

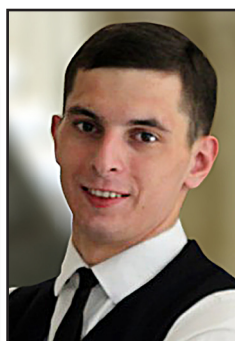


Электромагнитная совместимость высоковольтных электротехнических комплексов



Михаил БАДЁР
Mikhail P. BADER

Алексей КОСЫРЕВ
Aleksey M. KOSYREV



Николай КУКУЮК
Nikolai A. KUKUYUK

*Бадёр Михаил Петро-
вич — доктор техниче-
ских наук, профессор,
заведующий кафедрой
«Электроэнергетика
транспорта» Москов-
ского государственного
университета путей
связи (МИИТ),
Москва, Россия.*

*Косырев Алексей Ми-
хайлович — аспирант
МИИТ, Москва, Россия.
Кукуюк Николай Ана-
тольевич — аспирант
МИИТ, Москва, Россия.*

Electromagnetic Compatibility of High-Voltage Electrical Systems (текст статьи на англ. яз. — English text of the article — p. 215)

Анализ работоспособности и надежности электрооборудования высоковольтных электротехнических комплексов (ВЭТК) подтверждает необходимость совершенствования методов оценки и математического моделирования переходных процессов в линиях электропередачи (ЛЭП) и на подстанциях, в заземляющих и защитных устройствах.

Одной из основных проблем при этом остается улучшение безопасности и качества функционирования ВЭТК с учетом их ЭМС в режимах воздействия перенапряжений, в том числе определение оценочных критериев, научное обоснование принудительного ограничения внешних и внутренних перенапряжений на электрооборудовании, оптимизация защиты ЛЭП и подстанций ВЭТК от различных уровней напряжения, электромагнитных воздействий, могущих стать причиной тяжелых аварий.

Ключевые слова: железнодорожная инфраструктура, электроснабжение, электромагнитная совместимость, высоковольтные электротехнические комплексы, грозовые перенапряжения, нейтраль трансформаторов.

Надежность и качество электроснабжения железнодорожного хозяйства в значительной мере связаны с развитием высоковольтных электротехнических комплексов (ВЭТК) электрических сетей, объектами которых являются линии электропередачи (ЛЭП) и подстанции (ПС). ВЭТК — самостоятельные технологические комплексы, но они же и неотъемлемая составная часть систем более высокого уровня, и надо обеспечивать им эффективное и безопасное функционирование в широком диапазоне мощных электромагнитных воздействий. Среди них можно выделить кратковременные импульсные внешние и внутренние перенапряжения, часто становящиеся причиной тяжелых аварий. Поэтому для ЛЭП и ПС существенным фактором улучшения эксплуатационных характеристик всегда была их электромагнитная совместимость (ЭМС) при перенапряжениях [1].

I.

Особую значимость приобретает проблема ЭМС при обеспечении надежной защиты от перенапряжений электрооборудования ВЭТК, ЛЭП, силовых и измерительных трансформаторов высокого напряжения, а также коммутационных аппаратов, реакторов. Как показывает анализ, доля нарушений ЭМС от перенапряжений и специфики электромагнитных процессов в общем потоке отказов электрооборудования превышает 35–40%.

Решение связанных с этим задач накладывает жесткие требования к разработке схем защиты и защитных аппаратов, прежде всего — нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН) и вентильных разрядников. Назначение защитных аппаратов с точки зрения ЭМС состоит в том, что на короткие промежутки времени, характерные для перенапряжений, они создают пути, по которым энергия электромагнитных воздействий, опасная для защищаемых электроустановок, отводится мимо них в землю.

Нарушение ЭМС очень часто возникает вследствие помех в виде перенапряжений при использовании метода разземления нейтрали части силовых трансформаторов 110–220 кВ, либо заземления их через реактор или резистор для ограничения токов короткого замыкания (КЗ).

