

Электротехника

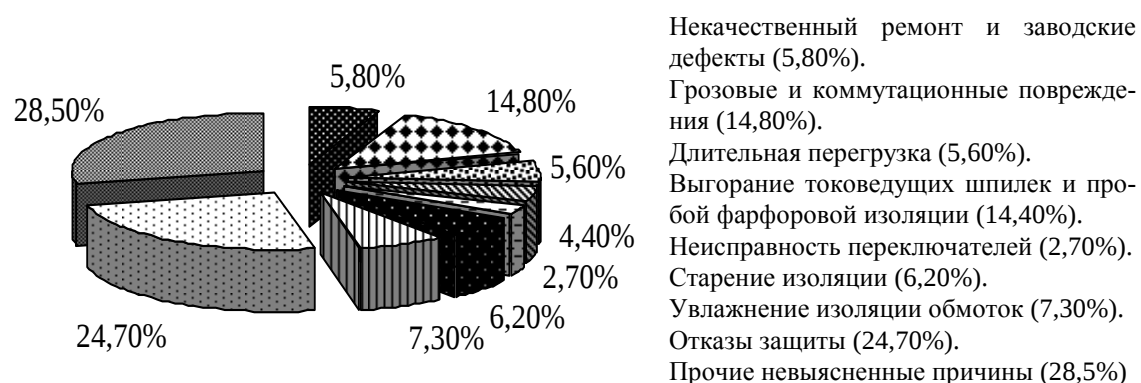
УДК 621.314.222.6+621.316.91

В.Г. Гольдштейн, Л.М. Инаходова

ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО РЕСУРСА МАССИВА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Рассматриваются основные виды перенапряжений, причины их возникновения и воздействие на силовое электрооборудование предприятий электрических сетей. Дана классификация причин повреждений силовых трансформаторов 0,22-35 кВ. Предложена косвенная оценка предельно допустимой нормы эксплуатационного ресурса массива силовых трансформаторов, а также приведены вероятностные характеристики интенсивности отказов силовых трансформаторов до 1000 кВ·А без ограничителей перенапряжений и с учётом установки ограничителей перенапряжений.

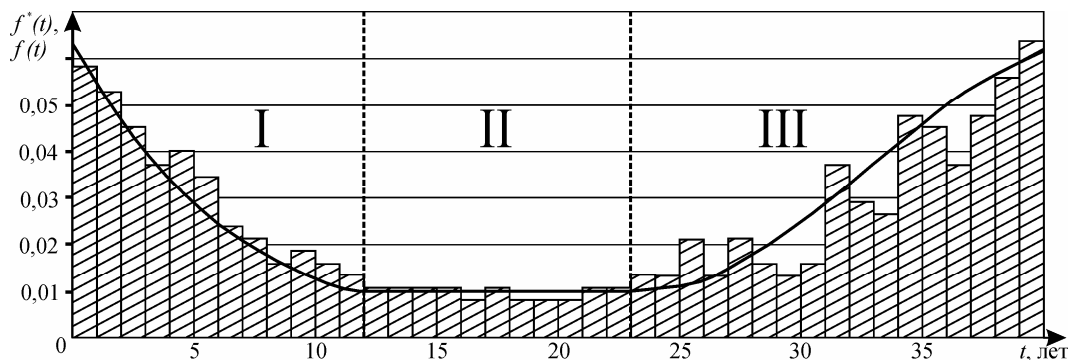
В работе на основании анализа аварийности силовых трансформаторов по данным предприятия ЗАО «Самарские городские электрические сети» (СГЭС) более чем за 45-летний срок эксплуатации выделены наиболее опасные для парка силовых трансформаторов (СТ) виды перенапряжений. Выявлено, что одной из основных причин аварий силовых трансформаторов остаются грозовые перенапряжения; не менее опасны для изоляционных конструкций СТ внутренние перенапряжения, причем большинство повреждений их изоляции возникает в двух случаях: при замыканиях на землю в сети с последующим пробоем в обмотке и при замыкании на землю в обмотке с последующим пробоем в этой же обмотке (рис. 1).



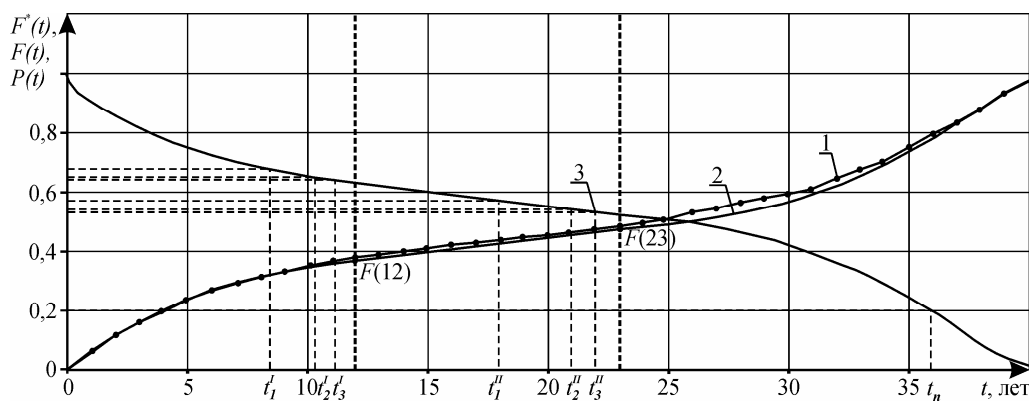
Р и с. 1. Классификация причин повреждения силовых трансформаторов в 1995-2004 гг.
в ЗАО «СГЭС» 0,22-35 кВ

Получена вероятностная математическая многостадийная модель отказов СТ в сетях 0,22-35 кВ, позволяющая получить вероятности отказов и, соответственно, вероятности безотказной работы на любом этапе текущего эксплуатационного ресурса массива СТ. Установлено, что время работы массива СТ представляет собой три интервала: приработочный, нормальной эксплуатации и деградационный. Нарботка на отказ СТ описывается на первом и третьем интервалах эксплуатации распределением Вейбулла, а на втором интервале эксплуатации – равномерным законом распределения. Построены гистограмма, аппроксимирующая плотность вероятности (1), эмпирическая и теоретическая функции распределения отказов почти четырехсот силовых трансформаторов мощностью до 1000 кВА по статистическим данным ЗАО «СГЭС» (рис. 2, 3).

$$\begin{aligned}
 f_I(t) &= 0,069 \cdot t^{-0,002} \cdot e^{-0,1598 \cdot t^{0,998}}, \quad 0 \leq t < 12, \text{ лет;} \\
 f_{II}(t) &= 0,0099, \quad 12 \leq t < 23, \text{ лет;} \\
 f_{III}(t) &= 0,165 \cdot 10^{-9} \cdot t^{5,5485} \cdot e^{-0,25 \cdot 10^{-10} \cdot t^{6,5485}}, \quad 23 \leq t \leq 40, \text{ лет.}
 \end{aligned}
 \tag{1}$$



Р и с. 2. Гистограмма и плотность вероятности распределения на отказ СТ до 1000 МВ·А



Р и с. 3. Вероятностная функция распределения на отказ СТ до 1000 кВ·А:
1 – эмпирическая кривая распределения вероятности отказов; 2 – теоретическая кривая распределения отказов;
3 – теоретическая кривая распределения вероятности безотказной работы СТ

Проверка гипотезы об аппроксимирующих законах распределения по критерию χ^2 – Пирсона [1] показала, что эмпирические и теоретические частоты отличаются незначительно, и с доверительной вероятностью не ниже 0,95 по критерию согласия χ^2 – Пирсона наработка на отказ анализируемого массива СТ описывается двумя законами распределения по выражениям с плотностью вероятностей (1), представляя собой многостадийную модель накопления повреждений. Среднее время безотказной работы СТ определено как математическое ожидание:

$$\begin{aligned}
 T &= \int_{T=0}^{T_1=12} t \cdot 0,0692 \cdot t^{-0,002} \cdot e^{-(0,1598 t^{0,998})} dt + \int_{T_1=12}^{T_2=23} t \cdot 0,0099 dt + \\
 &+ \int_{T_2=23}^{T_3=40} t \cdot 0,0165 \cdot 10^{-9} \cdot t^{5,5485} \cdot e^{-(0,02510^{-9} t^{6,5485})} dt = 21,34 \text{ года.}
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

На основе проведенного анализа и из условия превышения уровня ЭМС с граничной вероятностью E_x , равной 0,05; 0,02; 0,01 (ГОСТ Р 51317.4.1-2000 или МЭК 1000-4-91), предложена косвенная оценка предельно допустимой нормы эксплуатационного ресурса массива СТ t в виде численного решения уравнений (3). Ввиду низкой надежности массива СТ в период деградации использовано значение $E_x = 0,2$ [2].

$$\begin{aligned}
P_I(t) &= 1 - \left(\frac{n_I}{N} - \int 0,0692 \cdot t^{-0,002} \cdot e^{-(0,1598 \cdot t^{0,998})} dt \right); \quad P_I(t_I^I) = 1 - F(12) + E_X, \\
P_{II}(t) &= 1 - \left(F(12) + \frac{n_{II}}{N} - \int 0,0099 \cdot dt \right); \quad P_{II}(t_{II}^{II}) = 1 - F(23) + E_X, \\
P_{III}(t) &= 1 - \left(F(23) + \frac{n_{III}}{N} - \int 0,0165 \cdot 10^{-8} \cdot t^{5,5485} \cdot e^{-(0,025 \cdot 10^{-9} \cdot t^{6,5485})} dt \right); \quad P_{III}(t_n) = E_X,
\end{aligned} \tag{3}$$

где $P(t) = 1 - F(t)$ – вероятность безотказной работы, n_i – количество отказов на каждом из трех интервалов, N – общее число отказов.

Получены результаты для трех интервалов времени работы СТ (табл. 1).

Т а б л и ц а 1

Предельно допустимые нормы эксплуатационного ресурса массива СТ

Интервал	I			II			III
E_X	0,05	0,02	0,01	0,05	0,02	0,01	0,2
t , лет	8,44	10,38	11,19	17,90	20,93	21,94	35,98

Полученная плотность вероятности (1) и вероятность безотказной работы (3) позволяют определить интенсивность отказов (3) по выделенным интервалам в условиях эксплуатации массива силовых трансформаторов (рис. 7):

$$h(t) = \frac{f(t)}{P(t)}. \tag{4}$$

Вероятностная характеристика интенсивности отказов $h(t)$ может быть аппроксимирована по участкам при помощи метода наименьших квадратов с погрешностью не более 5% следующими выражениями:

$$\begin{aligned}
h_I(t) &= -0,0048 \cdot t + 0,073 && \text{при } 0 \leq t < 12 \text{ лет;} \\
h_{II}(t) &= 0,013 && \text{при } 12 \leq t < 23 \text{ лет;} \\
h_{III}(t) &= 0,0054 \cdot t^2 - 0,298 \cdot t + 4,103 && \text{при } 23 \leq t \leq 40 \text{ лет.}
\end{aligned} \tag{5}$$

При анализе вероятностной характеристики интенсивности отказов СТ до 1000 кВ·А можно дать рекомендацию об ограничении эксплуатации СТ сроком, при котором на интервале деградации интенсивность отказов не будет превышать интенсивность отказов периода приработки. Тогда максимальный срок эксплуатации СТ будет ограничен 30,97 годами с целью повышения надёжности работы и обновления эксплуатируемого парка трансформаторов.

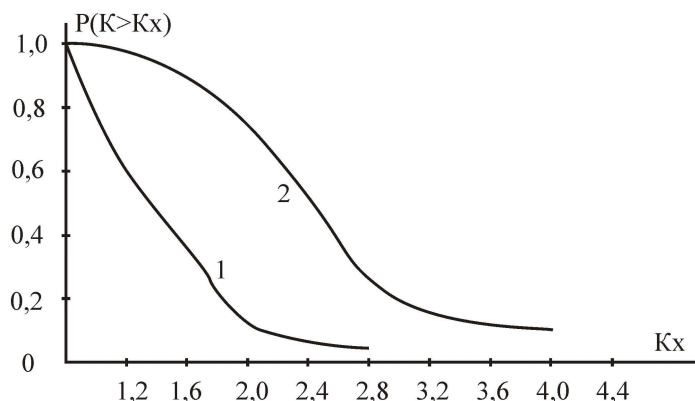
Для повышения срока эксплуатации СТ предлагается использовать эффективные аппараты, защищающие от внешних и внутренних перенапряжений – оксидно-цинковые нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН). Схемные решения с использованием ОПН для СТ подробно рассмотрены в работах [2, 3]. При установке ОПН перенапряжения снижаются до уровня испытательного напряжения. Так, например, для силовых трансформаторов 10/0,22 кВ ОПН снизили перенапряжения с кратностью $K_{max} = 3,5-4$ до уровня $K_{max} = 2,6-2,8$. Эффективность использования ОПН в распределительных сетях при различных видах перенапряжений представлена на рис. 4 [2].

С целью аналитического исследования влияния защитных схем на основе ОПН от перенапряжений общее количество отказов снижено на величину количества повреждений грозового и коммутационного характера за исследуемый период времени (на 14,80%). Для полученного массива СТ построены плотность вероятности и функция распределения отказов (рис. 5, 6).

$$\begin{aligned}
f'_I(t) &= 0,065 \cdot t^{-0,004} \cdot e^{-0,1566 \cdot t^{0,996}}, \quad 0 \leq t < 12, \text{ лет;} \\
f'_{II}(t) &= 0,0087, \quad 12 \leq t < 23, \text{ лет;} \\
f'_{III}(t) &= 0,0156 \cdot 10^{-8} \cdot t^{5,5633} \cdot e^{-0,035 \cdot 10^{-9} \cdot t^{6,5633}}, \quad 23 \leq t \leq 40, \text{ лет.}
\end{aligned} \tag{6}$$

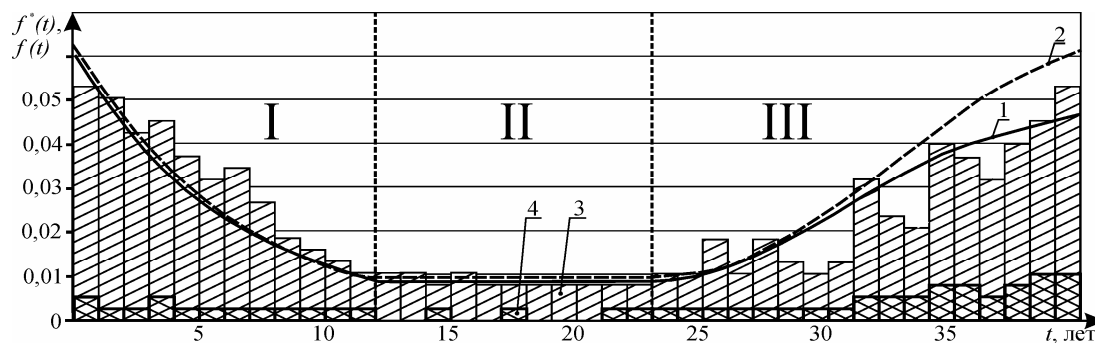
Наработка на отказ СТ описывается также распределением Вейбулла с параметрами $\alpha'_1 = 0,1566$ и $\delta'_1 = 0,996$ на интервале 0...12 лет, на интервале 23...40 лет – распределением Вей-

булла с параметрами $\alpha'_3 = 0,035 \cdot 10^{-9}$ и $\delta'_3 = 5,5633$, а на промежуточном интервале 12...23 – равномерным законом распределения с коэффициентом $a = 0,0087$.



