

УДК 621.311.001.57

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НЕТЯГОВЫХ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С ПОМОЩЬЮ ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ

**А. В. ДРОБОВ, В. Н. ГАЛУШКО**

*Учреждение образования «Белорусский государственный университет транспорта», г. Гомель*

**А. А. АЛФЕРОВ, Т. В. АЛФЕРОВА**

*Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь*

**Ключевые слова:** энергетическая эффективность, электрооборудование, организация электроснабжения, нетяговые потребители, железнодорожный транспорт, имитационное моделирование.

### **Введение**

Эффективное использование топливно-энергетических ресурсов на предприятиях Белорусской железной дороги входит в комплекс наиболее актуальных задач, решение которых способствует обеспечению энергетической стабильности, экологической безопасности и улучшению экономической ситуации на железнодорожном транспорте.

На железной дороге большое внимание уделяется повышению энергоэффективности всех без исключения процессов генерации, передачи и потребления тепловой и электрической энергии. Однако рациональные подходы при передаче и распределении электроэнергии в собственных сетях железной дороги до сих пор не сформированы, т. е. не разработаны основные направления по снижению потерь энергии в электросетях.

С учетом сложности проблемы ее решение целесообразно рассматривать как систему задач, поэтапно уточняющих и детализирующих решения по развитию систем электроснабжения. Достижение указанных задач невозможно без применения современных информационных технологий, что, в свою очередь, требует создания эффективных математических моделей и методов.

Разработка таких моделей и методов является сложной научно-технической проблемой, так как при учете электромагнитных процессов система нетягового электроснабжения железной дороги переменного тока представляет собой многомерный нелинейный динамический объект [1], [2].

Ввиду большой размерности, сложности и недостаточной информационной обеспеченности практическое использование динамических моделей систем нетягового электроснабжения на современном этапе не представляется возможным. Поэтому для определения наиболее эффективных вариантов систем электроснабжения применяют имитационное моделирование (ИМ).

В настоящее время наибольшее практическое применение получили расчетные модели NORD-3 и КОРТЭС [3].

Программный продукт NORD-3 предназначен для выполнения расчетов нагрузочных режимов системы тягового электроснабжения постоянного тока на многопутных участках, содержащих от одной до десяти межподстанционных зон с произвольным числом постов секционирования (ПС) и пунктов параллельного соединения подвесок путей (ППС), при нормальных или вынужденных схемах питания контактной сети. Результатами расчетов являются расходы и потери электроэнергии по участку, средние и максимальный токи каждой подстанции, наибольшие средние токи фидеров и температуры нагрева проводов подвески за период 1, 3 и 20 мин, минимальные значения напряжения в контактной сети межподстанционных зон. Эти параметры определяются на основе ИМ движения поездов при заданном (пакетном) или случайном чередовании межпоездных интервалов и масс поездов. Предоставляется также возможность расчета мгновенных схем с заданным фиксированным расположением нагрузок.

Программный комплекс КОРТЭС предназначен для решения на персональных ЭВМ в среде Windows различных расчетных задач, связанных с выбором параметров, определением характеристик режимов и нагрузочной способности систем тягового электроснабжения и их отдельных элементов.

Предлагаемая авторами имитационная модель отличается от существующих программ расчетов системы электроснабжения железнодорожных потребителей, например КОРТЭС, тем, что анализ системы электроснабжения железнодорожного узла учитывает графики изменения потребления активной и реактивной мощности для линий продольного электроснабжения и автоматической блокировки, а также оценивает вероятность безотказной работы всей системы. С учетом весовых коэффициентов важности определяется наиболее эффективный вариант организации электроснабжения.

Целью работы является применение ИМ для определения варианта организации электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта с наименьшими приведенными затратами с помощью метода статистических испытаний (метода Монте-Карло), основанном на розыгрыше всех возможных вариантов связей между фидером, трансформаторными подстанциями и распределительными устройствами с использованием матрицы возможных электрических связей. Приведенный в статье алгоритм решения полностью раскрывает аналитическое описание процедур расчета. Для  $N'$  наиболее эффективных вариантов организации электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта рассчитывается вероятность безотказной работы. На основании весовых коэффициентов определяется вариант с наименьшими приведенными затратами с учетом капитальных вложений на сооружение сети и издержек на эксплуатацию и наибольшей вероятностью безотказной работы, при этом в целевую функцию входит определение варианта организации электроснабжения с наименьшим технологическим расходом электроэнергии на ее транспортировку.