Рост токов КЗ приводит к увеличению динамических воздействий на обмотки трансформаторов, существенному утяжелению работы коммутационной аппаратуры, усилению опасных влияний линий электропередачи на линии связи, а также ухудшает условия безопасности для персонала энергосистем и промышленных предприятий.

Ограничение токов КЗ оказывается возможным при разделении энергосистем (сетей), когда линии передачи в нормальном режиме отключены и в случае необходимости включаются с помощью системной автоматики. Однако такой способ ограничения токов КЗ применяется сравнительно редко, поскольку при этом снижается надежность электроснабжения.

В сетях 110–220 кВ, получивших наибольшее распространение в России, для ограничения токов КЗ применяется метод разземления нейтрали части силовых трансформаторов либо заземления их через реактор или резистор. Это приводит к увеличению сопротивления нулевой последовательности сети относительно точки КЗ и, следовательно, к снижению токов однофазных КЗ.

Данный факт существен для эксплуатации и проектирования сетей, поскольку при неблагоприятных сочетаниях сопротивлений прямой, обратной и нулевой последовательностей токи однофазного КЗ могут на 15–20% превосходить токи трехфазного аналога. В сетях 110–220 кВ однофазные КЗ составляют обычно более 75% от всех КЗ. Уменьшение токов однофазного КЗ, стоит иметь в виду, заметно снижает требования к устройствам заземления и аппаратуре для защиты линий связи [2, 3].

Однако при разземлении нейтрали силовых трансформаторов следует обеспечить ей соответствующую электрическую прочность изоляции необходимыми средствами защиты от перенапряжений. Кроме того, при повреждении изоляции трансформатор может продолжать свою работу фактически в режиме с заземленной нейтралью, что в конечном итоге сказывается только на соотношении реактивных сопротивлений прямой и нулевой последовательности для действующей схемы сети. Выявить повреждение изоляции нейтрали в процессе эксплуатации не представляется возможным. Обычно его находят в ходе профилактических испытаний.

Для расчета напряжений в нейтрали трансформатора при импульсных воздействиях предлагается заменять его простейшим L – C контуром, а процессы исследовать методом симметричных составляющих. При этом напряжение в нейтрали соответствует напряжению на емкости контура. Показано [2], что величина напряжения зависит от периода колебаний контура L – C , а не от конкретных величин L и C .

Непосредственное измерение грозовых перенапряжений в нейтрали силовых трансформаторов при приходе грозовых волн по линиям сопряжено с большими трудностями. Во-первых, это связано со сложными техническими проблемами при создании регистраторов грозовых перенапряжений. Во-вторых, для измерения грозовых перенапряжений в нейтрали требуется подключение к ней делителей напряжения, которые могут существенно исказить переходный процесс. Поэтому обычно исследование грозовых перенапряжений производится аналитическим расчетом или на физической модели.

II.

Грозовые перенапряжения на нейтрали силового трансформатора возникают при приходе волн по одной, двум или трем фазам. При этом форма волны, действующей на линейные концы, зависит от того, вступают в действие или нет вентильные разрядники со стороны линейного конца трансформатора.

При падении волн с одинаковой амплитудой на три фазы трансформатора, обмотки которого соединены звездой с изолированной нейтралью, волновой процесс во всех трех фазах происходит практически одинаково.

В момент падения волны перенапряжения на одну фазу обмотки эта волна преломляется в нейтрали и проникает в две другие фазы, замкнутые на землю через волновое сопротивление линии (сборных шин подстанций). Воздействие напряжения можно представить гармоническим спектром, который содержит гармоники прямой, обратной и нулевой последовательности. Напряжение от гармоник прямой и обратной последовательности равно нулю. Таким образом, при расчете перенапряжений в нейтрали трансформатора следует учесть только гармоники нулевой последовательности.

