриков; рук. Д.Е. Титов</i> Разработка технического проекта по реконструкции ВЛ 110 кВ с внедрением системы обнаружения гололёдообразования МИГ	46
<i>М.Р. Яруллин; рук. Р.Г. Минуллин</i> Оптимизация режимов работы устройства локационного зондирования	49
<i>М.Р. Яруллин; рук. Р.Г. Минуллин</i> , Опыт внедрения технологии локационного мониторинга гололеда	53
<i>Л.Р. Яфасова; рук. Н.П. Бадалян</i> Построение Y – математической модели установленных режимов электрических сетей	57
<i>Д.Н. Кормилицын; рук. И.А. Москвин</i> К вопросу об использовании управляемых шунтирующих реакторов на выводах устройств продольной компенсации	60
<i>А.С. Лашин; рук. А.А. Братолобов</i> Исследование статической устойчивости ЭЭС методом прямого решения нелинейных уравнений переходного процесса	63
<i>А.Е. Питин, А.М. Санников; рук. А.А. Братолобов</i> Оценка в «SIM POWER SYSTEMS» работоспособности методики ФСК ЭЭС по определению наведенного напряжения	65
<i>И.А. Лимов; рук. А.Ю. Мурзин</i> Анализ влияния переходных режимов электропередачи 500 кВ «Костромская ГРЭС – ПС Владимирская» на функционирование элегазовых выключателей	70
<i>А.А. Мартиросян, И.А. Москвин; А.А. Колухов, П.Е. Фирстов, Е.В. Нечаев</i> Выбор закона регулирования устройства продольной компенсации с тиристорным управлением	74
<i>А.В. Смирнова; рук. И.А. Москвин</i> Влияние изменения частоты на режимы ЭЭС с регулируемым УПК	79
<i>А.А. Мартиросян; И.А. Москвин, А.А. Колухов, П.Е. Фирстов, Е.В. Нечаев</i> Устройство продольной компенсации с тиристорным управлением	83

<i>Е.В. Метревели; рук. О.А. Бушуева</i> Особенности работы Ивановской энергосистемы при выводе из работы ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2	88
<i>Т.А. Третчикова; рук. О.А. Бушуева</i> Анализ режимов Ленинградской АЭС-2 В ОЭС Северо-Запада	91
<i>Ю.Н. Ерашова; рук. А.А. Наумов</i> Методика оптимизации типажа аккумуляторных батарей систем постоянного оперативного тока электрических станций и подстанций	96
<i>А.Е. Матохин; рук. С.Л. Кузнецов</i> Анализ режима низкоомного заземления нейтрали с параллельной работой ДГР в сетях 6 – 10 кВ	99

Секция 14. Электроснабжение

<i>А.А. Брындин, А.В. Христоробский, А.О. Харьков; рук. Д.А. Полкошиников</i> Статические характеристики нагрузок	103
<i>А.А. Брындин, А.В. Христоробский, А.О. Харьков; рук. Д.А. Полкошиников</i> Снятие статических характеристик комплексной нагрузки	105
<i>А.А. Капанский, Р.И. Бектимиров, А.А. Мороз</i> Автоматизация расчета теплового сопротивления кабеля	106
<i>О.С. Винокур; рук. А.Г. Ус</i> Определение рациональных напряжений на низкой стороне цеховых трансформаторных подстанций	109
<i>И.А. Липужин, А.В. Шалуха, Е.В. Крюков; рук. Е.Н. Соснина</i> К вопросу об устойчивости систем электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии	111
<i>А.Я. Пасканый; рук. А.Г. Ус</i> Разработка программы для ПЭВМ расчета мощности установок компенсации реактивной нагрузки и определения мест размещения их в системе электроснабжения промышленного предприятия	114
<i>О.С. Пасменко; рук. В.С. Галуцак</i> Крышная солнечная электростанция для корпуса КТИ (Филиал) ВОЛГТТУ	116
<i>Р.Ю. Смоляр; А.Г. Ус</i> Комплексный подход к энергосбережению и расчет систем внутризаводского электроснабжения	120
<i>Е.В. Ткаченко; рук. Е.А. Конохова</i> Выбор местоположения главной понижающей подстанции на территории промышленного предприятия	124
<i>Д.А. Филатов; рук. Е.Н. Соснина</i> Выбор электротехнических комплексов с энергоустановками на ВИЭ	127
<i>И.А. Хусаенов, Д.В. Денисов; рук. А.Р. Денисова</i> Альтернативные источники энергии для питания нефтяных станков-качалок	130
<i>Д.С. Кудреватых, М.В. Иванова, Я.В. Ильина; рук. А.А. Шульпин</i> Повышение точности учета электрической энергии на энергетических объектах	133
<i>М.А. Ковальский, А.О. Любимова, Е.А. Попова; рук. А.А. Шульпин</i> Перспективы использования многофункциональных микропроцессорных счетчиков в электрических сетях и энергетических объектах потребителей	137
<i>К.Ю. Головкина, Р.С. Сотчева, А.В. Чистякова; рук. А.А. Шульпин</i> Использование энергоэффективных силовых трансформаторов в системах электроснабжения энергетических объектов	141
<i>Р.Х. Хамидуллин; рук. А.А. Забелин</i> Перспективные технологии переработки полимерных отходов	145
<i>А.И. Хайбуллина; рук. В.К. Ильин</i> Экспериментальное исследование влияния несимметричных пульсаций потока жидкости с частотой от 0,125 до 0,5 Гц на теплообмен в трубном пучке	147
<i>Ю.А. Каграманов; В.А. Мунц</i> Разработка методики расчета мощности существующего радиатора отопления	150