### **Основная часть**

#### **Имитационная модель электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта**

Алгоритм ИМ электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта (ИМ УЗЛОВ) основан на поиске варианта организации электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта с наименьшими приведенными затратами с помощью метода статистических испытаний с использованием

матрицы возможных электрических связей между трансформаторными подстанциями. Имитационное моделирование УЗЛОВ реализовано в виде web-приложения, которое не требует установки на компьютер заказчика объемного программного обеспечения, обновление происходит автоматически, обеспечивается высокая мобильность повсеместно, где есть доступ в интернет.

Алгоритм ИМ УЗЛОВ предписывает выполнение следующих действий:

1. Внесение исходных данных:

– координаты точек расположения источника питания (ИП), распределительные устройства трансформаторных подстанций (РУ) и трансформаторные подстанции (ТП) ( $x_i, y_i, i = \overline{1, n}$ );

– сведения о всех ТП: номер или название ТП;  $P_p$  – расчетная активная нагрузка потребителя;  $\cos \varphi_p$  – расчетный коэффициент мощности; категории потребителей;  $T_m$  – число часов использования максимума нагрузки в год;  $U_{ном}$  – напряжение первичной обмотки трансформаторов;  $k_\phi$  – коэффициент формы графика нагрузки участка сети. По умолчанию программа продолжает названия ТП, присваивая  $i + 1$  подстанции  $i + 1$  номер, при этом возможно редактирование.

Также реализован расчет для существующей сети, не предполагающий капитальные затраты на сооружение сети ( $K = 0$ ).

Выполняется визуализация расположения ИП и ТП с нанесением координатной сетки, масштабирование координатной сетки до размера окна программы и указание соответствующих текстовых подписей, а также масштабирование изображения ИП, РУ и ТП.

На рис. 1 представлен пример внесения исходных данных и визуализации в программе ИМ УЗЛОВ для фидера № 502 ЭЧС-17 от подстанции «Мясокомбинат» Витебской дистанции электроснабжения.

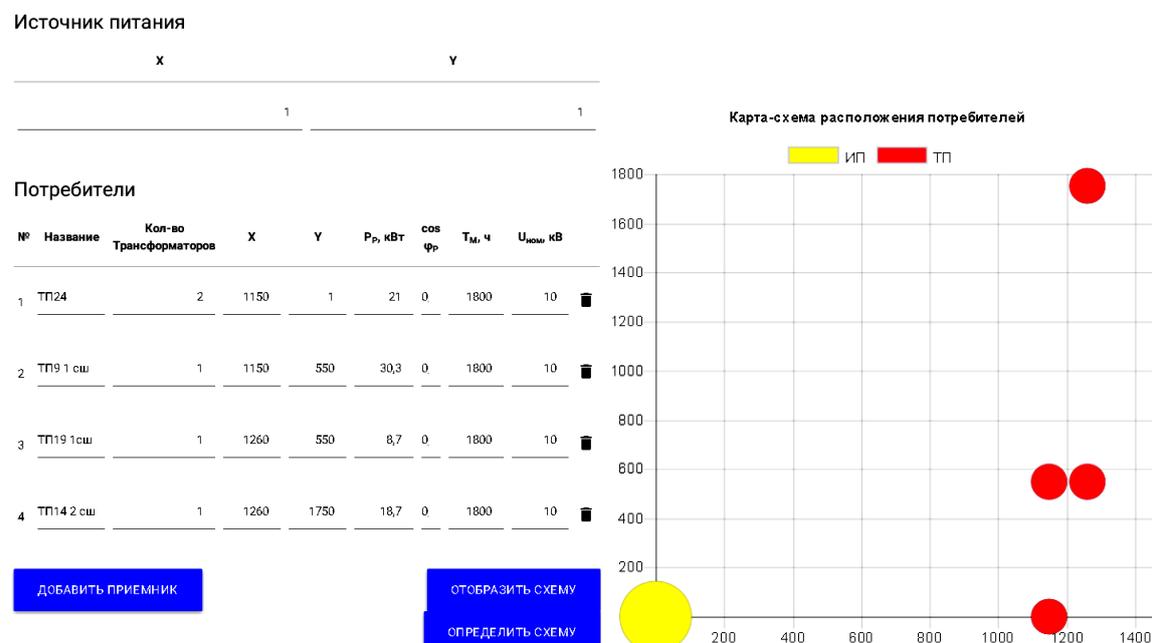


Рис. 1. Пример внесения исходных данных и визуализации в программе ИМ УЗЛОВ

2. Отображение и заполнение матрицы связи между ТП и РУ.