При однофазном (например, по фазе «С») воздействии:

$$\begin{aligned} \dot{E}_A &= 0; \quad \dot{E}_B = 0; \quad \dot{E}_C = \dot{E}; \\ \dot{E}_{A0} = \dot{E}_{B0} = \dot{E}_{C0} &= \frac{1}{3} \cdot (\dot{E}_A + \dot{E}_B + \dot{E}_C) = \frac{1}{3} \dot{E}. \end{aligned} \quad (1)$$

То есть напряжение в нейтрали определяется тремя напряжениями $\dot{E}_{A0}$, $\dot{E}_{B0}$, $\dot{E}_{C0}$ с амплитудой, равной $1/3$ амплитуды $\dot{E}$, действующей по одной фазе волны.

Подобным же образом можно найти напряжение в нейтрали при падении волны на две фазы (например, «А» и «В»):

$$\begin{aligned} \dot{E}_A = \dot{E}; \quad \dot{E}_B = \dot{E}; \quad \dot{E}_C &= 0; \\ \dot{E}_{A0} = \dot{E}_{B0} = \dot{E}_{C0} &= \frac{1}{3} \cdot (\dot{E}_A + \dot{E}_B + \dot{E}_C) = \frac{2}{3} \dot{E}. \end{aligned} \quad (2)$$

В общем случае напряжение в нейтрали определяется в однофазной схеме при приходе на трансфор-



матор волны, амплитуда которой равна $K_n \cdot U_0$, где коэффициент K_n равен 1/3, 2/3, 1 при приходе волны перенапряжения соответственно по одной, двум и трем фазам.

Отсюда вытекает, что при несимметричных воздействиях на обмотку трехфазного трансформатора переходные процессы во всех трех фазах можно рассматривать как симметричные, заменяя трехфазный трансформатор однофазным, с использованием схемы замещения, приведенной на рис. 1, в которой для упрощения изображения показана только часть взаимоиндуктивных связей. Расчет параметров схемы замещения содержит ряд упрощающих допущений. Основное из них — элементы схемы замещения линейно зависят от частоты.

Результатом исследования грозовых перенапряжений является формула для определения максимальных их значений в разземленной нейтрали силовых трансформаторов классов 110–220 кВ: $U_{\max} = n/3 \cdot U_0 \cdot f(\tau_c/T)$, где U_0 — амплитуда волны на линейных вводах, n — число фаз, по которым одновременно приходит волна.

Исследования показывают, что амплитуда напряжения на изолированной нейтрали силового трансформатора в первую очередь определяется амплитудой приходящей грозовой волны и ВАХ разрядника, установленного на подстанции. Кроме того, она подчиняется той же функциональной зависимости от длины волны, что и до момента срабатывания вентильного разрядника.

Появление на подстанции волн с опасными для изоляции параметрами возможно в трех случаях: на трех фазах при индуцированных перенапряжениях; при перекрытиях двух фаз линии при ударе молнии в вершину опоры или провод; то же самое при перекрытии трех фаз линии.

При ударе молнии вблизи линии по ней в обе стороны распространяется волна перенапряжения, мгновенные значения которой зависят от величины тока молнии, средней высоты подвеса фазного провода, расстояния от линии до точки удара, скорости обратного разряда молнии, отнесенной к скорости света и времени.

$$U_u(t) = \frac{60 \cdot I_m \cdot h_{np}}{b} \cdot \left[\frac{\beta}{\beta^2 \cdot c^2 \cdot t^2 / b^2 - 1} \cdot \left[\frac{c \cdot t}{b} - \frac{1}{\sqrt{\beta^2 \cdot c^2 \cdot t^2 / b^2 + 1 - \beta^2}} \right] + \frac{b}{\sqrt{\beta^2 \cdot c^2 \cdot t^2 / b^2 + 1 - \beta^2}} \right] \quad (3)$$

где I_m — ток молнии, кА; h_{np} — средняя высота подвеса фазного провода, м; b — расстояние от линии до точки удара, м; β — скорость обратного разряда молнии, отнесенная к скорости света; c — скорость света, м/мкс; t — время, мкс.