Р и с. 4. Распределение перенапряжений в сетях 10 кВ при наличии (1) и отсутствии (2) ОПН

Проведенная проверка показала, что с доверительной вероятностью не ниже 0,95 по критерию согласия χ^2 – Пирсона наработка на отказ анализируемого массива СТ с ОПН в распределительных сетях также описывается двумя законами распределения по выражениям с плотностью вероятностей (6), представляя собой многостадийную модель накопления повреждений.



Р и с. 5. Гистограмма (3) и вероятностная плотность распределения на отказ СТ до 1000 кВ·А: (1) – с учётом установки ОПН, (2) – плотность распределения на отказ СТ без учёта установки ОПН, (4) – гистограмма повреждаемости массива СТ в результате грозových и коммутационных перенапряжений

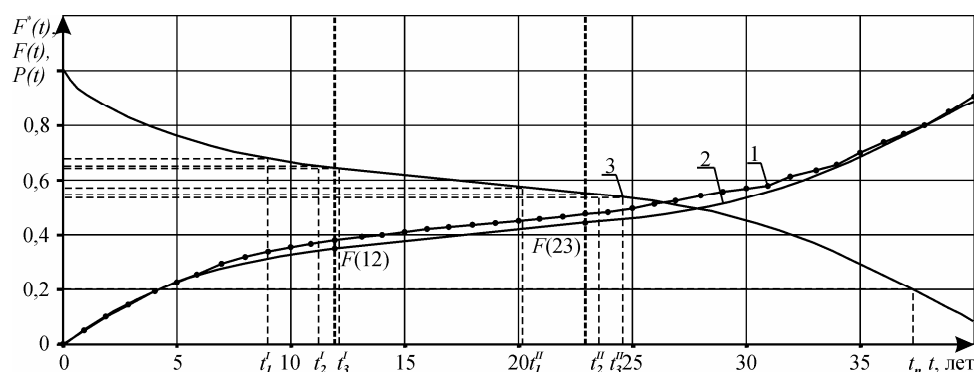


Рис. 6. Вероятностная функция распределения на отказ СТ до 1000 кВ·А с учётом установки ОПН: (1 – эмпирическая и 2 – теоретическая кривые распределения вероятности отказов СТ; 3 – теоретическая кривая распределения вероятности безотказной работы СТ)

Аналогично выражению (2) определено среднее время безотказной работы массива СТ при установке ОПН, которое увеличилось на 7,5% и составило:

$$T' = \int_T^{T_1} t \cdot 0,065 \cdot t^{-0,004} \cdot e^{-(0,1566 \cdot t^{0,996})} dt + \int_{T_1}^{T_2} t \cdot 0,0087 dt + \int_{T_2}^{T_3} t \cdot 0,0156 \cdot 10^{-8} \cdot t^{5,5633} \cdot e^{-(0,035 \cdot 10^{-9} \cdot t^{5,5633})} dt = 22,94 \text{ года.} \quad (7)$$

Оценка предельно допустимой нормы t эксплуатационного ресурса СТ при использовании ОПН с граничной вероятностью $E_X = 0,2; 0,05; 0,02; 0,01$ составляет:

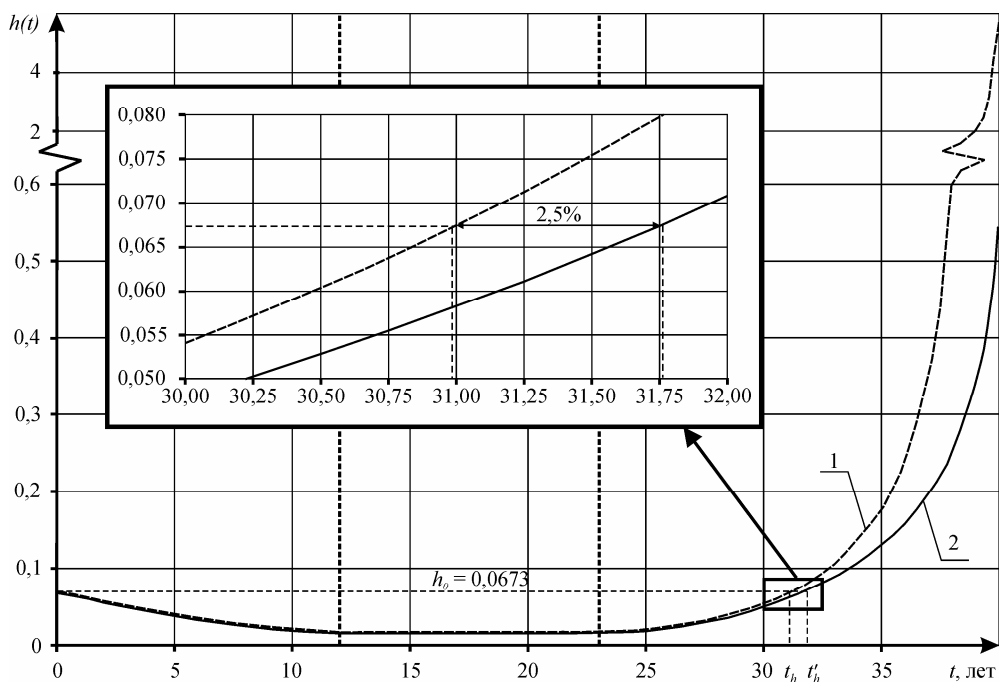
$$\begin{aligned} P_I(t) &= 1 - \left(\frac{n_I}{N} - \int 0,065 t^{-0,004} \cdot e^{-(0,1566 t^{0,996})} dt \right); \quad P_I(t'_I) = 1 - F(12) + E_X, \\ P_{II}(t) &= 1 - \left(F'(12) + \frac{n_{II}}{N} - \int 0,0087 dt \right); \quad P_{II}(t'_{II}) = 1 - F(23) + E_X, \\ P_{III}(t) &= 1 - \left(F'(23) + \frac{n_{III}}{N} - \int 0,0156 \cdot 10^{-8} \cdot t^{5,5633} \cdot e^{-(0,035 \cdot 10^{-9} \cdot t^{5,5633})} dt \right); \quad P_{III}(t_n) = E_X. \end{aligned} \quad (8)$$

Т а б л и ц а 2

Прогнозируемые предельно допустимые нормы эксплуатационного ресурса массива СТ (с учетом установки ОПН)

Интервал	I			II			III
E_X	0,05	0,02	0,01	0,05	0,02	0,01	0,2
t' , лет	9,01	11,23	12,19	20,08	23,53	24,68	37,36
Δ^* , %	6,75%	8,19%	8,94%	12,18%	12,42%	12,49%	3,84%

* – увеличение t' (с учётом установки ОПН) относительно t (без ОПН).



Р и с. 7. Вероятностные характеристики интенсивности отказов СТ до 1000 кВ·А без ОПН (1) и с учётом установки ОПН (2)

Вероятностная характеристика интенсивности отказов $h(t)$ при использовании ОПН может быть аппроксимирована следующими выражениями:

$$\begin{aligned} h_I(t) &= -0,0046 \cdot t + 0,066 && \text{при } 0 \leq t < 12 \text{ лет;} \\ h_{II}(t) &= 0,012 && \text{при } 12 \leq t < 23 \text{ лет;} \\ h_{III}(t) &= 0,0059 \cdot t^2 - 0,334 \cdot t + 4,65 && \text{при } 23 \leq t \leq 40 \text{ лет.} \end{aligned} \quad (9)$$

Сравнение интенсивности отказов по выделенным интервалам (рис. 7) отказов массива СТ без ОПН и с учётом установки ОПН показало, что заметное снижение количества отказов, наблюдаемое на интервале деградации, определяется увеличением среднего времени безотказной работы для массива СТ с учётом установки ОПН на 1,6 года, что составляет 7,5%. Увеличение предельно допустимой нормы эксплуатационного ресурса на всех интервалах работы СТ и уменьшение интенсивности отказов на интервале деградации на 2,5%, когда интенсивность отказов не превышает интенсивности отказов периода приработки, подтверждают эффективность ОПН для защиты трансформаторов от перенапряжений.

Таким образом, можно констатировать, что установка ОПН значительно повысит ресурсные характеристики исследуемого массива СТ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Вентцель Е.С.* Теория вероятностей. М.: Академия, 2003. 576 с.
2. *Сулейманова Л.М.* Повышение эксплуатационных ресурсов силовых трансформаторов при обеспечении электромагнитной совместимости по перенапряжениям. Дис. ... канд. техн. наук. Самара, 2006.
3. *Халилов Ф.Х., Гольдштейн В.Г., Гордиенко А.Н., Пухальский А.А.* Повышение надежности работы электрооборудования и линий 0,4-110 кВ нефтяной промышленности при воздействиях перенапряжений. М.: Энергоатомиздат, 2006. 356 с.

Статья поступила в редакцию 27 июня 2007 г.

УДК 621.311

Ю.С. Дудиков

ПРИМЕНЕНИЕ ТАБЛИЧНОГО МЕТОДА ДЛЯ ДОРАСЧЕТА РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПО ДАННЫМ ОПЕРАТИВНО-ИНФОРМАЦИОННЫХ КОМПЛЕКСОВ

Целью работы является разработка и реализация алгоритмов оценивания режима электрической сети по данным телеизмерений и телесигнализаций, полученным из оперативно-информационных комплексов на основе табличного метода, обеспечивающих максимальную привязку к существующим способам графического задания информации.

В настоящее время основные аспекты управленческой деятельности в электрических сетях (ЭС) сформированы в едином информационном пространстве: оперативное и диспетчерское управление режимами, составление и выполнение планов производственно-хозяйственной деятельности (включая снабжение, сбыт, ведение договоров, обслуживание и ремонт электрооборудования и т.д.), планирование ресурсов (финансовых, человеческих, материальных), все виды учета, анализа результатов работы предприятия и др.

Для успешного решения этих задач необходимо построение, наполнение данными и поддержание в работоспособном состоянии обобщённой виртуальной информационно-имитационной модели ЭС, основанной на следующих средствах и решениях: отображение схем с учетом их состояния; возможность доступа пользователя к объектам на схеме; создание баз данных оборудования; решение задач качественной или количественной оценки состояния ЭС. На сегодняшний момент в России и странах СНГ известны и широко используются ряд оперативно-информационных комплексов (ОИК), таких как «Анарес 2000», «Космос» и ряд других [1]. В этих ОИК помимо уже достаточно доработанных и внедренных блоков по расчету установившихся режимов, токов короткого замыкания и многих других актуальным является совершенствование программ оценивания состояния (ОС) основной электрической сети с целью получения максимально приближённого режима к реальному.

В данной работе рассматривается методика дорасчета режима с последующим построением информационных моделей (ИМ) ЭС, соответствующих исследуемому состоянию, по графическим представлениям и связанной с ними технической документацией с помощью табличных топологических и информационных (в виде упорядоченных наборов данных) аналогов.

Из существующих методов исследования режимов электрических систем широко распространены методы, основанные на применении матричного анализа, В частности, в одной из

первых работ [2], посвященных этой проблеме, матричный анализ используется для определения текущего режима на базе ИМЭС, сформированной в памяти ЭВМ автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) по данным телеизмерений (ТИ) и телесигнализации (ТС). Основным моментом в этом случае являются построение матриц инцидентий и операции с ними. При реализации алгоритмов на базе матричного анализа необходимо применять специальные меры по формированию, упаковке и обработке матриц инцидентий.

Анализ матричного метода применительно к определению режима электрической системы на базе ИМЭС приводит к выводу, что в данном случае этот метод весьма громоздкий и требует большого количества операций с матрицами. В работе [2] приведен показательный пример расчета электрической схемы, взятой за основу в данной статье, и на которой наглядно можно продемонстрировать достоинства использования табличного метода по сравнению с матричным аналогом.

Построение ИМЭС в памяти вычислительных устройств АСДУ осуществляется с помощью устройств телемеханики. Современные устройства телемеханики, планируемые для создания ИМЭС, могут измерять модули напряжений и токов, а также значение потоков активной и реактивной мощности. Устройства ТИ устанавливаются в электрических системах в узловых точках, причем расстановка их должна обеспечивать однозначный расчет режима электрической системы. Здесь и далее эти узловые точки называются контролируруемыми узлами (КУ).

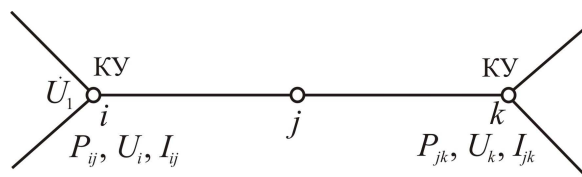
Согласно теории линейных электрических цепей [3], режим электрической цепи полностью определен, если известны комплексы напряжений в узлах электрической цепи.

Простейшей топологической структурой, электрически связывающей все узлы схемы, является ее дерево. Поэтому комплексы напряжений в узлах электрической схемы целесообразно определять на основе информации о режиме ветвей дерева схемы. В свою очередь, режим ветви дерева схемы должен определяться по данным, полученным в КУ с помощью средств телемеханики. В связи с тем, что параметры электрического режима сети являются взаимно зависимыми, представляется возможным определять их с помощью ТИ только некоторой части узлов схемы, а для остальных рассчитывать на ЭВМ. Расположение КУ в схеме системы должно обеспечивать наличие хотя бы одного КУ среди двух узлов, связанных ветвью дерева схемы.

Учитывая сказанное выше о составе возможных ТИ в КУ, можно определить следующие четыре возможные формы задания информации в КУ.

1. Модули напряжений КУ и потоки активной (P) и реактивной (Q) мощности по ветвям дерева схемы сети, связанным с данным КУ (форма PQU).
2. Потоки активной (P) и реактивной (Q) мощности и модули токов (I) по ветвям дерева схемы, связанным с данным КУ (форма PQI).
3. Модули напряжений КУ, потоки активной мощности (P) и модули токов (I) в ветвях дерева схемы, связанным с данным КУ (форма PUI).
4. Модули напряжений контролируемых узлов, потоки реактивной мощности и модули токов (I) в ветвях дерева схемы, связанным с данным КУ (форма QUI).

Для иллюстрации вышесказанных положений на рис. 1 изображена часть произвольной схемы с узлами i, j, k с присоединенными к ним ветвями, среди которых утолщенными линиями изображены ветви дерева схемы. Кроме того, узлы i и k предполагаются контролируруемыми. Поскольку ветви дерева соединяют узлы схемы дерева $n-1$ ветвями, то выходя из КУ, выбранного в качестве базисного, где модуль напряжения предполагается совмещенным с осью вещественных, можно последовательно определить комплексы напряжения узлов схемы. При этом предполагается, что процедура нахождения комплексов напряжения по данным ТИ определена в соответствии с перечисленными выше формами задания информации в КУ.



Р и с. 1. Пример произвольной электрической схемы

Рассматривая процесс расчета комплексов напряжения в узлах схемы на примере рис. 1, будем считать, что на некотором этапе расчета в узле i известен комплекс напряжения. Здесь и далее полагаем, что схема приведена у одной ступени напряжения. Тогда на двух последующих этапах определяются комплексы напряжения в узлах j и k . Здесь очевидны следующие два случая.

1. Известен комплекс напряжения $\dot{U}_1$ и $\sum I$ – информация в КУ в одной из перечисленных выше форм для узла, являющегося условным началом ветви (например, при определении $\dot{U}_j$ по $\dot{U}_i$).

2. Известен комплекс напряжения $\dot{U}_1$ в узле, являющемся условным началом ветви, и $\sum I$ в узле, являющемся условным концом ветви (например, при определении $\dot{U}_k$ по $\dot{U}_j$).