Данная процедура позволяет сформировать матрицу всех возможных соединений между ТП и РУ с учетом ограничений (рис. 2) для розыгрыша различных вари-

антов методом статистических испытаний. Главная диагональ не используется, а выбор ТП или РУ разыгрывается с помощью генератора случайных чисел. Данную матрицу легко редактировать, активируя или убирая соответствующие символы связью между ТП или РУ.

Рассчитываются кратчайшие расстояния между всеми объектами по формуле

$$l_{ij} = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} . \quad (1)$$

Редактор позволяет изменять расстояния в соответствии с существующими ограничениями. При необходимости определения кратчайшего расстояния между объектами с учетом ограничений на местности используется дополнительная программа LOGR.

Определяется суммарная длина трасс.

№ ТП	1	2	...	n
1		$l_{21}$		$l_{n1}$
2	$l_{12}$			$l_{n2}$
...				
n		$l_{2n}$		

Рис. 2. Пример заполнения матрицы связи между ТП

3. Выполняется расчет реактивной и полной мощности. Осуществляется выбор номинальной мощности трансформаторов на основании следующих условий:

- в случае однотрансформаторных подстанций  $S_{н.т} \geq S_p$ ,  $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$ ;
- для двухтрансформаторных подстанций  $2S_{н.т} \geq S_p$ ,  $1,4S_{н.т} = S_p - S_{откл}$  ( $S_{откл}$  – мощность потребителей III категории, которые могут быть отключены при возникновении аварийного режима).

Таблицы стандартных полных мощностей трансформаторов соответствуют номенклатуре выпускаемых и имеющихся в технологическом запасе отделений дистанций электроснабжения. При необходимости можно изменить значение номинальной мощности трансформатора в таблице текущих результатов расчетов (рис. 3) или пополнить/изменить содержание таблиц стандартных полных мощностей выбираемых трансформаторов.

Затем рассчитываются коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и аварийном режимах; определяются нагрузки ( $P_p^{Б.Н}$ ,  $Q_p^{Б.Н}$ ,  $S_p^{Б.Н}$ ) на высокой стороне за счет добавления потерь в трансформаторах ТП.

## Мощности трансформаторов

№	ИП	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВ*А	$S_{гт}$ , кВ*А	$K^{нрм}_p$	$K^{нз}$
0	ТП24	21.00	6.90	22.11	50.00	0.44	0.88
1	ТП9 1 сш	30.30	9.96	31.89	40.00	0.80	0.00
2	ТП19 1сш	8.70	2.86	9.16	25.00	0.37	0.00
3	ТП14 2 сш	18.70	6.15	19.68	25.00	0.79	0.00

## Нагрузка на стороне 10 кВ

№	ИП	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$P_T$ , кВт	$Q_T$ , квар	$P^{нр}_p$ , кВт	$Q^{нр}_p$ , квар	$S^{нр}_p$ , кВ*А
0	ТП24	21.00	6.90	0.50	2.04	21.50	8.94	23.29
1	ТП9 1 сш	30.30	9.96	0.75	2.34	31.05	12.30	33.40
2	ТП19 1сш	8.70	2.86	0.22	0.95	8.92	3.81	9.70
3	ТП14 2 сш	18.70	6.15	0.51	1.50	19.21	7.64	20.67

№	ЛЭП	Марка и сечение	$I_p$ , А	$j$ , А/мм <sup>2</sup>	$F_p$ , мм <sup>2</sup>
0	ТП9 1 сш - ТП24	25 - А	1.34	1.30	1.03
1	ТП19 1сш - ТП9 1 сш	25 - А	3.27	1.30	2.52
2	ТП14 2 сш - ТП19 1сш	25 - А	3.83	1.30	2.95
3	ИП - ТП14 2 сш	25 - А	5.03	1.30	3.87

Рис. 3. Пример выбора номинальной мощности, коэффициентов загрузки и расчета потерь в трансформаторах ТП, выбора сечений проводов и кабелей

4. Указывается число реализаций  $N$  (разыгрываемых вариантов организации электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта), определяемое заранее на основании заданной точности имитации откликов модели по известным формулам [4]. По умолчанию предлагается  $N!$  разыгрываемых вариантов.