Вероятность попадания и места удара молнии в опасную область определяется как двойной интеграл:

$$P_u = \iint_S f(I_m, b) dI_m db.$$

Интегрирование выполняется приближенно по участкам. Разбиваем всю область «опасных» пара-

метров на прямоугольные элементы, тогда

$$P_u = \sum_{i=1}^m \Delta P_i, \text{ где } m — \text{число элементов, на которые разбита область:}$$

$$\begin{aligned} \Delta P_i &= \int_S f(b) \cdot 0,04 \cdot e^{-0,04 \cdot I_m} db dI_m = \\ &= 0,04 \cdot f(b) \int_{I_i}^{I_{\max}} e^{-0,04 \cdot I_m} dI_m \int_{b_i}^{b_{i+1}} db = \\ &= 0,04 \cdot f(b) \int_{I_i}^{I_{\max}} (b_{i+1} - b_i) \cdot e^{-0,04 \cdot I_m} dI_m = \\ &= \Delta b \cdot f(b) \cdot e^{-0,04(I_{\max} - I_i)}. \end{aligned} \quad (4)$$

Расчет вероятности попадания и места удара молнии в опасную зону таким способом не представляет большой трудности, особенно с использованием современных персональных вычислительных машин. Зная вероятность P_{11} , можно определить число ударов молнии на 100 грозовых часов и 100 км линии для 0,08 ударов на 1 км² земной поверхности за один грозовой час: $n^* = 0,08 \cdot 100 \cdot 100 \cdot b_{\max} \cdot 2 \cdot P_{11} = 1,6 \cdot b_{\max} \cdot P_{11} \cdot 10^3$. Результаты расчета сведены в таблицу 1.

Оценим вероятность двухфазного перекрытия для линии 110 кВ на металлических опорах. Оно может произойти после однофазного перекрытия при условии, что ток молнии продолжает нарастать, то есть на фронте волны тока.

Ток молнии I_m равен:

$$I_m = \frac{U_{\tau\phi} - U_{\text{раб}} - E_{\text{ср}} \cdot h_{\text{пр}} \cdot (1 - K_{\text{мп}})}{(1 - K_{\text{мп}}) \cdot \left[\chi \cdot R_{\text{ш}} + \frac{\chi^2 \cdot L_{\text{оп}} + M_{\text{оп}}}{\tau_{\phi}} \right]}, \quad (5)$$

где I_m — ток молнии; $U_{\tau\phi}$ — напряжение перекрытия гирлянды при времени τ_{ϕ} ; $U_{\text{раб}}$ — рабочее напряжение; $E_{\text{ср}}$ — средняя напряженность электрического поля по длине опоры линии электропередачи; $h_{\text{пр}}$ — средняя высота подвеса провода; $K_{\text{мп}}$ — коэффициент связи трос-провод; χ — коэффициент отсоса тока в провод; $L_{\text{оп}}$ — средняя индуктивность опоры; $M_{\text{оп}}$ — взаимная индуктивность между каналом тока молнии и опорой; τ_{ϕ} — время фронта волн тока молнии.

Задаваясь по ВСХ изоляции линии значениями τ_{ϕ} и $U_{\tau\phi}$, можно построить кривую опасных токов для двухфазного перекрытия линии. Проинтегрировав ее, получим вероятность двухфазного перекрытия во всем возможном диапазоне амплитуд и крутизны токов молнии $P_{2\phi}$.

Тогда удельное число двухфазных перекрытий на 100 грозовых часов и 100 км линии:

$$n^* = \left(S h_{\text{мп}} + \frac{h_{\text{мп}}^2}{30} \right) \cdot P_{2\phi}. \quad (6)$$

Поставив в расчет исходные данные для линии 110 кВ на металлических опорах, получим $n^* = 4,2 \cdot 10^{-3}$. Естественно, вероятность трехфазных перекрытий еще меньше, так как для перекрытия третьей гирлянды потребуется еще больший ток молнии. Следовательно, при расчете числа опасных грозовых воздействий на изоляцию нейтрали силового трансформатора двухфазными и трехфазными перекрытиями можно пренебречь, поскольку их число практически на порядок меньше, чем число перекрытий от индуцированных перенапряжений.