В обоих случаях необходимо определить комплекс напряжения $\dot{U}_2$ в узле, являющемся условным концом ветви. Вывод расчетных выражений производится на основе уравнений четырехполюсника, что позволяет использовать их для любого элемента эквивалентной схемы электрической системы. Названные уравнения записаны относительно входа и выхода четырехполюсника в виде (условные начало и конец ветви):

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = A\dot{U}_2 + B\dot{I}_2; \\ \dot{I}_1 = C\dot{U}_2 + D\dot{I}_2; \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} \dot{U}_2 = D\dot{U}_1 - B\dot{I}_1; \\ \dot{I}_2 = -C\dot{U}_1 + A\dot{I}_1. \end{cases} \quad (2)$$

Здесь $\dot{U}_1, \dot{I}_1, \dot{U}_2, \dot{I}_2$ – комплексы напряжений и токов на входе и выходе четырехполюсника, A, B, C, D – комплексные параметры четырехполюсника.

Рассмотрим вывод расчетных выражений для названных выше случаев при четырех формах задания исходной информации.

Форма PQU

1. КУ на входе четырехполюсника. Представив ток на входе четырехполюсника как $\dot{I}_1 = \frac{\dot{S}_1^*}{U_1}$, получим

$$\dot{U}_2 = D\dot{U}_1 - B \frac{\dot{S}_1^*}{U_1} = D\dot{U}_1 - B \frac{P_1 - jQ_1}{U_1} \quad (3)$$

2. КУ на выходе четырехполюсника. Умножая первое уравнение системы (1) на сопряженный комплекс напряжения четырехполюсника $\dot{U}_2^*$, получим на выходе четырехполюсника

$$\dot{U}_1^* \dot{U}_2 = A \cdot |U_2|^2 + B \dot{S}_2^*, \quad (4)$$

откуда

$$\dot{U}_2^* = \frac{1}{\dot{U}_1} (A \cdot |U_2|^2 + B \dot{S}_2^*) = \frac{1}{\dot{U}_1} [A \cdot |U_2|^2 + B \cdot (P_2 - jQ_2)]. \quad (5)$$

Форма PQI

1. КУ на входе четырехполюсника. Выражение $\dot{U}_2$ для этого случая совпадает с (3).

2. КУ на выходе четырехполюсника. Умножая первое уравнение системы (1) на сопряженный комплекс тока

$$\dot{U}_1^* \dot{I}_2 = A \dot{S}_2 + B \cdot |I_2|^2$$

и подставляя $\dot{I}_2 = \frac{\dot{S}_2^*}{\dot{U}_2}$, получим

$$\dot{U}_1 \frac{S_2}{\dot{U}_2} = AS_2 + B \cdot |I_2|^2,$$

откуда

$$\dot{U}_2 = \frac{\dot{U}_1 S_2}{AS_2 + B|I_2|^2}. \quad (6)$$

Форма PUI

При данной форме задания исходной информации численное значение реактивной мощности Q может быть определено из соотношения

$$Q = \pm \sqrt{|U|^2 \cdot |I|^2 - P^2}. \quad (7)$$

Для правильного выбора знаков здесь необходимы дополнительные проверки.

1. Из режимных соображений возможно выделить ветви, для которых условные направления потоков активной и реактивной мощности совпадают. Поэтому могут использоваться формулы (4) и (5) с учетом значения реактивной мощности Q (7), где

$$\text{sign}(Q) = \text{sign}(P). \quad (8)$$

2. Если КУ на входе четырехполюсника, то можно провести двухшаговый расчет последовательности, показанной на рис. 1 (с учетом алгоритма выбора КУ).

Условные направления реактивной мощности в ветвях

№	$\text{sign}Q_{ij}$	$\text{sign}Q_{jk}$
1	-	-
2	-	+
3	+	-
4	+	+

Определив Q_{ij} и Q_{jk} , необходимо выполнить четыре расчета при всех возможных сочетаниях знаков. Расчет с правильным выбором знаков даст совпадение расчетного модуля напряжения U_k с заданным. Сказанное выше соответствует случаю, когда в ветвях $i-j$ и $j-k$ поток может иметь произвольное направление по отношению к потоку активной мощности P .

В том случае, когда для ветви $j-k$ эти направления фиксированы, количество простоев сокращается в два раза. С целью сокращения расчетной процедуры при выборе дерева схемы и состава КУ целесообразно размещать КУ по возможности таким образом, чтобы при выполнении последовательного расчета создавалась благоприятная для этого случая ситуация, когда оба узла ветви являются контролируруемыми.

Форма QUI

Все сказанное выше для формы PUI может быть использовано в этом случае с очевидным изменением в определении активной мощности

$$P = \pm \sqrt{|U|^2 \cdot |I|^2 - Q^2}. \quad (9)$$

Полученные расчетные выражения являются универсальными, так как при решении данной задачи с помощью уравнений режима четырехполюсника могут быть представлены схемы замещения любых элементов системы. В частности, при представлении ветви активно-индуктивным сопротивлением $Z = r + jx$ получаем, например, в соответствии с (3)

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \frac{P_1 - jQ_1}{U_1^*} \underline{Z}$$

— известное в расчетах электрических систем выражение. Аналогично в соответствии с (4) имеем

$$U_2^* = \frac{1}{U_1} [|U_2|^2 + S_2 \underline{Z}].$$

Исходя из выражений (3) и (4) можно также записать формулы для следующих случаев.

1. Ветвь представлена Т-образной схемой замещения с сопротивлением плеч $\underline{Z}_1$ и $\underline{Z}_2$ и проводимостью $\underline{Y}_0$:

$$\dot{U}_2 = (1 + \underline{Z}_1 \underline{Y}_0) \dot{U}_1 - (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_1 \underline{Z}_2 \underline{Y}_0) \frac{P - jQ}{U_1^*};$$

$$U_2^* = \frac{1}{\dot{U}_1} [|U_2|^2 (1 + \underline{Z}_1 \underline{Y}_0) + S_2 (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_1 \underline{Z}_2 \underline{Y}_0)].$$

2. Ветвь представлена П-образной схемой замещения с проводимостями плеч $\underline{Y}_1$ и $\underline{Y}_2$ и продольным сопротивлением $\underline{Z}_0$:

$$\dot{U}_2 = (1 + \underline{Z}_0 \underline{Y}_2) \dot{U}_1 - (\underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 + \underline{Y}_1 \underline{Y}_2 \underline{Z}_0) \frac{P - jQ}{U_1^*};$$

$$U_2^* = \frac{1}{\dot{U}_1} [|U_2|^2 (1 + \underline{Z}_0 \underline{Y}_2) + S (\underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 + \underline{Y}_1 \underline{Y}_2 \underline{Z}_0)].$$

3. Ветвь представляет собой линию с распределенными параметрами:

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 ch \gamma l - \frac{P - jQ}{U_1^*} sh \gamma l;$$

$$U_2^* = \frac{1}{\dot{U}_1} [|U_2|^2 ch \gamma l + S_2 \underline{Z} sh \gamma l],$$

где γ – постоянная распространения линии; $\underline{Z}$ – волновое сопротивление линии.

Рассмотренные четыре формы задания исходной информации в КУ незначительно отличаются по трудоемкости и сложности расчетов и позволяют:

- 1) выбрать оптимальный с точки зрения конструкции устройств ТИ и передачи телеинформации набор исходных данных;
- 2) обеспечить резервирование информации и ее контроль перед началом расчета.

Для этого в КУ целесообразно получать потоки мощностей, токов по всем подходящим ветвям дерева и модуль напряжения. Исключение одного неправильного параметра, как показывает вышеизложенное, не повлияет на точность расчета.

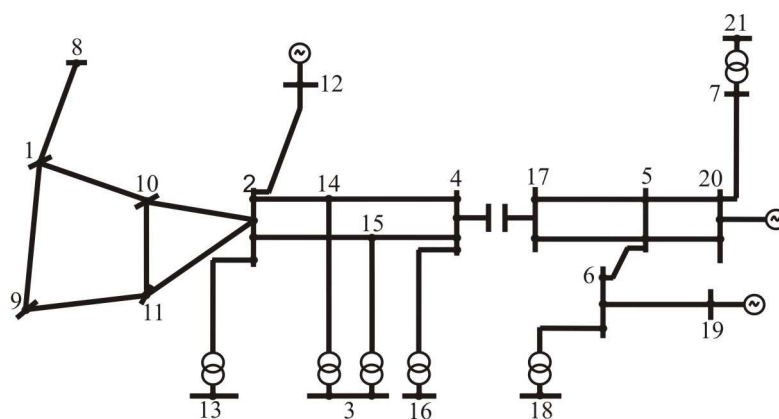
При большем количестве неправильных измерений может быть зафиксирована сбойная ситуация, при которой целесообразно использовать статистические методы резервирования информации, основанные на прогнозировании каждого последующего значения по известной предыстории.

Для реализации табличного метода необходимо сформировать дерево схемы электрической системы и выбрать минимальное число КУ, обеспечивающее функционирование ИМЭС.

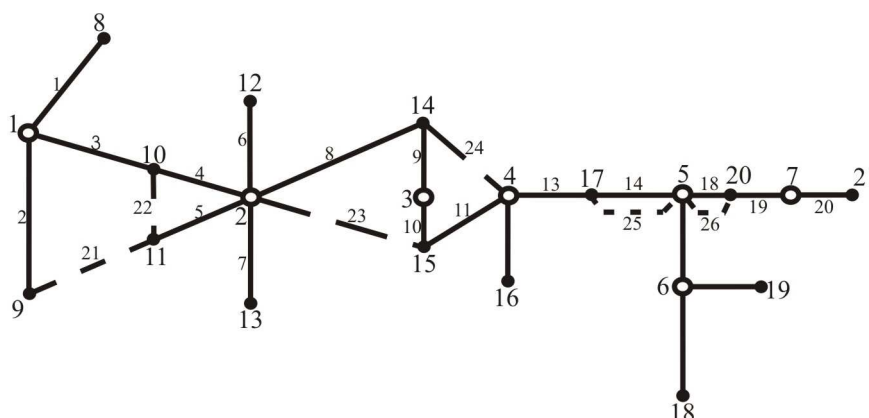
Для любой электрической сети дерево представляет незамкнутую топологическую структуру, состоящую из ветвей, связанных друг с другом и соединяющих все узлы рассматриваемой схемы. Число ветвей, входящих в дерево, индуктивным способом может быть установлено из анализа простейших схем. Для схемы из n узлов дерево будет иметь $n-1$ ветвей. Исходя из этого можно определить критерий, по которому производится выбор каждой последующей ветви, входящей в состав дерева.

Если ветвь соединяет узлы схемы A-L, то она входит в дерево, если один из узлов уже был введен в рассмотрение ранее сформированными ветвями дерева, а второй еще не рассматривался. В случае, когда узлы A и L рассматривались, данная ветвь является замыкающей (хордой) и в состав дерева не включается. В процессе построения дерева возможны случаи, когда оба узла A и L еще не рассматривались. Решение вопроса по этой ветви должно быть отложено до тех пор, пока названные узлы не будут введены в рассмотрение другими ветвями. Если схема представляет собой единый связанный граф (не разделена на отдельные части), то ветвь A-L обязательно окажется или ветвью дерева, или замыкающей ветвью.

Ниже на рис. 3 представлен граф схемы (рис. 2). Сплошными линиями показано дерево схемы, пунктирами – хорды графа сети, кружочками – контролируемые узлы.



Р и с. 2. Условная схема исследуемой системы



Р и с. 3. Граф схемы исследуемой системы

Приведем основные этапы алгоритма расчета дерева схемы.

1. Формируется массив узловых условных потенциалов $U(1-n)$, всем элементам которого в начале присваиваются нули.
2. Задается начальный узел, от которого начинается построение.
3. Элементу U_i присваивается значение, равное 1. Здесь и далее считается, что узлы, вошедшие в определенный момент построения в состав дерева, имеют условный потенциал, равный 1.
4. Просматривается таблица ветвей и соответственно каждая ветвь, один из узлов которой имеет потенциал, равный 1, включается в состав дерева. Второму узлу после этого присваивается условный потенциал, равный 1. Если оба узла к началу данного момента построения имеют условные потенциалы, равные 1, то такая ветвь из рассмотрения исключается. Если оба потенциала равны 0, то данная ветвь переставляется в конец таблицы ветвей, а все остальные передвигаются вперед на единицу.
5. Ветви, составляющие дерево, последовательно переставляются в начало таблицы.

Алгоритм определения состава и количества КУ базируется на следующих основных положениях:

- а) любая ветвь дерева схемы должна быть связана как минимум с одним КУ;
- б) построение состава КУ производится таким образом, что сначала выбираются узлы с большим количеством связей. Из этого следует, что если наперед заданный состав КУ не обеспечивает ТИ некоторые ветви, то из анализа этих ветвей можно ввести дополнительные КУ.

Основные этапы названного алгоритма могут быть сформулированы следующим образом.

1. Каждая ветвь таблицы ветвей проверяется на связь хотя бы с одним КУ. Для произвольной ветви, соединяющей узлы A и L , производится перестановка в обозначении ветви так, чтобы КУ занимал место левого узла. Если ветвь связывает два КУ, то ей присваивается при-

знак (знак -), и в дальнейшем информация с одной из ее сторон используется как избыточная. Если ветвь не связана ни с одним КУ, она остается в массиве ветвей, не имеющих связей.

2. Если после просмотра всей таблицы в массиве нет ни одного элемента, то выполнение в данном алгоритме заканчивается. Если в массиве ветвей, не имеющих связей, имеются ветви, то выясняется, с каким из узлов схемы имеется наибольшее число связей.

3. Определенный в пункте 2 узел дополняет массив узлов, и вычисление повторяется с пункта 1.

Анализ схемы (рис. 3) показывает, что необходимое и достаточное число КУ равно 7. Нетрудно видеть, что в данном алгоритме предусмотрена возможность контроля наперед заданного состава КУ и определения оптимального состава КУ. Это позволяет решить с помощью данного алгоритма две родственные по алгоритму, но разные по смыслу задачи.

Во-первых, на этапе проектирования ИМЭС этот алгоритм позволяет расставить минимальное число КУ, обеспечивающее полноту информации для расчета режима.

Во-вторых, при оперативных расчетах ИМЭС это позволяет проверить полноту прошедшей контроль информации.

На основе изложенных методик в среде Delphi разработан комплекс программ по построению дерева схемы, расчета количества КУ и анализу ИМЭС с использованием табличного способа описания топологической структуры ЭС по данным ОИК.

Результаты расчета матричным [2] и табличным методами анализа ИМЭС с достаточной для практики точностью совпадают. Однако следует учитывать, что в матричном методе, как показывает подробный анализ алгоритма [2], имеются методические погрешности. В частности, эта методика использует модуль, а не комплекс напряжения при определении тока через элемент сети по комплексу мощности при представлении элемента схемы только в виде сопротивления Z . Следует заметить, что эта погрешность имеет тенденцию к увеличению при увеличении числа исследуемых элементов сети. Кроме того, представление элемента сети в виде сопротивления Z приведет к значительным ошибкам в определении режима для ЛЭП, имеющих протяженность свыше 100 км, т.е. там, где необходим переход к представлению линии в виде Т- и П-образной схем замещения или решению уравнений линии через гиперболические функции [3].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шепилов О.Н. Современное состояние программных средств расчёта и анализа режимов энергосистем. Иркутск: ИДУЭС, 2005.
2. Богданов В.А. Информационная модель электрической системы // Электричество. 1973. №5.
3. Демирчян К.С., Нейман Л.Р. Теоретические основы электротехники. Т. 2. Спб.: Питер, 2006.

Статья поступила в редакцию 27 июня 2007 г.

УДК 621.316

А.С. Медведев

РАЗРАБОТКА САУ ПРОЦЕССОМ ТОНКОГО ШЛИФОВАНИЯ НА КООРДИНАТНО-ШЛИФОВАЛЬНОМ СТАНКЕ

Рассматривается методика синтеза имитационной модели адаптивной системы управления процессом тонкого шлифования. Доказывается возможность её реализация на прецизионных станках с числовым программным управлением.