Секция 15. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

<i>Л.И. Абдуллин; рук. А.И. Федотов</i> Методика проведения эксперимента по выявлению однофазного замыкания на землю в распределительных сетях 6 – 10 кВ	154
<i>Е.В. Булойчик</i> Повышение технического совершенства токовой защиты линий распределительных сетей	155
<i>С.П. Кошелько; рук. В.Е. Качесов</i> Разработка адаптивного ОАПВ для ЛЭП без поперечной компенсации на основе параметров переходного процесса	159
<i>Ю.А. Мазурек; рук. Е.В. Калентиюнок</i> Определение вида однофазного повреждения в воздушных распределительных электрических сетях с изолированной нейтралью	163
<i>Ю.В. Румянцев; рук. И.В. Новаш</i> Влияние двигательной нагрузки на поведение релейной защиты при замыканиях в линиях электропередачи	167
<i>Е.С. Зайцев; рук В.Д. Лебедев</i> Расчёт электрических параметров подводного бронированного кабеля методом конечных элементов	171
<i>Т.Ю. Винокурова; рук. В.А. Шуин, Е.С. Шагурина</i> О требованиях к чувствительности защит от замыканий на землю кабельных сетей 6 – 10 кВ на основе переходных процессов	176
<i>Т.Ю. Винокурова; рук. В.А. Шуин, Е.С. Шагурина</i> Оценка нестабильности уровня высших гармоник в токе однофазного замыкания на землю в компенсированных кабельных сетях 6 – 10 кВ	181
<i>Г.А. Филатова; рук. В.А. Шуин</i> О способах дистанционного определения места повреждения при однофазных замыканиях на землю в кабельных сетях 6 – 10 кВ, основанных на использовании переходного процесса	190
<i>Г.А. Филатова; рук. В.А. Шуин</i> Характеристики и модели кабельных трансформаторов тока в области высоких частот	196
<i>Е.А. Воробьева; рук. В.А. Шуин</i> Обоснование схем замещения для расчета переходных процессов при замыканиях на землю в сетях 6 – 10 кВ	203
<i>В.В. Можжухина, рук. Л.М. Колесов</i> Повышение чувствительности дистанционных защит линий с ответвлениями и автотрансформаторов к коротким замыканиям на стороне низшего напряжения	207
<i>О.А. Коновалов; рук. Е.С. Шагурина</i> Система комплексного автоматизированного тестирования релейной защиты и автоматики «СКАТ-РЗА»	209
<i>И.М. Сугробов; рук. Е.С. Шагурина</i> Тенденции развития вакуумных выключателей	212
<i>Н.В. Савкина; рук. Е.С. Шагурина</i> Анализ состояния электромеханических устройств релейной защиты и автоматики	215
<i>А.А. Яблоков; рук. В.Д. Лебедев, А.В. Макаров</i> Исследование феррорезонансных явлений в измерительных трансформаторах напряжения	219
<i>Т.Ю. Канакина, Н.В. Лебедева; рук. В.Д. Лебедев</i> Программно-инструментальный комплекс National Instruments + LabVIEW для исследования цифрового трансформатора напряжения. настройка и отладка комплекса	222
<i>И.Д. Замыслов, А.Е. Нестерхин; рук. В.Д. Лебедев</i> Разработка и исследование модели трансформатора питания цифровых измерительных трансформаторов и специальных устройств релейной защиты	226
<i>Ю.А. Диброва, Н.А. Удалова, Д.А. Усов; рук. Д.И. Ганджаев</i> Проверка функций микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики серии «Сириус» научно-производственного предприятия «Радиус Автоматика»	229
<i>И.О. Смирнов; рук. О.В. Фролова</i> Организация интеллектуальной сети подстанции 220/110/35 кВ «Эльгауголь»	233
<i>М.С. Аль Хомиди, Е.А. Воробьева; рук. В.А. Шуин</i> Моделирование дистанционных защит линий сети 132 кВ ЭЭС Республики Йемен для анализа эффективности дальнейшего резервирования	238

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

ДЕВЯТАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ СТУДЕНТОВ, АСПИРАНТОВ И МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ «ЭНЕРГИЯ-2014»

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 31.03.2014. Формат 60x84 1/16.
Печать офсетная. Усл. печ. л. 14,53.
Тираж 100 экз. Заказ № .
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический
университет им. В.И. Ленина»
153003, Иваново, ул. Рабфаковская, 34.

Отпечатано в УИУНЛ ИГЭУ.