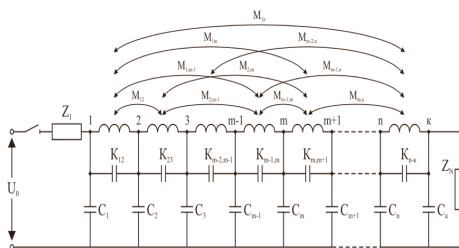


Рис. 1. Схема замещения трансформатора.

III.

Грозовые перенапряжения представляют опасность для изоляции нейтрали силовых трансформаторов 110–220 кВ и поэтому ее необходимо защищать вентильными разрядниками или нелинейными ограничителями перенапряжений. Рост числа отходящих линий снижает величину напряжения, но при этом оно продолжает оставаться опасным для изоляции.

В изолированной нейтрали силовых трансформаторов внутренние перенапряжения могут возникать в переходных и квазистационарных режимах. При симметричных режимах коммутации элементов сети в нейтрали появляются умеренные перенапряжения. Основные перенапряжения в ней вызываются квазистационарными режимами несимметричного характера.

Эти перенапряжения возникают при неполнофазных режимах отключения или включения трансформаторов, феррорезонансе, несимметричных режимах отключения или включения линий, несимметричных коротких замыканиях в сети с частично разземленной нейтралью.

На рис. 2 представлено наиболее характерное расположение трансформаторов с изолированной нейтралью. Для проведения анализа величины перенапряжений при неполнофазных включениях эту принципиальную схему можно преобразовать к виду, представленному на рис. 3.

С незначительной погрешностью можно считать, что две невключившиеся фазы (однофазное включение) или включившаяся фаза (двухфазное включение) практически симметричны, и при средней длине линий, не превышающей 200 км, их допустимо заменить сосредоточенными емкостями. Это позволяет перейти к расчетной схеме, представленной на рис. 4, с параметрами из таблицы 2.

В таблице 2: C_A , C_B , C_C — емкости фаз на землю; C_{AB} , C_{AC} , C_{CB} — междупазные емкости.

Исходные уравнения:

$$\begin{aligned} E &= L \frac{di_1}{dt} + R_1 i_1 + \frac{d\Psi}{dt} + \frac{1}{C_3} \int_0^t i_6 dt; \quad i_1 = i_2 + i_3 + i_4 + i_5; \\ E &= L \frac{di_1}{dt} + R_1 i_1 + R_2 i_2 + \frac{1}{C_3} \int_0^t i_6 dt; \quad i_6 = i_2 + i_3 + i_4; \\ E &= L \frac{di_1}{dt} + R_1 i_1 + \frac{1}{C_5} \int_0^t i_5 dt; \quad i_3 = \Phi(\Psi); \\ E &= L \frac{di_1}{dt} + R_1 i_1 + \frac{1}{C_2} \int_0^t i_4 dt + \frac{1}{C_3} \int_0^t i_6 dt; \quad E = U_0 \sin(\omega t + \alpha). \end{aligned} \quad (7)$$

Для реализации на ЭВМ система уравнений (6) преобразуется к виду:

Таблица 1
Удельное число опасных перенапряжений для изоляции нейтрали при приходе на подстанцию волн индуктированных перенапряжений