Идентификация процесса тонкого шлифования совместно с приводом электрошпинделя показывает, что в реальных условиях на процесс действует множество возмущений, которые отличаются по своей природе, характеру проявления и уровню моментов, действующих на систему СПИД (станок, приспособление, инструмент, деталь). Отметим наиболее важные: это – износ круга, упругие деформации, изменение режущей способности круга. Однако существуют и другие возмущения, которые весьма трудно учесть на стадии проектирования, например, изменение свойств СОЖ, физико-химических свойств заготовки и т.д. Все это, безуслов-

но, влияет на качество обработки поверхности и имеет особенное значение для координатно-шлифовальных станков (КШС), которые дают финишную обработку. Поэтому для достижения высоких показателей качества рекомендуется [2] реализовывать адаптивные САУ процессом шлифования. В этой области подшипниковой промышленностью накоплен большой опыт. Однако при тонком шлифовании необходимо реализовать управляемый процесс выхода из зажима, обеспечивающий наивысшее качество обработки поверхности при определённой производительности.

Известно [1], что компромиссным решением, удовлетворяющим требованиям к качеству обработки, является стабилизация мощности резания при соблюдении граничных условий по приёму. Однако при тонком шлифовании подачи слишком малы, например 0.5 мкм на оборот планетарного движения шпинделя, поэтому измерить и поддерживать активную мощность привода подачи инструмента практически невозможно. В этой связи информационную составляющую процесса может дать ток двигателя электрошпинделя. Практический опыт применения высокоскоростных электрошпинделей на станке модели 3284СФ4 показывает, что $I_n > I_{min}$ примерно в 2 раза. Информация о токе двигателя выводится на частотном преобразователе в цифровом виде и может непосредственно использоваться для целей управления.

В настоящее время программа задания съёма припуска на станке с ЧПУ строится по принципу формирования сигнала задания на привод подачи. Из технологических условий задают разовую подачу в радиальном направлении 5-10 мкм и ожидают отработки этого задания, затем периодически повторяют это задание до тех пор, пока не будет снят весь припуск.

Считаем, что такой подход снижает производительность станка и не способствует повышению качества обработки деталей. В системе предлагается поддерживать среднее значение мощности на постоянном уровне. Для этого необходимо определить значение номинального $I_{ном}$ тока электрошпинделя из граничных условий шлифования при подаче максимально возможного значения припуска $\delta_{зд}$, а затем при снижении $I_{ном}$ до $0.5I_{ном}$ осуществить подачу круга с целью увеличения значения тока до $I_{ном}$.

Из этого следует, что алгоритм управления должен включать в себя контроль тока и релейный элемент с зоной гистерезиса и нечувствительности. Этот элемент прерывает подачу сигнала задания, который в полной мере подаётся из устройства ЧПУ. Из вышесказанного становится очевидным, что предлагаемое решение обеспечивает адаптивное управление независимо от природы и уровня помех, действующих на процесс.

Следующим этапом в структурном синтезе считаем обязательный контроль положения съёма припуска посредством формирования контура положения. При тонком шлифовании точность обработки для станка класса А составляет до 5 мкм, класса С – до 1 мкм. Поэтому упомянутый контур должен включать в себя регулятор положения с соответствующим датчиком положения. Исполнительной частью этого контура будут силовой преобразователь и электродвигатель подачи электрошпинделя.

Кроме того, необходимо контролировать скорость подачи привода электрошпинделя и управлять ею. В силу того что мощность шлифования невелика, а кинематическая схема подачи весьма сложна, для обеспечения быстродействия и независимости скорости от изменения нагрузки необходимо иметь замкнутый контур управления скоростью подачи, который через соответствующий редуктор обеспечит подачу инструмента.

Из рассмотренного можно заключить, что функционально система управления должна быть подчиненной, двухконтурной: первый контур – контур управления скоростью подачи, второй – контур положения, осуществляющий контроль съёма заданной величины припуска, и дополнительный – адаптивный контур, обеспечивающий компенсацию помех, действующих в ходе самого процесса шлифования, а также помех, влияющих на звенья системы в структуре управления. Контур контролирует усилие резания P_y по величине тока электрошпинделя и поддерживает его в определённом диапазоне, наилучшим образом обеспечивая качество и производительность (рис. 1).

Кроме того, алгоритм управления должен предусматривать ряд вспомогательных, но обязательных процедур, например, необходимо постоянно вычислять разность $\delta_{зд} - \delta = \Delta$ и при срабатывании реле именно величину Δ подавать на вход системы управления. Следует отметить, что должна быть учтена правка круга. Эти проблемы решаются в ЧПУ по известным программам (рис. 1).

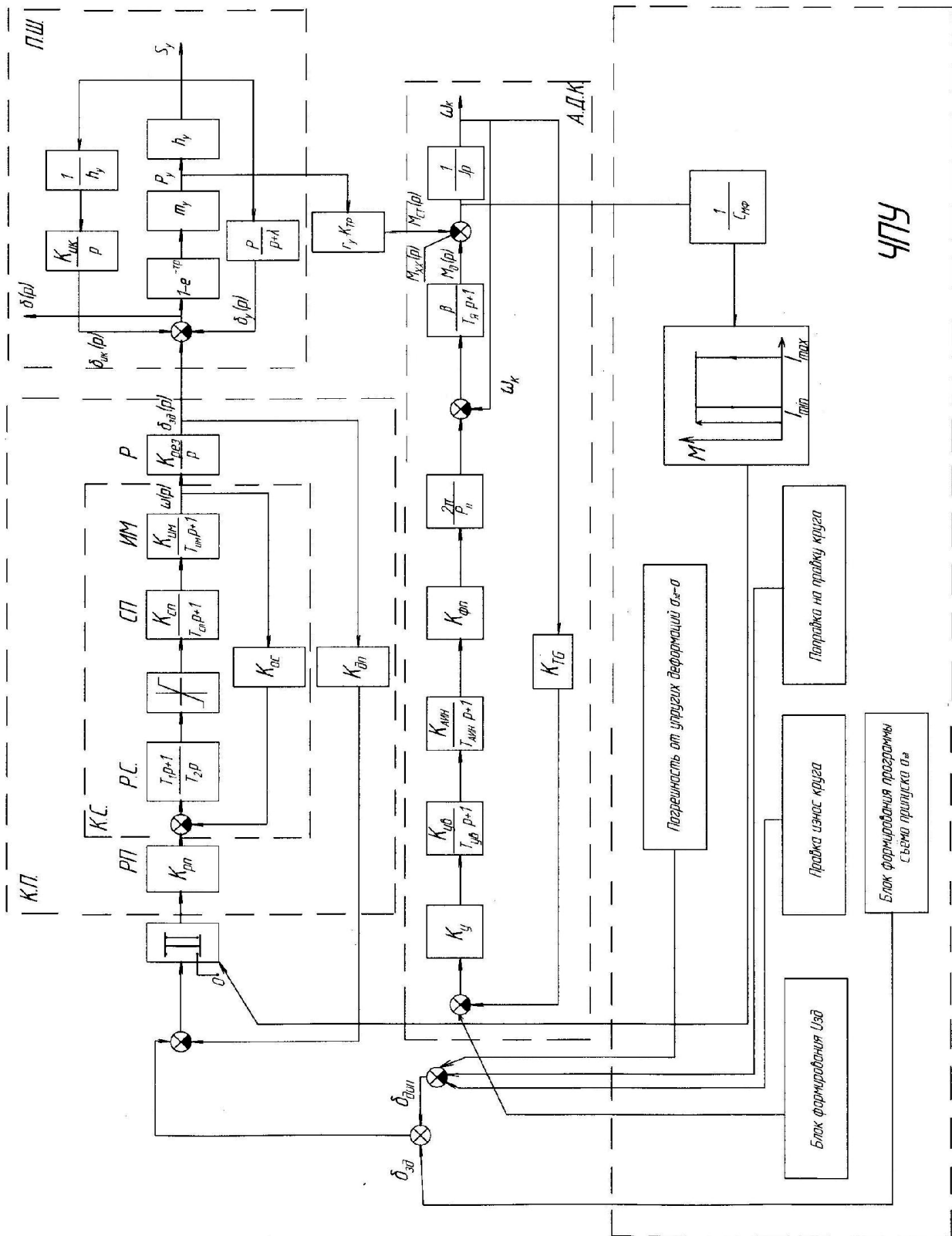


Рис.1

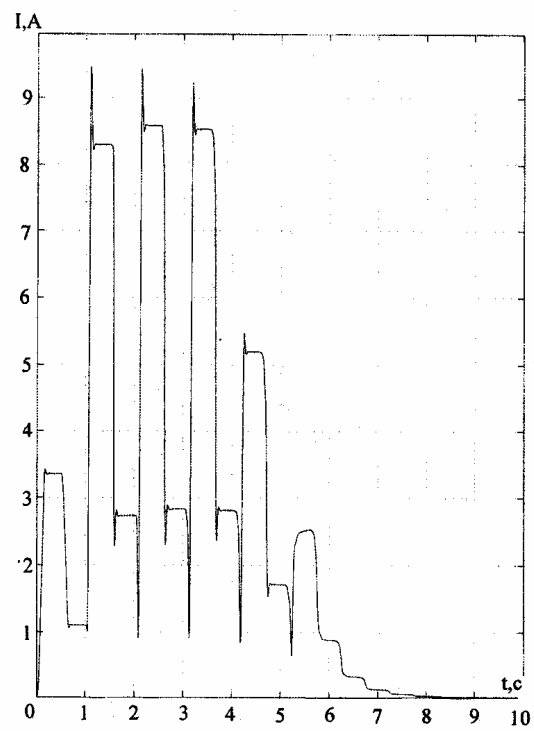
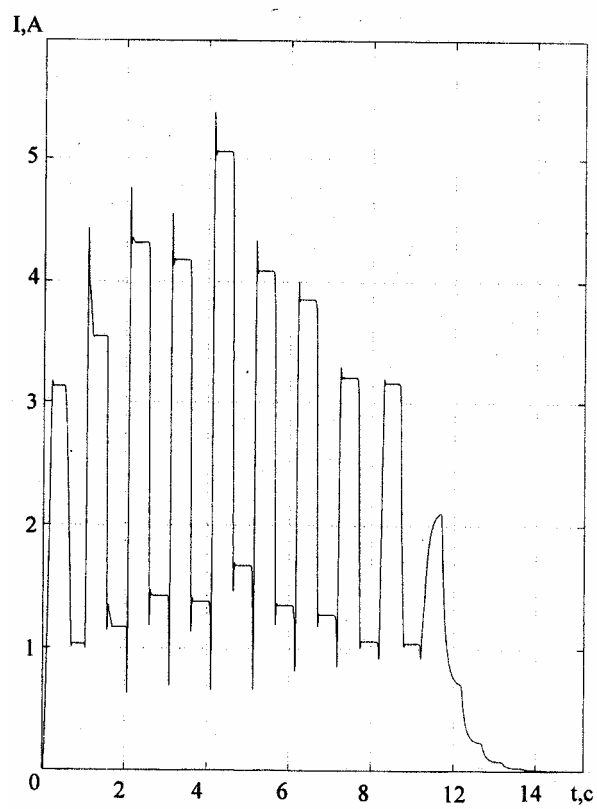
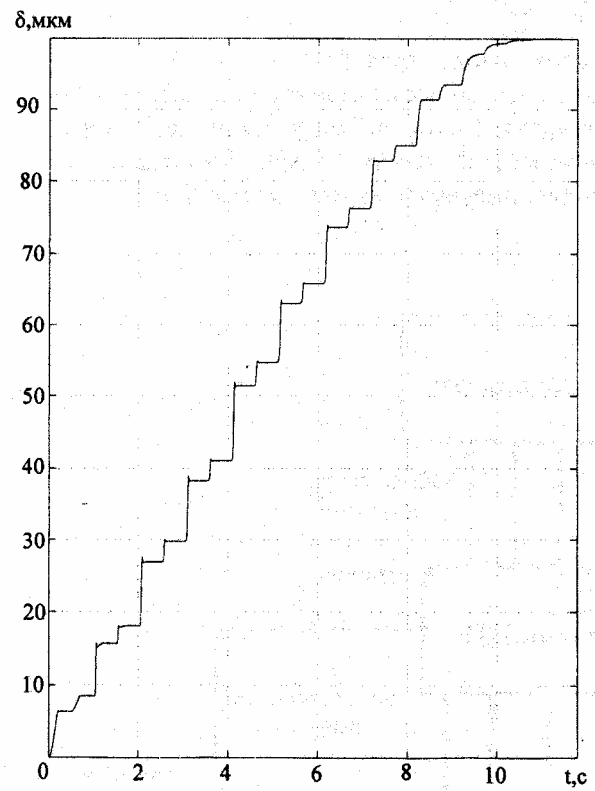


Рис. 2

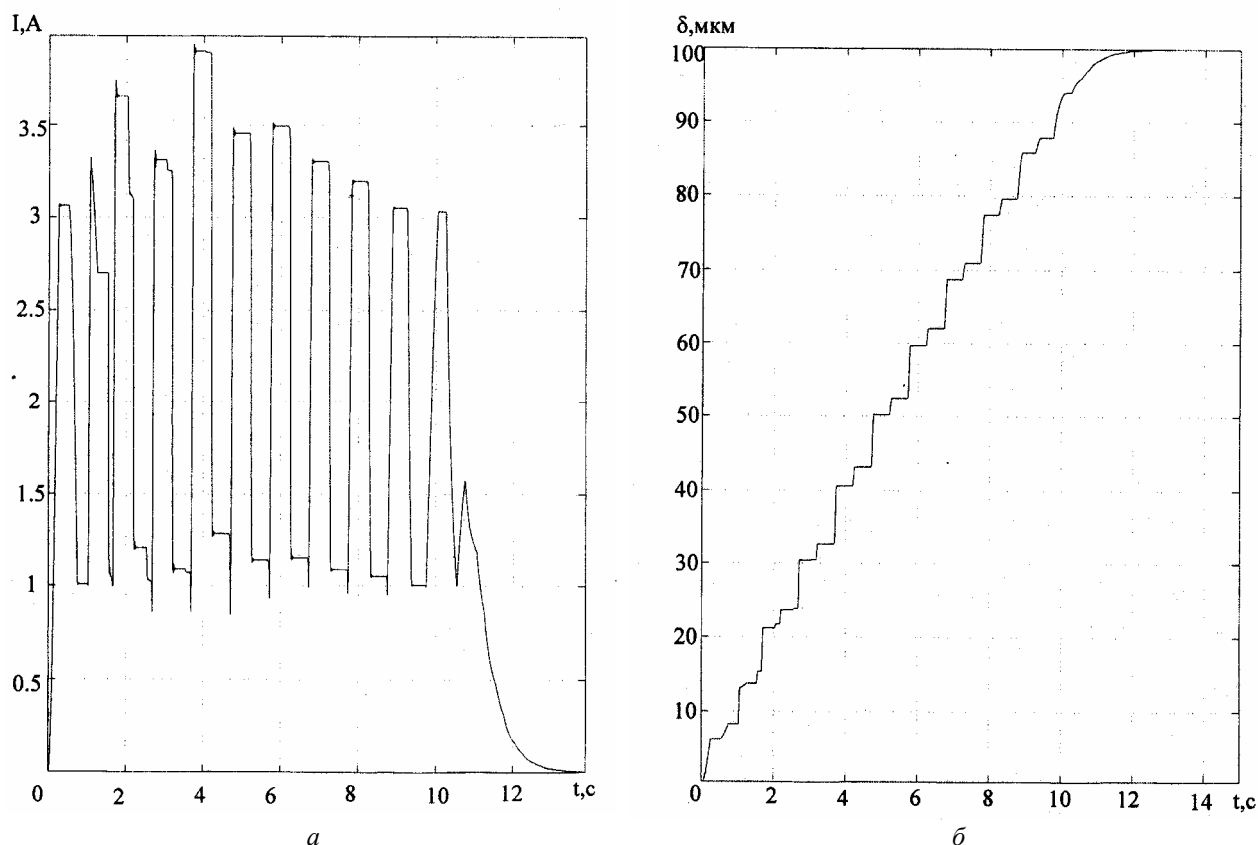


a



б

Рис. 3



Р и с. 4

Контур скорости и контур положения рассчитываются по известной методике параметрического синтеза систем подчиненного управления [3].

На основе идентификации процесса шлифования (ПШ) и [2] конструкции станка величина $M_{ст}$ определится зависимостью $M_{ст} = P_y \cdot r_y \cdot K_{тр}$, где P_y – усилие резания по оси y ; $K_{тр}$ – коэффициент трения, r_y – плечо формирования момента. Момент нагрузки $M_{ст}$ от усилия резания является внешним возмущением для электродвигателя шлифовального круга, который представляет собой высокоскоростной асинхронный двигатель (АД). Для обеспечения его стабильной скорости управление осуществляется от частотного преобразователя с обратной связью по скорости. Структурная схема АД и управление им показаны на рис. 1 (АДК). Схема синтезирована на основе основных уравнений электропривода [4]. Управление АД осуществляется преобразователем частоты с управляемым выпрямителем, основным звеном которых является управляемый выпрямитель (УВ) с передаточной функцией $W_{ув}(p) = K_{ув} / T_{ув}p + 1$. Выход УВ непосредственно связан с автономным инвертором (АИ) с передаточной функцией $W_{аин}(p) = K_{аин} / T_{аин}p + 1$. В данных зависимостях обозначено: $K_{ув}$, $K_{аин}$ – коэффициенты передачи управляемого выпрямителя и инвертора; $T_{ув}$, $T_{аин}$ – постоянные времени УВ, АИ соответственно. Звено с коэффициентом усиления K_y обеспечивает статическую ошибку системы стабилизации скорости АД, звено с коэффициентом передачи $K_{фп}$ осуществляет связь напряжений и частот при поддержании постоянного момента, звено с $K = 2\pi/P_n$, где P_n – число пар полюсов, осуществляет связь между круговой частотой ω и f . С учётом отмеченного полная структурно-функциональная схема модели алгоритма управления процессом тонкого шлифования показана на рис. 1. На рисунке к ранее введённым обозначениям добавлены: РП – регулятор положения, РС – регулятор скорости, СП – силовой преобразователь, ИМ – исполнительный механизм, Р – редуктор, $K_{ос}$ и $K_{дп}$ – датчики скорости и положения, ФП – функциональный преобразователь, РЭ – релейный элемент.

На основе рассмотренного алгоритма было реализовано шлифование кольца из закалённой стали при следующих параметрах технологического процесса: $K_{ик} = 0.00007$ мкм/Н·с; $h_y = 0.05$ мкм/Н, $m_y = 9.825$ Н/мкм, $\lambda = 0.05$, $\tau = 0.5$ с, $K_{ик}$ – коэффициент связи усилия резания P_y с изменением износа шлифовального круга, h_y – коэффициент связи между упругой деформацией процесса врезного шлифования и действующей радиальной составляющей усилия резания P_y , m_y – коэффициент передачи по приращению толщины срезаемого слоя, τ – время од-

ного оборота шпинделя. Параметры контура скорости и контура положения имели следующие значения: $K_{рп}=0.009$, $T_1=0.09$ с, $T_2=0.036$ с, $K_{сп}=20$, $T_{сп}=0.01$ с, $K_{ин}=0.45$, $T_{ин}=0.09$, $K_{ред}=5000$, $K_{ос}=0.2$, $K_{дп}=1$.

На рис. 2 представлена диаграмма изменения тока электрошпинделя при настройке реле отключения сигнала задания на уровне $I_n=3$ А и включении $I_{min}=1.5$ А при настройке контура скорости на технический оптимум. Из анализа видно, что инерционность контура скорости в приводе подачи инструмента приводит к значительным превышениям тока по отношению к заданному значению, составляющему 3 А. Увеличивая коэффициент обратной связи контура скорости, т.е. повышая его быстродействие, убеждаемся в том, что процесс отработки заданного припуска $\delta_{зд}=100$ мкм при $K_{ос}=0.5$ приближается к желаемому (рис. 3 а). Метод моделирования позволяет оперативно выполнить анализ влияния быстродействия контура скорости с учетом насыщения усилителя на качество процесса управления. Осуществляя вариацию $K_{ос}$, убеждаемся в том, что при $K_{ос}=1$ достигается такое быстродействие, которое позволяет удерживать значение тока электрошпинделя практически в заданных пределах (рис. 4 а, б). Из анализа моделирования следует, что за счёт использования адаптивного контура управления процессом шлифования и повышения быстродействия контура скорости подачи шлифовального круга были достигнуты требуемые показатели качества процесса тонкого шлифования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Михелькевич В.Н. Автоматическое управление шлифованием. М.: Машиностроение, 1975. 304 с.
2. Абакумов А.Н., Курган В.П., Михелькевич В.Н. Идентификация технологических процессов механической обработки на металлорежущих станках: Учеб. пособ. Самара, 1991. 116 с.
3. Рапопорт Э.Я. Системы подчиненного регулирования электроприводов постоянного тока. Куйбышев, 1985. 85 с.
4. Ключев В.И. Теория электропривода. М., 2001.
5. Лабунцов В.А., Ривкин Г.А., Шевченко Г.И. Автономные тиристорные инверторы. М.: Энергия, 1967.

Статья поступила в редакцию 25 июня 2007 г.

УДК 621.31

Н.А. Носиков, Н.Н. Василькин

МОДЕРНИЗАЦИЯ ОСВЕЩЕНИЯ ЛПДС «САМАРА»

Представлен анализ электропотребления системы освещения ЛПДС «Самара» Самарского РНУ, указаны мероприятия по энергосбережению и улучшению технических качеств системы освещения.

Постановка цели

Энергосбережение – реализация правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное (рациональное) использование (и экономное расходование) топливно-энергетических ресурсов и на вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии (на основе закона № 28-ФЗ «Об энергосбережении»).

В структуре потребления электроэнергии при транспорте нефти значительная часть потребляемой электроэнергии приходится на нужды освещения.

Цель работы: повышение энергоэффективности транспорта нефти по магистральным нефтепроводам и оптимизация режима работы системы освещения.

Система освещения

Система освещения НПС имеет значительную установленную мощность, поэтому оптимизация и контроль работы могут дать существенное снижение затрат электроэнергии на освещение. Система освещения на ЛПДС «Самара» выполнена с использованием источников света, приведенных в табл. 1. Как видно из табл. 1, значительная доля мощности установок освещения НПС приходится на источники света с лампами накаливания (41.6%) и лампами

ДРЛ (52%). Таким образом, значительная часть электроэнергии используется неэффективно за счет использования источников с низким КПД.

Т а б л и ц а 1

Источники света, используемые на ЛПДС «Самара»

№ п/п	Тип источника света	Мощность источника света, кВт	ЛПДС «Самара»	
			Кол-во, шт.	Суммарная установленная мощность, кВт
1	ЛОН-100	0,1	341	34,1
2	ЛОН-200	0,2	500	100
3	ЛОН-500	0,5	30	15
ИТОГО				149,1
Процент от установленной мощности системы освещения, %				41,6
4	ЛБ-20	0,02	234	4,68
5	ЛБ(ЛД)-40	0,04	189	7,56
6	ЛБ(ЛД)-80	0,08	132	10,56
ИТОГО				22,8
Процент от установленной мощности системы освещения, %				6,4
7	ДРЛ-250	0,25	140	35
8	ДРЛ-400	0,4	56	22,4
9	ДРЛ-700	0,7	184	128,8
ИТОГО				186,2
Процент от установленной мощности системы освещения, %				52
ИТОГО, кВт				358,1

Использование эффективных источников света

Выбор источников света зависит от многих параметров, таких как световая отдача (лм/Вт), индекс цветопередачи – Ra, коэффициент запаса – K, срока службы (ч) и т.д.

Попробуем учесть вышеуказанные параметры для выбора оптимального количества, типа источников света НПС.

Правильный выбор источников света способствует значительной экономии электроэнергии. Максимально возможная экономия электроэнергии, получаемая при этом, определяется энергетической эффективностью светильников, которая зависит от следующих факторов:

- световой отдачи источников света (H);
- потерь мощности в пускорегулирующих аппаратах (ПРА), учитываемых коэффициентом α_n ;
- нормативных требований к осветительной установке, зависящих от типа используемых источников света (к ним относится нормированная освещенность E_n и коэффициент запаса K_1).

Относительную экономию электроэнергии $W_{отн}(\%)$, получаемую при использовании в осветительной установке нового источника света (обозначения с индексом 2) вместо применявшегося ранее (обозначения с индексом 1), можно определить из выражения

$$W_{отн} = \left(1 - \frac{\alpha_{n2} E_2 K_2 H_1}{\alpha_{n1} E_1 K_1 H_2} \right) 100. \quad (1)$$

Из табл. 1 видно, что для снижения расходов электроэнергии в осветительных установках применение ламп накаливания должно быть крайне ограниченным. При использовании люминесцентных ламп и отсутствии повышенных требований к цветопередаче или цветоразличию следует применять люминесцентные лампы типа ЛБЦТ, имеющие наибольшую световую отдачу (в табл. 2: ЛЛ – люминесцентная лампа, ДРИ – дуговая ртутная йодидная; ДРЛ – дуговая ртутная лампа, ДНаТ – натриевая лампа высокого давления, ЛН – лампа накаливания). Возможная экономия электроэнергии за счет перехода на более эффективные источники света по данным [1] представлена в табл. 2.

При выборе типов дуговых ртутных ламп нужно ориентироваться, в первую очередь, на лампы типа ДРИ, имеющие большую световую отдачу, чем лампы ДРЛ. В прожекторном и наружном освещении вместо ламп накаливания лучше применять галогенные кварцевые лампы типа КИ и ртутные ДРИ. При освещении больших территорий рекомендуется использо-

вать натриевые лампы высокого ДНаТ и низкого ДНаО давления. В табл. 3 приведены характеристики источников света.

Т а б л и ц а 2

Возможная экономия электроэнергии

Замена источников света	Среднее значение экономии, %
ЛЛ на ДРИ	24
ДРЛ на ДРИ	42
ДРЛ на ЛЛ	22
ДРЛ на ДНаТ	50
ЛН на ДРИ	66
ЛН на ЛЛ	55
ЛН на ДРЛ	42
ЛН на ДНаТ	71
ЛН на КЛЛ	60

Т а б л и ц а 3

Характеристики источников света по данным [2]

Тип источника	Маркировка	Светоотдача Лм/Вт	Индекс цветопередачи R_a	Коэффициент запаса К	Срок службы, ч
Лампы накаливания	ЛН	8-18 (обычно 12)	100	1,1	1000
Галогенные лампы накаливания	КГ	16-24 (обычно 18)	100	1,1	2000
Ртутно-вольфрамовые лампы	РВЛ	20-28 (обычно 22)	60	1,2	6000
Ртутные лампы высокого давления	ДРЛ	36-54 (обычно 50)	50	1,3	12000
Натриевые лампы высокого давления	ДНаТ	90-120 (обычно 100)	25	1,3	12000
Металлогалогенные лампы высокого давления	ДРИ	70-90 (обычно 80)	70	1,3	12000
Люминесцентные лампы низкого давления	ЛБ	60-80 (обычно 70)	65	1,3	10000
Люминесцентные лампы низкого давления	ЛБЦТ	70-95 (обычно 90)	80	1,25	10000
Компактные люминесцентные лампы низкого давления	КЛЛ	60-70 (обычно 67)	80	1,25	9000
Натриевые лампы низкого давления	ДНаО	120-180	0	1,3	12000

Получить экономию электроэнергии в осветительных установках также можно за счет выбора светораспределения и схем размещения. Промышленные здания имеют типовые строительные параметры, среди которых важными являются ширина пролета и шаг колонн. Существующая практика проектирования внутреннего освещения для таких зданий базируется на использовании ртутных ламп типа ДРЛ или ДРИ с равномерным (по вершинам прямоугольника или треугольника) размещением светильников. При таком размещении светильников освещенность в каждой точке рабочей зоны определяется не только светильниками, установленными на ближайшей ферме, но и суммарным действием источников освещения, расположенных в нескольких строительных модулях. Это приводит к неравномерности освещенности в разных точках здания: освещенность в центре здания выше, чем у стен. Для выравнивания освещенности допустимо введение продольной неоднородности в размещении светильников. При таких схемах число светильников в соседних модулях неодинаково либо ввиду

того, что устанавливается разное их количество в одной световой точке, либо по причине неодинаковых расстояний между светильниками в рядах. Неравномерное размещение светильников позволяет снизить установленную мощность осветительных установок и соответственно уменьшить расходы электроэнергии.

Зонирование схем освещения

Значительной экономии электроэнергии можно достичь максимальным использованием естественного освещения в сочетании с автоматическим управлением искусственным освещением. Учет изменения интенсивности естественного света особенно важен для помещений с недостаточным естественным освещением.

Экономия электроэнергии при применении систем автоматического управления достигается значительным сокращением времени использования установок искусственного освещения. Для регулирования освещения в производственных помещениях могут использоваться устройства дискретного и непрерывного регулирования и графики управления освещением. Управление освещением на основе внедрения графиков весьма эффективно при организации так называемого зонного управления. Для этого все рабочее искусственное освещение в производственном корпусе делится по технологическим принципам на участки, в пределах которых светильники питаются от щитков освещения, управляемых с диспетчерского пункта.

Экономический эффект при зонном управлении определяется по сокращению времени горения ламп в различных зонах помещения по сравнению с временем работы освещения в зоне с минимальной естественной освещенностью. Так, для помещения с двумя зонами суточная экономия времени (час/сут.) составляет величину

$$\Delta t = \frac{2}{b} \left(\frac{E_{н1}}{e_1} - \frac{E_{н2}}{e_2} \right), \quad (2)$$

где b – усредненное значение прироста (убыли) наружной освещенности за единицу времени (клк/час.); E_1, E_2 – нормируемый уровень освещенности первой и второй зон (клк); e_1, e_2 – коэффициенты естественной освещенности первой и второй зон.

Экономия электроэнергии за год составит

$$W = nP_1\Delta t, \quad (3)$$

где P_1 – мощность источников света отключаемой зоны.

Регулирование уровней освещенности осветительных установок осуществляется двумя способами: отключением части светильников или снижением напряжения в периоды, когда уровень освещенности может быть без ущерба снижен. Регулирование освещения применяется для установок совмещенного освещения цехов; в цехах, где работа производится посменно с часовым обеденным перерывом, во время которого останавливается основное технологическое оборудование; для уличного освещения, где уровень освещенности может быть снижен в часы утренних и вечерних сумерек и ночные часы.

Регулирование освещенности включением групп источников света требует усложнения сетей, прокладки дополнительных осветительных линий, применения программных управляющих устройств с выделением очередности отключения и включения отдельных групп источников света.

Экономия электроэнергии от отключения определяется по выражению

$$W_{отк} = P_{отк}t_{отк}, \quad (4)$$

где $P_{отк}$ – отключаемая мощность; $t_{отк}$ – суммарное время отключения в течение года.