U _н , кВ	Материал опор	Тип защитного аппарата								
		РВС			РВМГ			ОПН		
		количество отходящих линий			количество отходящих линий			количество отходящих линий		
		1	2	3	1	2	3	1	2	3
110	металл	26	3,4	0,45	9,26	1,08	0,01	1,5	0,01	0,01
	ж/б	48	7,0	0,9	30,7	4,1	0,45	7	0,2	0,01
	деревя	26	3,4	0,45	9,26	1,08	0,01	1,5	0,01	0,01
220	металл	13	1,8	0,22	5,4	0,4	0,01	1,0	0,01	0,01
	ж/б	8	0,6	0,01	0,15	0,01	0,45	0,01	0,01	0,01

$$\frac{di_1}{dt} = i_7; \quad \frac{di_2}{dt} = F(i_1, i_2, \Psi); \quad \frac{d\Psi}{dt} = R_2 \cdot i_2;$$

$$\frac{di_1}{dt} = \frac{\omega U_0}{L} \cos(\omega t + \alpha) - \frac{R_2}{L} (1 - (C_2 / C_3 + 1) \cdot R_2 / L) \cdot$$

$$F(i_1, i_2, \Psi) - \frac{L_2 \Phi(\Psi)}{LC_3},$$

где

$$F(i_1, i_2, \Psi) = \frac{1}{R_2 \cdot (1 + C_2 / C_1 + C_1 / C_3)} \cdot$$

$$\left| \begin{array}{cc} i_1 - i_2 & -i_2 + \Phi(\Psi) \\ C_1 & C_3 \end{array} \right|.$$

Перенапряжения в изолированных нейтралях силовых трансформаторов изучались в трехфазных и неполнофазных включениях и отключениях линии с холостыми трансформаторами. Результаты расчетов позволяют констатировать, что на величину перенапряжений при феррорезонансе значительное влияние оказывает наличие активной нагрузки на трансформаторе.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В сетях 110–220 кВ имеют место нарушения нормальной работы изоляции линий и электрооборудования подстанций, вызванные грозовыми и внутренними перенапряжениями. Это объясняется несоблюдением электромагнитной совместимости в высоковольтной электроэнергетике между изоляцией, перенапряжениями и основными защитными аппаратами — вентильными разрядниками.

2. С целью обеспечения координации изоляции и электромагнитной совместимости могут быть успешно применены эффективные защитные аппараты — ОПН. Однако необоснованный выбор и размещение этих защитных аппаратов в эксплуатации приводят к негативным последствиям. Поэтому прогнозирование характеристик и правильная эксплуатация ОПН любого класса напряжения имеет большое значение.

3. Грозовые перенапряжения представляют опасность для изоляции нейтрали силовых транс-



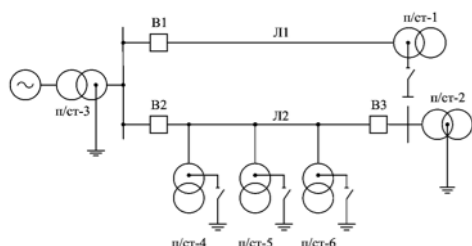


Рис. 2. Наиболее характерное расположение трансформаторов с разземленной нейтралью в сетях 110÷220 кВ.

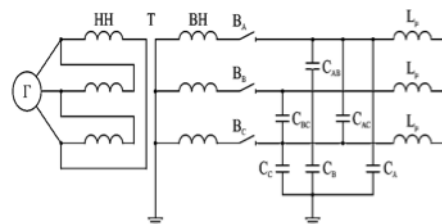


Рис. 3. Эквивалентная схема для оценки перенапряжений при неполнофазных включениях линий с трансформатором с изолированной нейтралью.

Таблица 2
Параметры расчетной схемы для неполнофазных коммутаций силового трансформатора с линией

Режим	E	C ₁	C ₂	C ₃
Однофазное включение (фаза А)	U _Ф	C _A	C _{AB}	C _C + C _B
Двухфазное включение (фазы А и В)	0,5·U _Ф	C _A + C _B	C _{AC} + C _{AB}	C _C

форматоров 110–220 кВ, поэтому ее необходимо защищать вентильными разрядниками или нелинейными ОПН.

4. При неполнофазных включениях тупиковых линий с холостыми трансформаторами в сети возможно возникновение феррорезонанса между нелинейной индуктивностью трансформатора и емкостью на землю неключившихся фаз. Феррорезонанс возникает при следующих условиях: все подключенные к линии трансформаторы должны иметь изолированную нейтраль и включение линии в неполнофазный режим должно происходить с углом включения в диапазоне 0–10 градусов (при двухфазном включении одна из фаз должна иметь такой угол включения).