Снижение величины питающего напряжения

Снижение величины питающего напряжения в ночное время в сетях освещения позволяет сэкономить 5-10% потребляемой энергии [3]. Достоинством этого способа является возможность плавного изменения светового потока. В осветительных установках с лампами накаливания и люминесцентными лампами можно снижать напряжение до $0,8 U_{ном}$, а с лампами ДРЛ – до $0,85 U_{ном}$.

Экономия электроэнергии от применения регулирования W_p снижением напряжения согласно [3] определяется:

- для ЛН

$$W_p = P_{уст} (1 - k_U^{1.58}) t_{снж} ; \quad (5)$$

- для ДРЛ

$$W_p = P_{уст} (2,43 - 2,43 k_U) t_{снж} ; \quad (6)$$

- для ЛЛ с ПРА

$$W_p = P_{уст} (1,26 - 1,26 k_U) t_{снж} ; \quad (7)$$

- для ДНаТ

$$W_p = P_{уст} (3,5 - 3,5 k_U) t_{снж} , \quad (8)$$

где $P_{уст}$ – установленная мощность светильников, для которых снижается напряжение; $t_{снж}$ – время снижения напряжения; $k_U = U_{ф} / U_{ном}$ ($U_{ф}$ – фактическое значение напряжения).

Предлагаемые энергосберегающие мероприятия

Анализ собранного объема информации по системе освещения ЛПДС «Самара» и современные рекомендации по улучшению и экономии электроэнергии в системах освещения позволяют предложить следующие мероприятия:

- 1) установить автоматические выключатели (фотореле) для включения наружного освещения периметра станций, другого наружного освещения, электрозалов и насосных залов;
- 2) заменить лампы ДРЛ на ДРИ прямого включения со встроенным дросселем (без замены светильников);
- 3) заменить лампы ЛН также на ДРИ прямого включения со встроенным дросселем (без замены светильников);
- 4) снизить напряжения питания от питающих трансформаторов до номинальных значений;
- 5) в летний период проводить мероприятия по чистке светильников, стекол световых проемов и окраске помещений в светлые тона.

Данный комплекс мероприятий является малозатратным, поскольку замена ламп осуществляется по мере их выхода из строя, и может привести к экономии электроэнергии на каждой из НПС в среднем до 10-20%.

Проведем расчет экономической эффективности предлагаемых энергосберегающих мероприятий.

Расчет экономической эффективности замены ламп ДРЛ на ДРИ со встроенным дросселем. Исходные данные:

- количество ламп $n=380$ шт.;
- общая мощность $P_{уст}=186,2$ кВт;
- нормативная годовая наработка $T=3600$ часов;
- стоимость покупки 1 лампы типа ДРИ 500 руб.;
- среднее значение снижения установленной мощности для данного варианта замены $K=42\%$;
- основная плата за заявленную мощность $K_{P_{уст}}=2712$ (руб/кВт в год);
- дополнительная плата за электроэнергию $K_{дон}=0,68$ (руб/кВт ч).

Снижение мощности осветительной установки в результате внедрения мероприятия:

$$\Delta P_{уст} = P_{уст} \frac{K}{100} = 186,2 \frac{42}{100} = 78,2 \text{ кВт} .$$

Годовое значение экономии потребления энергии:

$$\Delta P_{год} = T \Delta P_{уст} = 3600 * 78,2 = 281534 \text{ кВт*час} .$$

Годовое значение экономии средств исходя из тарифов на электроэнергию 2005 г.:

$$\Delta K_{год} = \Delta P_{уст} (TK_{дон} + K_{P_{уст}}) = 78,2 * (3600 * 0,68 + 2712) = 403512 \text{ руб} .$$

Затраты на внедрение мероприятия:

$$K_{зат} = n * 500 = 380 * 500 = 190000 \text{ руб} .$$

Срок окупаемости затрат, таким образом, составляет величину

$$T_{окуп} = \frac{K_{зам}}{\Delta K_{год}} = \frac{190000}{403512} = 0,47 \text{ лет}.$$

Расчет экономической эффективности замены ламп ЛОН (200 Вт) на ДРИ со встроенным дросселем. Исходные данные:

- количество ламп $n = 871$ шт.;
- общая мощность $P_{уст} = 149,1$ кВт;
- нормативная годовая наработка $T = 3600$ часов;
- стоимость покупки 1 лампы типа ДРИ 500 руб.;
- среднее значение снижения установленной мощности для данного варианта замены $K = 66\%$;
- основная плата за заявленную мощность $K_{P_{уст}} = 2712$ (руб./кВт год);
- дополнительная плата за электроэнергию $K_{дон} = 0,68$ (руб./кВт ч).

Снижение мощности осветительной установки в результате внедрения мероприятия:

$$\Delta P_{уст} = P_{уст} \frac{K}{100} = 149,1 \frac{66}{100} = 98,41 \text{ кВт}.$$

Годовое значение экономии потребления энергии:

$$\Delta P_{год} = T \Delta P_{уст} = 3600 * 98,41 = 354262 \text{ кВт*час}.$$

Годовое значение экономии средств, исходя из тарифов на электроэнергию 2005 года:

$$\Delta K_{год} = \Delta P_{уст} (TK_{дон} + K_{P_{уст}}) = 98,41 * (3600 * 0,68 + 2712) = 507796 \text{ руб.}$$

Затраты на внедрение мероприятия:

$$K_{зам} = n * 500 = 871 * 500 = 435500 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости затрат, таким образом, составляет величину

$$T_{окуп} = \frac{K_{зам}}{\Delta K_{год}} = \frac{435500}{507796} = 0,86 \text{ лет}.$$

Расчет экономической эффективности предлагаемых рекомендаций приведен в табл. 4.

Т а б л и ц а 4

Расчет экономической эффективности энергосберегающих мероприятий

Энергосберегающее мероприятие	Средняя величина экономии, %	ЛПДС «Самара»	
		Уст. мощность, кВт	Снижение установленной мощности, кВт
Замена ЛОН на ДРИ со встроенным дросселем	66	149,1	98,41
Снижение установленной мощности (%)			66
Годовая экономия электроэнергии (кВт*час)			354262
Экономический эффект при годовой наработке 3600 часов по тарифам 2005 г. (руб./год)			507796
Затраты на внедрение (руб.)			435500
Срок окупаемости (лет)			0,86
Замена ДРЛ на ДРИ со встроенным дросселем	42	186,2	78,2
Снижение установленной мощности (%)			42
Годовая экономия электроэнергии (кВт*час)			281534
Экономический эффект при годовой наработке 3600 часов по тарифам 2005 г. (руб./год)			403512
Затраты на внедрение (руб.)			190000
Срок окупаемости (лет)			0,47
Суммарная годовая экономия электроэнергии (кВт*час)			635796
Суммарная годовая экономия электроэнергии (руб.)			911308
Суммарные затраты на внедрение мероприятий (руб.)			625500

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Федеральный закон «Об энергосбережении» №28-ФЗ от 03.04.1996 г.
2. Правила проведения энергетических обследований организаций, утв. Минэнерго РФ 25.03.1998 г.
3. Правила пользования электрической энергией. Утв. Минтопэнерго РФ 06.12.1998 г., №310.

Статья поступила в редакцию 6 декабря 2006 г.

УДК 621.314.222.6.045.064

А.Ю. Хренников

«ON-LINE» СИСТЕМА ЗАЩИТЫ И МОНИТОРИНГА МЕХАНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБМОТОК СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РЕАКТОРОВ

Рассматривается метод оценки состояния обмоток силовых трансформаторов по величине параметра сопротивления КЗ (или индуктивности L) как наиболее чувствительного к появлению деформаций обмоток в результате КЗ. Информационно-измерительные системы (ИИС) для контроля параметров силовых трансформаторов, созданные на базе этого метода, могут быть использованы для оперативного контроля за состоянием обмоток мощных силовых трансформаторов в ходе опытов КЗ и в процессе эксплуатации без отключения от сети. ИИС и связанная с ней быстросрабатывающая защита (БЗ) останавливают процесс разрушения обмоток трансформатора. На мощном испытательном стенде (МИС) в г. Тольятти за период 1983-1994 гг. было испытано в различных режимах около 30 силовых трансформаторов и реакторов. Натурные испытания на стойкость токам КЗ позволяют выявить в головном образце трансформатора (реактора) слабые места в конструкции, внести изменения в конструкцию его обмоток по результатам испытаний и разборки на заводе-изготовителе, пустить в серийное производство.

Большой ущерб от выхода из строя мощных силовых трансформаторов делает целесообразным значительное вложение средств в расширение объема работ по неразрушающему контролю и диагностике состояния трансформаторов вместо затрат на ремонт и восстановление поврежденных электроаппаратов. По мере развития методов обнаружения повреждений и дефектов большое распространение получают методы непрерывного контроля параметров силовых трансформаторов под рабочим напряжением. К ним можно отнести контроль величины $tg \delta$ изоляции вводов силовых трансформаторов, измерение уровня вибрации с целью оценки состояния запрессовки обмоток, состояния магнитопровода, системы охлаждения и т.д., хроматографический анализ газов, растворенных в трансформаторном масле (ХАРГ), мониторинг уровня частичных разрядов (ЧР) в изоляции обмоток силовых трансформаторов, различные автоматизированные системы мониторинга состояния силовых трансформаторов под рабочим напряжением и другие методы. Метод тепловизионного контроля с помощью средств инфракрасной диагностики может также принести много полезной информации для оценки состояния внешних элементов силовых трансформаторов (высоковольтных вводов, разрядников и ОПН, системы охлаждения и т.д.), но является в значительной мере косвенным инструментом, не дающим полной картины состояния активной части, скрывающейся под толщей стенок бака трансформатора и большого объема трансформаторного масла.

Тем не менее вышеперечисленные методы оказываются не совсем эффективными в случае возникновения остаточных деформаций обмоток силовых трансформаторов при коротких замыканиях (КЗ), которые происходят практически мгновенно, не оставляя времени на анализ результатов диагностических измерений, и требуют как можно быстрого отключения с целью предотвращения или уменьшения масштабов будущего ремонта. В данной статье рассматривается метод оценки состояния обмоток силовых трансформаторов по величине параметра сопротивления КЗ (или индуктивности L , так как это – взаимосвязанные параметры) как наиболее чувствительного к появлению деформаций обмоток в результате КЗ.

Информационно-измерительные системы (ИИС) для контроля параметров силовых трансформаторов, созданные на базе этого метода, могут быть использованы для оперативного контроля за состоянием обмоток мощных силовых трансформаторов в ходе опытов КЗ и в процессе эксплуатации без отключения от сети. Упомянутые ИИС необходимо использовать в «связке» с быстросрабатывающими защитами (БЗ) от режимов, возникающих в результате по-

явления остаточных деформаций и повреждений в обмотках силовых трансформаторов вследствие КЗ, действие которой основано на изменении параметров обмоток от электродинамических усилий в них. Схема системы защиты и мониторинга, являющаяся разновидностью ИИС для контроля состояния обмоток трансформаторов в процессе эксплуатации без отключения от сети в режиме “on-line”, изображена на рис. 1 [1, 2, 3]. Ранее в работах [4, 5, 6] также рассматривались различные способы контроля деформаций обмоток силовых трансформаторов. Опытные работы по принципу, аналогичному упомянутому ИИС, проводились в ОАО “НИЦ ВВА”, г. Москва.

Алгоритм работы ИИС следующий. Непрерывный контроль состояния обмоток силового трансформатора обеспечивается постоянным определением значения отклонения индуктивности от базового значения индуктивности, которое берется из блока уставки индуктивности.

Во время работы трехфазного контролируемого силового трансформатора (Т) на трехфазную активную нагрузку (Н) производится измерение значения первичного напряжения U_1 с помощью измерительных преобразователей первичного напряжения (высоковольтных трансформаторов напряжения ТН1). Сигнал с преобразователей поступает на вход блока приведения первичного напряжения ко вторичному. В этом блоке вычисляется приведенное ко вторичному значение первичного напряжения

$$\dot{U}_1 = \frac{U_1}{K_T}, \quad (1)$$

где K_T – известное заданное значение коэффициента трансформации силового трансформатора.

На вход поступают сигналы с измерительных преобразователей вторичного напряжения (трансформаторов напряжения ТН2) и сигналы с выхода предыдущего блока. В блоке вычисления разности напряжений, приведенных ко вторичной стороне, определяется

$$\Delta \dot{U} = \dot{U}_1 - U_2, \quad (2)$$

где U_2 – значение вторичного напряжения, измененное преобразователями ТН2.

В блоке вычисления среднего значения напряжения расчет производится на заданном интервале времени:

$$\dot{u}_{cp} = \frac{\dot{u}_j(t_2) + \dot{u}_j(t_1)}{2}, \quad (3)$$

где u_j – значения разности приведенных напряжений на трансформаторе;

t_1 и t_2 – временные границы интервала разбиения.

В блоке вычисления производной тока рассчитывается приращение по току на заданном интервале времени:

$$di_j / dt = \frac{i_j(t_2) + i_j(t_1)}{t_2 - t_1}, \quad (4)$$

где i_j – значение тока во вторичной обмотке контролируемого трансформатора, измеренное преобразователями тока (трансформаторы тока ТТ).

В блоке вычисления индуктивности определяется мгновенное значение индуктивности на заданном интервале времени

$$L_{j_{изм}} = \frac{\dot{u}_{cp}}{(di_j / dt)}. \quad (5)$$

В блоке приведения значения индуктивности к номинальной частоте вычисляется мгновенное значение индуктивности, приведенное к номинальной частоте:

$$L_j = L_{j_{изм}} \frac{f_{изм}}{f_{ном}}, \quad (6)$$

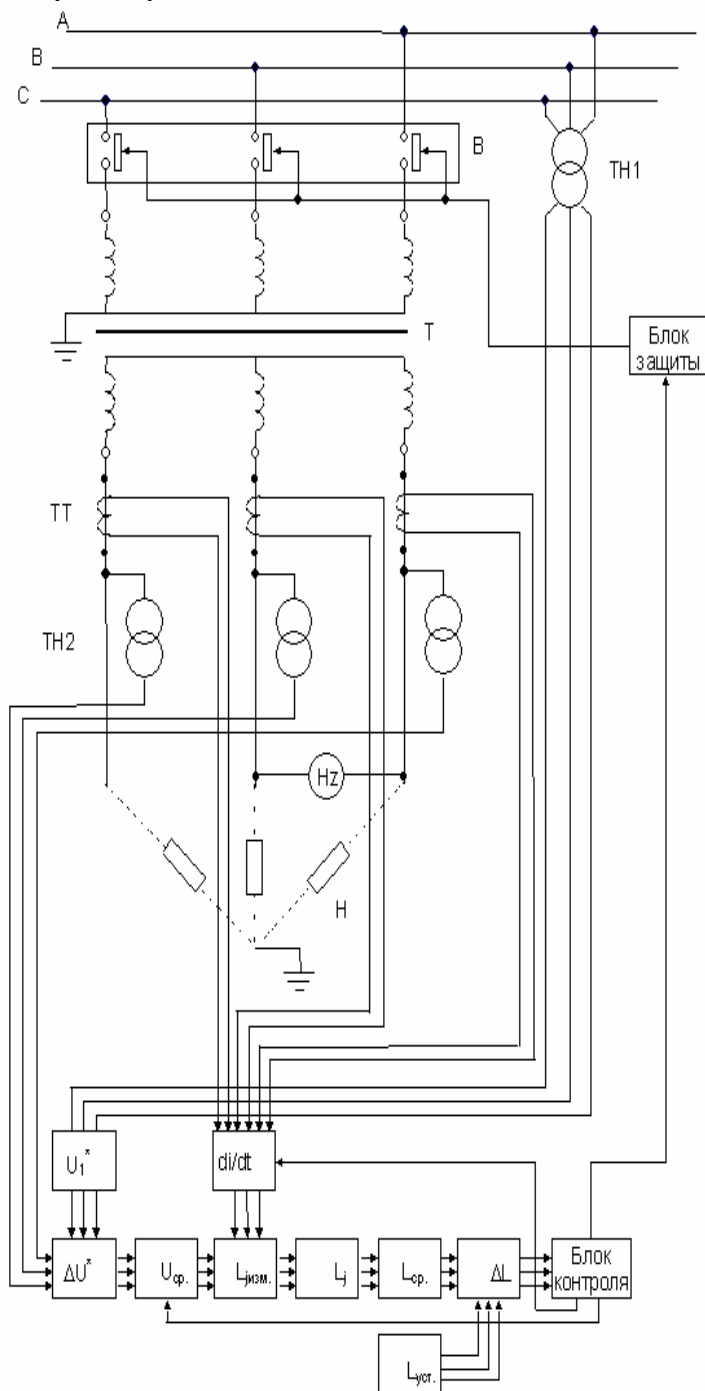
где $f_{изм}$ – измеренное преобразователем частоты значение частоты (Hz),

$f_{ном}$ – номинальное значение частоты ($f_{ном} = 50$ Гц).

В следующем блоке вычисляется среднее значение индуктивности за каждый период

$$L_{cp} = \sum_{j=1}^N L_j / N, \quad (7)$$

где N – число интервалов разбиения.



Р и с. 1. Схема системы защиты и мониторинга, или информационно-измерительной системы, для контроля состояния обмоток силовых трансформаторов в процессе эксплуатации без отключения от сети

В блоке вычисления производной тока рассчитывается приращение по току на заданном интервале времени.

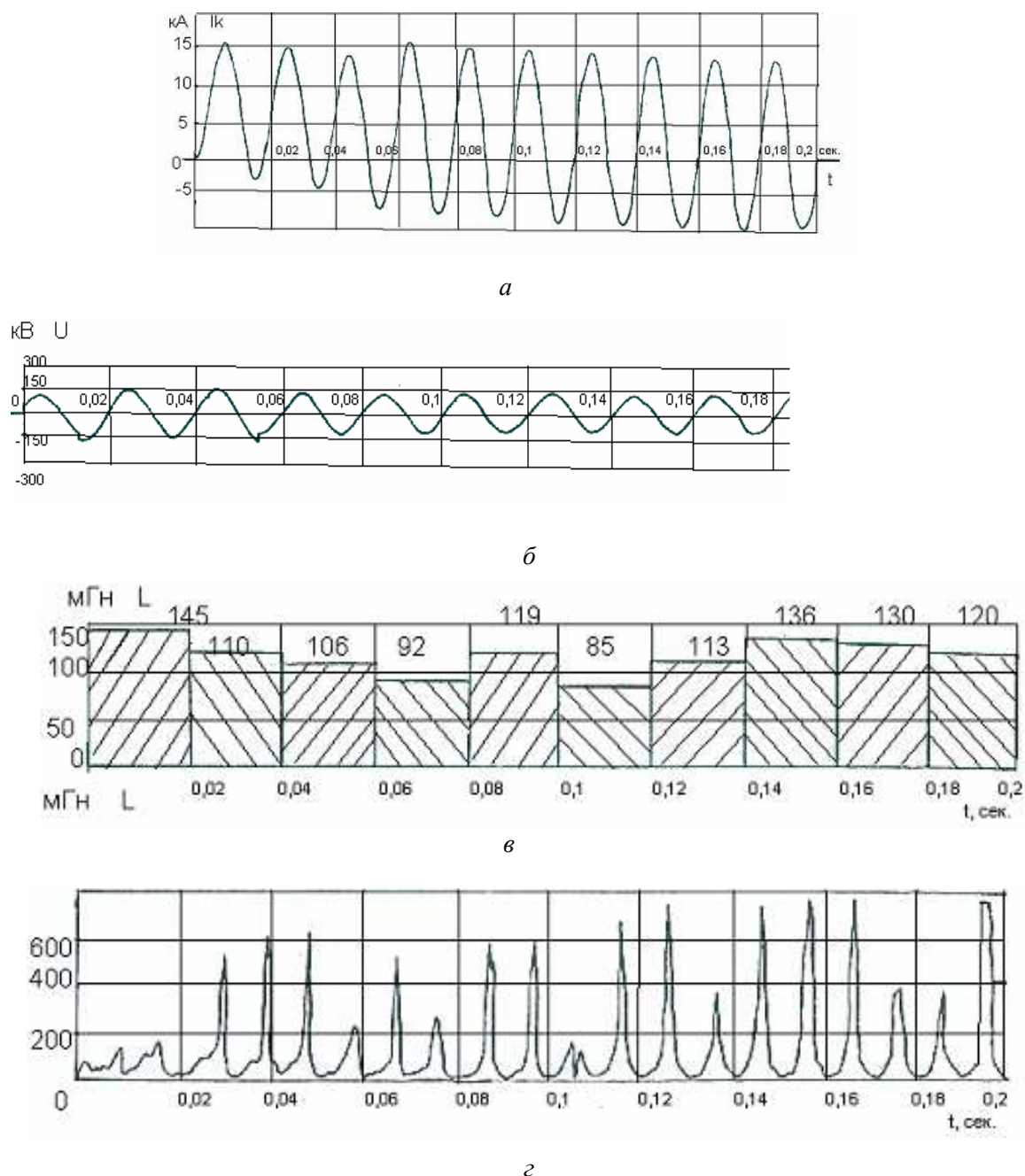
В блоке вычисления отклонения производится сравнение значения L_{cp} за период со значением уставки L_{0j} :

$$\Delta L = \frac{(L_{cp} - L_{0j}) \cdot 100\%}{L_{0j}}, \quad (8)$$

где L_{cp} – среднее значение индуктивности за период;

L_{0j} – значение установки индуктивности трансформатора, определяемое расчетным путем по результатам предварительного эксперимента.

В случае возникновения начальных деформаций, а также внутреннего виткового замыкания в обмотках трансформатора происходит развивающееся увеличение либо уменьшение значения индуктивности L от периода к периоду, что сопровождается необратимое разрушение обмоток контролируемого силового трансформатора. При этом с блока контроля поступает сигнал на блок управления, где формируется сигнал на отключение защитного выключателя (В). ИИС и связанная с ней БЗ останавливает процесс разрушения обмоток трансформатора (рис. 1) [1, 2, 7, 8, 9, 10, 11, 12]. Данная ИИС является перспективным направлением контроля и диагностики рабочего напряжения, но не имеет практического внедрения из-за отсутствия финансирования.



Р и с. 2. Осциллограммы тока (а), напряжения (б), расчетная кривая изменения среднего значения индуктивности (в) и расчетная кривая изменения мгновенного значения индуктивности (г) во 2-м зачетном опыте КЗ автотрансформатора типа АОДЦНО-167000/500/220

На основе вышеизложенного алгоритма (формулы (1-8)) была создана специальная программа для расчетов мгновенного значения индуктивности L в ходе электродинамических испытаний силовых трансформаторов и высокочастотных загрядителей (реакторов) на стойкость

токам КЗ под рабочим напряжением. Программа позволяет по (7) определять среднее значение индуктивности за каждый период. Эта величина является более показательной в случае обнаружения момента повреждения обмотки (начальные деформации, витковое замыкание). Для оценки возможной эффективности работы данной ИИС были проведены расчеты мгновенного и среднего значений индуктивности L для случаев аварийных и ненормированных режимов (НАР) вследствие возникновения повреждений в ходе испытаний на стойкость токам КЗ на мощном испытательном стенде (МИС) НТЦ ВЭИ им. В.И. Ленина (г. Тольятти) автотрансформатора типа АОДЦТНО-167000/500/220.

При испытаниях автотрансформатора типа АОДЦТНО-167000/500/220 (производство “Запорожтрансформатор”, зав. №131134, испытания проходили в ноябре-декабре 1988 г.) во 2-м зачетном опыте КЗ, т.е. опыте со 100%-ным значением ударной (апериодической) составляющей тока КЗ (согласно программе испытаний) длительностью 0,2 сек (время задавалось условиями опыта КЗ – 10 периодов тока и регулировалось высоковольтными тиристорными вентилями) произошло срабатывание газовой защиты автотрансформатора. Ревизия с поднятием бака и осмотр активной части автотрансформатора на МИС показали наличие электрического повреждения регулировочной обмотки (РО) – виткового замыкания. На рис. 2 приведены реальные осциллограммы тока, напряжения, расчетная кривая изменения среднего значения индуктивности за 10 периодов, расчетная кривая изменения мгновенного значения индуктивности во 2-м зачетном опыте КЗ. Из кривых изменения значения индуктивности на рис. 2 видно, что электрическое повреждение обмотки РО произошло в 4-м периоде тока и продолжало развиваться в оставшиеся периоды опыта КЗ.

Проведенные расчеты мгновенного и среднего значений индуктивности показывают, что применение для контроля величины индуктивности L силовых трансформаторов ИИС и связанной с ней БЗ позволило бы подать команду на отключение защитного выключателя В уже на 4-м периоде тока. С учетом работы защиты с воздушным выключателем (не менее трех периодов тока, то есть 0,06 сек, а при большем быстродействии – 0,01-0,02 сек) аварийный процесс остановился бы в районе 7-го периода тока или, при большем быстродействии, – на 5-м периоде. Таким образом, можно было уменьшить масштабы повреждения обмотки РО и затраты на ее восстановительный ремонт на заводе-изготовителе.

Выводы

1. В системе защиты и мониторинга, или информационно-измерительной системе (ИИС), рассматриваемой в данной статье, впервые предлагается использовать быстродействующую защиту (БЗ) от режимов, возникающих в результате появления остаточных деформаций и повреждений в обмотках силовых трансформаторов вследствие КЗ, действие которой основано на изменении параметров обмоток от электродинамических усилий в них.

2. Использование ИИС и БЗ позволяет в случае прохождения через трансформатор предельного для его обмотки сквозного тока КЗ подать команду на отключение защитного выключателя до получения трансформатором значительных повреждений обмоток, исключить возникновение аварийных и ненормированных режимов (НАР), пожаров вследствие выбросов и воспламенения трансформаторного масла и, соответственно, уменьшить размеры вероятного ущерба и затрат на восстановительный ремонт.

3. Учитывая определенную сложность, высокую стоимость и опасность ложного срабатывания защит на основе данных ИИС, на 1-м этапе они должны быть апробированы и использоваться на стендах электродинамических испытаний на стойкость КЗ мощных силовых трансформаторов напряжением 220-750 кВ, а уже на 2-м этапе – в процессе эксплуатации.

4. Защитный выключатель и весь комплекс защит силового трансформатора, на котором установлена ИИС, должны обладать достаточным быстродействием (не более 0,5 периода, т.е. 0,01 секунды) для своевременного отключения трансформатора в случае возникновения аварийных и ненормированных режимов (НАР).

5. Авторами данной статьи на базе материалов, полученных в ходе испытаний на стойкость токам КЗ на МИС г. Тольятти, получены уникальные результаты:

- реально зафиксированы процессы поведения обмоток силовых трансформаторов, в том числе мощных и сверхмощных (до 666 МВА), при предельных токах КЗ;
- создана специальная программа для расчетов мгновенного и среднего значения индуктивности L в ходе электродинамических испытаний силовых трансформаторов и реакторов;

ИИС и БЗ для контроля параметров и защиты обмоток силовых трансформаторов от деформаций при КЗ;

- предложена ИИС для контроля состояния обмоток трансформаторов в процессе эксплуатации без отключения от сети.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Патент РФ №2136099. Устройство контроля и защиты обмоток трансформаторов от деформации при коротких замыканиях / А.Ю. Хренников, 1999. Бюл. изобр. №24. 10 с.
2. Патент РФ №2063050. Устройство контроля и защиты трансформаторов от деформации обмоток при коротких замыканиях в процессе эксплуатации / А.И. Лурье, А.И. Шлегель, А.Ю. Хренников. 1996. Бюл. изобр. №18, 5 с.
3. Шлегель О.А., Мелентьев В.С., Хренников А.Ю. Информационно-измерительная система (ИИС) для контроля параметров обмоток силовых трансформаторов при коротком замыкании // Науч.-техн. конф. по электротехнике: Тез. докл. Ульяновск, 4-10 окт. 1996 г. Ульяновск, 1996. 35 с.
4. А.С. СССР №1221620. Способ контроля внутренних обмоток силовых трансформаторов / Ю.С. Конов, С.В. Цурпал. 1986. Бюл. изобр. №12.
5. А.С. СССР №1377778. Устройство для контроля обмоток трансформаторов на наличие механических деформаций / Ю.С. Конов. 1988. Бюл. изобр. №8.
6. А.С. СССР №1644050. Способ контроля деформаций обмоток силовых трансформаторов / Ю.С. Конов, В.В. Котиков, А.В. Малышев. 1991. Бюл. изобр. №15.
7. Хренников А.Ю., Шлегель О.А., Мелентьев В.С. Информационно-измерительная система для контроля параметров обмоток силовых трансформаторов в процессе эксплуатации // Электротехника-2010 год. Наука, производство, рынок: Докл. на 4-м Междунар. симпоз. Москва, май 1997. Т. 2. М., 1997. С. 44-49.
8. Хренников А.Ю., Шлегель О.А., Мелентьев В.С., Бажина И.С. Информационно-измерительная система для контроля параметров обмоток силовых трансформаторов в процессе эксплуатации / СамГТУ, 1997. Деп. В ВИНТИ 21.02.97. №567-В97.
9. Хренников А.Ю., Шлегель О.А. Определение закона распределения погрешности измерения индуктивного сопротивления КЗ при электродинамических испытаниях силовых трансформаторов // Электричество. 1998. №5. С. 10-15.
10. Лурье А.И., Шлегель О.А. Измерение отклонения индуктивного сопротивления при электродинамических испытаниях силовых трансформаторов // Электротехника. 1991. №12. С. 35.
11. Непрерывный контроль и комплексная диагностика повреждений силовых трансформаторов (реакторов): Отчет о НИР. Руководитель А.Ю. Хренников. № ГР 01.9.60003423. Инв. № 02.9.80000680. ВИНТИ. 1997. 46 с.
12. Хренников А.Ю., Шлегель О.А. Информационно-измерительные системы для контроля сопротивления КЗ силовых трансформаторов и реакторов // Электротехника-2010 год. Перспективные виды электротехнического оборудования для передачи и распределения электроэнергии: Докл. на 7-м Междунар. симпоз. Москва, май 2003. М., 1997.
13. Хренников А.Ю., Шлегель О.А. Контроль изменения индуктивного сопротивления трансформатора для определения повреждений в обмотках // Энергетик. №2. 2004.

Статья поступила в редакцию 14 сентября 2007 г.

УДК 621.315.66

Н.А. Шергунова

ПРОПИТАННЫЕ ДЕРЕВЯННЫЕ ОПОРЫ – ИДЕАЛЬНЫЙ МАТЕРИАЛ ДЛЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Статья посвящена проблемам выбора материала опор воздушных линий (ВЛ) и разработке теоретических основ расчета электрофизических свойств пропитанных деревянных конструкций в зависимости от влияющих на них факторов.

В последнее время в России на воздушных линиях электропередачи 0,4 и 6(10) кВ происходит замена голых проводов на самонесущие изолированные и защищенные провода, в связи с чем возникает масштабная проблема, обусловленная необходимостью замены устаревших опор. На железных дорогах России эксплуатируется более 1,4 миллионов различных типов опор контактной сети, из которых около 90% составляют железобетонные. По данным [1], в 1996 г. на них приходилось до 10% всех повреждений контактной сети, Опоры составляют значительную долю в стоимости всех подсистем контактной сети. Однако со временем наступает старение бетона и арматуры опор, в связи с чем на действующих участках железных дорог в среднем ежегодно заменяется 5,1 тыс. таких конструкций. Одновременно с этим

решается вопрос об опорах для электрификации новых участков магистралей, в том числе высокоскоростных.