5. Перенапряжения, возникающие при феррорезонансе, опасны для облегченной изоляции нейтрали и приводят к выходу из строя вентильных разрядников. Включение активной нагрузки (от 5 до 15%) сначала снижает уровень феррорезонансных перенапряжений в нейтрали, а в дальнейшем полностью исключает возникновение резонанса.

ЛИТЕРАТУРА

- Бадёр М. П. Электромагнитная совместимость: Учебник. — М.: Транспорт, 2002. — 640 с.
- Бадёр М. П., Иньков Ю. М. Электромагнитная совместимость системы тягового электроснабжения и элементов инфраструктуры на участках с высокоскоростным движением // Электротехника. — 2014. — № 8. — С. 12–18.
- Бадёр М. П., Иньков Ю. М. О повышении энергетической эффективности преобразовательного оборудования тяговых подстанций // Электричество. — 2008. — № 2. — С. 60–65.

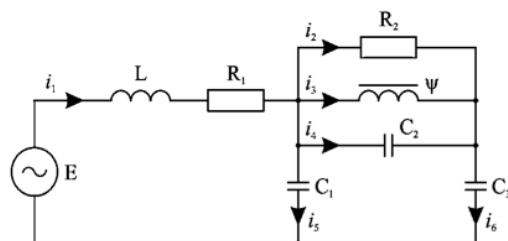


Рис. 4. Расчетная схема неполнофазных режимов.

4. Марквардт К. Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог. — 4-е изд., перераб. и дополн.: Пер. с англ. — М.: Транспорт, 1982. — 524 с.

5. Защита от подпитки коротких замыканий на «высокой» стороне понижающего трансформатора со стороны тяговой сети / А. Кондаков, А. Мизинцев, А. Бурьяноватый, С. Рогач // РЖД-Партнер. — 2001. — № 3. — С. 111.

6. Тиходеев Н. Н., Шур С. С. Изоляция электрических сетей. — Л.: Энергия, 1979. — 304 с.

7. Правила устройства электроустановок. — 7-е изд. — М., 2004. — 225 с.

8. РД 153–34.3–35.125–99. Руководства по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений / Под ред. Н. Н. Тиходеева. — 2-е изд. — СПб.: Минтопэнерго РФ, 1999. — 205 с.

9. Инструкция по заземлению устройств электроустановки на электрифицированных железных дорогах. — М.: Транспорт, 1997. — 68 с.

10. Мамошин Р. Р. Повышение качества энергии на тяговых подстанциях переменного тока. — М.: Транспорт, 1973. — 224 с.

11. Адольф Й., Шваб А. Электромагнитная совместимость. — М.: Энергоиздат, 1995. — 480 с.

12. [Электрификация линий французских железных дорог] Courtois, C. Bahnenergieversorgung in Frankreich. Elektrische Bahnen, 92 (1994) 6, S. 167–170 und 7, S. 202–205.

13. Фигурнов Е. П. Релейная защита. — М.: Трансжелдориздат, 2002. — 343 с.

14. Мамошин Р. Р. Система электроснабжения железных дорог на переменном токе 94/27,5 кВ с симметрированием тяговых нагрузок // Электрификация — основа технического перевооружения железнодорожного транспорта: Сб. докладов научно-практич. конференции. — М., ВНИИЖТ, 2004. — С. 58–60.

15. Косарев А. Б. Основы теории электромагнитной совместимости систем тягового электроснабжения переменного тока. — М.: Интекст, 2004. — 272 с.

Координаты авторов: **Бадёр М. П.** — badjor@mail.ru, **Косырев А. М.** — alexey.kosyrev.92@gmail.com, **Кукуйок Н. А.** — nikolaykukuyok@mail.ru.

Статья поступила в редакцию 17.10.2015, принята к публикации 15.02.2016.