В энергосистемах России деревянные опоры (ДО) из сосны и лиственницы широко применяют на ВЛ напряжением до 220 кВ включительно. Протяженность электрических сетей средних классов напряжения в России и странах СНГ составляет сегодня около 4 млн км [2]. Наиболее массовыми являются распределительные сети 10 кВ.

На рынке предлагается несколько видов опор, и перед потребителем возникает вопрос выбора материала изоляционных конструкций ВЛ и КС. В настоящее время древесина применяется в электросетевом строительстве наряду с металлом и железобетоном как в нашей стране, так и за рубежом. Столбовая древесина широко используется в США, Канаде и ряде европейских стран в строительстве не только линий 20-35 кВ, но и более высокого напряжения. В России, США, Канаде, Швеции и Финляндии на деревянных опорах (ДО) сооружают ВЛ напряжением до 220 кВ. В США на ДО построены опытные участки ВЛ 330 и 460 кВ, в России аналогичные опоры разработаны для ВЛ 330 и 500 кВ. В Японии большинство ЛЭП напряжением до 60 кВ сооружено на ДО. Даже в малолесных странах ДО находят широкое применение [3].

Анализ технико-экономических показателей опор линий электропередачи из различных материалов показывает, что ДО вполне конкурентоспособны, а во многих случаях (по ряду экономических, инженерно-технических и чисто конъюнктурных соображений) их применение на ВЛ 0,4-10 кВ эффективнее, чем железобетонных [4]. Запас прочности ДО в 2-3 раза выше, чем ДО на железобетонных приставках и железобетонных опорах [5], близких друг другу с точки зрения механической прочности. Эффективность ДО возрастает при сроке службы свыше 16 лет. По данным [6], применение ДО на ЛЭП 35 кВ снижает стоимость линий в 1,5-2,7 раза, а годовые расчетные затраты по ним – в 1,3-2,1 раза. На линиях 110-220 кВ использование ДО снижает капиталовложения в 1,2-1,5 раза, а годовые расчетные затраты – на 2-27%. Стоимость ЛЭП на металлических опорах (МО) в среднем выше на 30%, чем на железобетонных (ЖБ), и на 50%, чем на ДО. Стоимость линий на ЖБ опорах выше, чем на деревянных опорах, на 20%. ДО дешевле железобетонных и металлических опор, при этом они не менее долговечны.

В табл. 1 приведены обоснованная классификация факторов, сопоставление и сравнительная оценка материала для изготовления несущих конструкций ВЛ и опорно-поддерживающих конструкций контактной сети (КС).

ДО хорошо работают на изгиб, т.е. не ломаются при серьезных ветровых и гололедных нагрузках, которые зачастую не могут выдержать железобетонные опоры. Гибкость дерева также позволяет обращаться с ДО не столь аккуратно, как это необходимо при работе с довольно хрупкими ЖБ опорами. Серьезное сокращение затрат происходит при транспортировке и установке ДО по сравнению с железобетонными опорами. Обычный лесовоз может перевезти около 60 ДО за один раз. Для установки опор из дерева не нужна тяжелая техника, а в экстремальных случаях их можно установить даже вручную. Отсутствует «эффект домино» на ВЛ с ДО. Тяжелая ЖБО с хорошо закрепленными проводами, падая, увлекает за собой соседние опоры по всему анкерному пролету, а поврежденная ДО удерживается на натянутых проводах, что позволяет уменьшить количество аварийных отключений на линии.

За рубежом практически все ВЛ электропередачи напряжением 0,4-10 кВ выполнены на деревянных пропитанных опорах. Пример – наш сосед Финляндия, где металлические опоры используются только на линиях более высокого напряжения.

Многокритериальный подход рационального применения опор из различных материалов предполагает разработку развернутой системы технико-экономических параметров, в которой в качестве решающего показателя, характеризующего экономическую эффективность конструкций, применяется показатель приведенных затрат, а в качестве дополнительных – расход материалов, масса, эксплуатационные расходы и др.

Система должна учитывать также комплекс других факторов: технический уровень изготовления, экономико-географические, социально-экономические, экологические (в основном связанные с утилизацией арматуры ЖБО и фундаментов, находящихся в действии), факторы, которые влияют на эффективность, выбор материала конструкций, установление границ и конструктивных форм рационального применения (см. таблицу).

Классификация факторов выбора материалов для изготовления опор КС и ВЛ

Показатели Агрессивный фактор	Виды материалов несущих конструкций линий			
	Металл (ВстЗ, СтЗкп)	Бетон железобетон (М400 и выше)	Древесина	
			Натуральная (деловая)	Дощато- клееная
1. Температура среды, °С,	Свыше 20 от +6до+26; > 40...50	От -17 до -50; 8... 10	1...60; от+1 до+48	Выше 60 >80
2. Относительная влажность, %: воздуха,	Ниже 60	50 -...60; 50...85; 85...95	20 ... 60; 80 -...95	Выше 75 >98
почвы	15 ...25	10 ... 12		
3. Вибрационные нагружения: частота, Гц число циклов	-	50-100	-	<10 ⁷ ...10 ⁸
4. Токи утечки	100...200мА/дм ²	0,6 мА/дм ²	1,7 мА	Более 100 мА
5 Водородный показатель, рН: атмосферы,	≤5 >14	<6,5 ≤5; >12	≤2	
почвы	≈3			
6. Концентрация ионов хлора: в атмосфере; в почве		10мг/л 0,5 мг/л		
7. Коррозия: электромеханиче- ская биологическая	+ +	+ +	- +	- +
8. Стимулятор коррозии: в атмосфере; в почвах, грунтах	SO ₂ , SO ₃ , Cl ₂ , NH ₃ , H ₂ S, CO ₂ , NO ₂ . O ₂ , CO ₂ , N ₂		SO ₂ , SO ₃ , NH ₃ , NO, NO ₂ O ₂	
9. Основная диагностическая зави- симость	σ = f(μ)	Зависимость На- кова	ρ _v = f(W, Q, t);	
10. Функция прогнозирования корро- зии, возгорания. Эффект.	φ = f(pH). ΔP _{CaO} = f(√τ)		ρ _v = f(W, Q, t); Эмиссия акустическая	
11. Срок службы конструкции, лет	До 50	До 30	Свыше 50	50...75
12. Ежегодные убытки от корро- зии, млрд руб.	40	50	1 ... 1,5	
Примечание: σ - механическое напряжение; μ - магнитная проницаемость; ρ _v - удельное объемное сопротивле- ние; W – относительная влажность воздуха; t – температура воздуха; Q – концентрация пропитки древесины защитными химическими препаратами; ΔP _{CaO} – количество разрушенного бетона, определяемое по потере бе- тоном CaO; τ - время воздействия агрессивных сред на бетон.				

Учет региональных возможностей и особенностей необходим при разработке эффективных мероприятий по унификации и типизации опор, стимулировании повышения качества их разработки, совершенствования конструкций и оптимизации параметров унифицированных конструкций. Данные возможности и особенности следует принимать во внимание при разработке типовых рекомендаций по изменению границ эффективного использования взаимозаменяемых конструкций опор из различных материалов, что обусловлено различным уровнем цен, затрат на транспортировку и т.д.

Процесс совершенствования изолирующих конструкций на базе новых нетрадиционных материалов (электробетон, полимеры, клееная и модифицированная древесина и др.) и защиты высоковольтных ВЛ от разрушений (коррозия, возгорание от токов утечки, микодеструкция и др.) переживает качественно новый этап, на котором имеются все возможности для практического решения этой проблемы в рамках общей интенсификации и интеграции народного хозяйства стран СНГ [7].

Электрические свойства древесины играют большую роль при решении проблемы грозоупорности линий электропередачи 35÷220 кВ и более на деревянных опорах и их возгораемости от токов утечки и т.п.

Элементы деревянных конструкций воздушных линий и контактной сети от биоразрушения и возгорания подвергаются пропитке химическими препаратами. Использование качественных пропитанных деревянных опор для ВЛ низкого и среднего напряжения гораздо предпочтительнее, чем любых других, что подтверждено Департаментом электрических сетей РАО «ЕЭС России», который в своем документе от 03.10.2001 рекомендует с целью повышения устойчивости и снижения стоимости ВЛ «массовое применение деревянных опор нового поколения, особенно в районах, подверженных гололедно-ветровым авариям, с повышенной грозовой деятельностью».

В настоящее время в нашей стране продолжают работы по совершенствованию технологии и средств химической защиты древесины. Качество и надежность защиты во многом зависит от глубины пропитки древесины. Наиболее качественную и глубокую пропитку можно обеспечить с помощью современных автоклавных установок.

Для правильного понимания проблемы биоразрушения деревянных изоляционных конструкций и опор ВЛ большое значение имеет координация работ по его ограничению и обмен опытом эксплуатации ДО между энергосистемами [8]. Исследованиями результатов 10-летней эксплуатации ДО в нескольких энергосистемах установлено, что срок службы деревянных элементов опор ВЛ 35-110 кВ вследствие некачественной пропитки древесины в 3-4 раза ниже нормативного. Интенсивному загниванию подвержены пасынки и траверсы энергосистем Урала.

Особое внимание при выборе и эксплуатации ВЛ в районах с загрязненной атмосферой уделяется проблеме исследования электроизоляционных свойств изделий из керамики, стекла или пластмассы, при этом не рассматривается ее вторая часть – изучение характеристик капиллярно-пористого материала – древесины. Однако даже значительные достижения в области изоляторостроения не смогли снять остроты этой проблемы. Например, в линии электропередач ЛЭП 6-220 кВ и выше разрядные характеристики изоляции определяются состоянием комбинированной изоляции «фарфор-дерево», т.е. изоляционными свойствами древесины.

Обеспечение надежной оптимальной работы изоляции воздушных линий невозможно без учета свойств и характеристик каждого изолирующего элемента комбинированной изоляции «фарфор-дерево» как в отдельности, так и в комплексе. Немаловажен и тот факт, что в работах, посвященных исследованию координации изоляции «фарфор-дерево», остается без внимания такой важный фактор, существенно влияющий на электрофизические свойства древесины, как пропитка химическими защитными препаратами.

Предлагаются два направления борьбы за продление сроков службы ВЛ с элементами деревянных конструкций, одним из которых является эффективная профилактика ДО с помощью дополнительной подпитки химическими препаратами деревянных деталей изоляционных конструкций.

Другая проблема повышения надежности ВЛ сосредоточена в области защиты древесины от разрушения токами утечки. Среди повреждений ВЛ по вине эксплуатации 60% составляет загнивание древесины и 20% – возгорание деревянных опор.

В связи с тем, что электроизоляционные свойства древесины зависят не только от температурно-влажностных режимов эксплуатации, но и от химического состава пропиточного защитного препарата, были проведены исследования, направленные на определение электрического сопротивления пропитанной древесины изоляционных конструкций ВЛ и КС в температурно-влажностных режимах эксплуатации, которые позволяют выявить препарат, придающий древесине наряду с защитными лучшими электроизоляционными свойствами в регионах с повышенным загрязнением атмосферы.

Отсутствие аналитических методов расчёта электрических свойств древесины в зависимости от факторов внешней среды является основной причиной, сдерживающей изучение особенностей изоляции высоковольтных линий на деревянных опорах. Поэтому предпринята попытка, создания теоретических основ расчета электрических параметров пропитанных деревянных элементов ВЛ в зависимости от её состава, структуры и свойств, заполняющих её веществ (влага, воздух, пар).

В результате экспериментальных исследований с учетом законов термодинамики гетерогенных сред были разработаны математические модели расчета электрического сопротивле-

ния и гигроскопичности капиллярно-пористых коллоидных материалов. Эти модели представляют собой совокупность соотношений, связывающих гигроскопичность и электрическое сопротивление с различными одновременно действующими факторами: температурой и влажностью древесины и воздуха, высоким переменным напряжением, агрессивностью среды, внешними воздействиями погоды, видом и концентрацией защитной химической пропитки.

Разработан метод расчета электрического сопротивления древесины в зависимости от пропитки Q , относительной влажности воздуха W и его температуры t [9].

Исследования по определению эффективных средств защиты деревянных элементов ВЛ от возгорания и стабилизации активного сопротивления дерева в условиях увлажнения атмосферными осадками позволили разработать математическую модель активного сопротивления, которое может быть представлено в виде

$$r(s, \tau) = \frac{2\omega_{\delta}}{\chi_{\delta}^2 \int_0^{\delta\delta} \frac{\delta d\delta}{\rho_c[t(s, \delta, \tau), W_{\Gamma}(s, \delta, \tau)]}},$$

где $\rho_c[t(s, \delta, \tau), W_{\Gamma}(s, \delta, \tau)]$ – функция активного удельного сопротивления древесины, умноженная на длину; W_{Γ} – влажность древесины; s, δ, τ – пространственные и временные координаты; $\omega_{\delta}, \chi_{\delta}, \delta\delta$ – площадь поперечного сечения траверсы, длина периметра сечения и характерный линейный размер (радиус) этого сечения.

Разработаны стохастические модели зависимости гигроскопичности и электрического сопротивления пропитанной древесины ВЛ от климатических и эксплуатационных факторов, которые могут быть использованы затем для целей предсказания и прогнозирования электрофизических свойств натуральной и пропитанной древесины изоляционных конструкций.

Предложена математическая модель расчета ожидаемого числа возгораний деревянных элементов ВЛ 10 кВ системы продольного электроснабжения.

Математические модели расчета равновесной гигроскопической влажности и других характеристик комбинированной изоляции ВЛ с пористыми твердоволокнистыми элементами получены на основании исследований, учитывающих механизм тепло- и влагопереноса.

Выводы

1. Древесина может эффективно применяться в качестве конструкций без значительной переработки на воздушных линиях электропередачи.

2. Аналитическая связь электрического сопротивления натуральной и пропитанной древесины с температурой и относительной влажностью воздуха, видом и концентрацией рабочего раствора химической пропитки для равновесных и неравновесных условий её эксплуатации позволяет прогнозировать возможность разрушения от токов утечки деревянных несущих и опорно-поддерживающих конструкций ВЛ в различных регионах России и СНГ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мунькин В.В. Режим хозяйства электроснабжения // Локомотив. 1997. №7. С. 38-40.
2. Гиндуллин Ф.А., Гольштейн В.Г., Дульзон А.А., Халилов Ф.Х. Перенапряжения в сетях 6-35 кВ. М.: Энергоиздат. 1989. 192 с.
3. Шнелль Р.В., Китушин В.Г., Киселев А.П. Целесообразность применения деревянных опор на линиях электропередачи // Электричество. 1975. №3. С.73-76.
4. Кондратьев В.М., Прохоров В.М. Оценка целесообразности применения деревянных опор ВЛ 0,4-10 кВ // Энергетическое строительство. №8. 1979. С. 29-31.
5. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под общей ред. Ю.Н. Тищенко, Н.С. Мовсесова, Ю.Г. Барыбина. М.: Энергоатомиздат. 1985. 248 с.
6. Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. Л.: Энергия, 1979. 312 с.
7. Григорьев В.Л., Михеев В.П., Яковлев В.Н. // Железнодорожный транспорт. №9. 1999. С. 30-32.
8. Михеев В. М., Яковлев В. Н. Дефекты деревянных элементов воздушных линий продольного электроснабжения. Локомотив. № 5. 1996. С. 43-44.
9. Шергунова Н.А. Повышение надежности воздушных линий электропередачи распределительных сетей. М.: Энергоатомиздат, 2006. 212 с.

Статья поступила в редакцию 14 сентября 2007 г.