Уточняется число наиболее эффективных вариантов ( $N'$ ) организации электроснабжения с наименьшими приведенными затратами, которые будут приводиться с полной детализацией расчетов и схем.

5. Запуск имитационного эксперимента. На основании равномерного закона распределения генерируется первый вариант организации электроснабжения. Данный этап предполагает построение сети электроснабжения с использованием процедур определения конечных, промежуточных и узловых ТП, визуализацию реализованного варианта сети с цветовой индикацией соединительных линий между объектами.

Выполняется расчет и выбор сечений проводов и кабелей по критерию допустимого нагрева с учетом коэффициентов, учитывающих фактическую температуру земли и воздуха, отличие удельной проводимости земли от принятой в таблицах ПУЭ и количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле. Также указывается экономическая плотность тока и экономическая площадь поперечного сечения жил кабеля (рис. 3).

Таблицы стандартных марок и сечений кабелей соответствуют номенклатуре выпускаемых промышленностью и имеющихся в технологическом запасе отделений дистанции электроснабжения. При необходимости можно изменить предложенную программой марку и сечение кабеля или пополнить/изменить содержание таблиц стандартных марок и сечений кабелей.

6. Осуществляется технико-экономический расчет и сохранение результатов первого варианта организации электроснабжения по критерию приведенных затрат:

$$Z_1 = p_n K_1 + I_1, \quad (2)$$

где  $p_n$  – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений;  $K_1$  – капитальные затраты на сооружение сети;  $I_1$  – издержки на эксплуатацию.

7. Реализация следующих вариантов организации электроснабжения с последующим повторением пп. 6 и 7, сравнение их результатов по критерию приведенных затрат. Если  $Z_r < Z_{\min}$ , то  $Z_r \equiv Z_{\min}$ , а если  $Z_r > Z_{\min}$ , то значение  $Z_r$  ранжируется по возрастанию со всеми результатами, из которых сохраняются детализированные результаты только  $N'$  наиболее эффективных вариантов. При выполнении условия  $N_r \leq N$  результаты представляются в виде  $N'$  наиболее эффективных вариантов в порядке возрастания приведенных затрат.

Имитационное моделирование УЗЛОВ может быть использовано для разработки наиболее эффективных схем электроснабжения как для проектируемых предприятий железнодорожной отрасли, так и для существующих, не предполагающих капитальных затрат на сооружение сети ( $K = 0$ ).

#### **Имитационная модель электросетей продольного электроснабжения и линий автоматической блокировки железнодорожных участков**

Алгоритм ИМ сетей продольного электроснабжения и линий автоматической блокировки железнодорожных участков (ПЭ) основан на поиске варианта организации электроснабжения с наименьшим технологическим расходом электроэнергии на ее транспортировку (ТРЭТ) с использованием метода статистических испытаний на основании рационального подбора электрооборудования. Результаты ИМ ПЭ являются исходными данными, в частности, для правильного выбора головных трансформаторов на трансформаторных подстанциях линий продольного электроснабжения и автоматической блокировки. Имитационное моделирование ПЭ реализовано на объектно-ориентированном языке программирования Delphi.

Алгоритм ИМ ПЭ предписывает выполнение следующих действий:

1. Внесение исходных данных:

– координаты точек расположения потребителей ( $z_f, f = \overline{1, m}$ );

– сведения о потребителях: название или обозначение;  $P_{\text{потр}}$  – активная мощность;  $Q_{\text{потр}}$  – реактивная мощность; эквивалентное количество рабочих смен в сутки для выбора дисперсионного коэффициента, учитывающего увеличение потерь в зависимости от неравномерности графика нагрузки; сечения кабельной или воздушной линии;  $k_\phi$  – коэффициент формы графика нагрузки  $f$ -го потребителя;  $k_m$  – коэффициент максимума графика нагрузки  $f$ -го потребителя.

Для точной детализации графика нагрузки потребителя предусмотрен случайный характер включения потребителя с определенной мощностью на указанный в диалоговом окне промежуток времени в течение заданного промежутка времени.

Для ограничения несимметрии токов и напряжений выполняется транспозиция: автоматически по заданному шагу или вручную, с указанием фазы для потребителя и типа подключения трансформатора – однофазный или трехфазный.

Визуализируется расстановка потребителей на ИМ ПЭ с помощью координатной оси.

На рис. 4 представлен пример внесения исходных данных и визуализации расстановки потребителей ИМ ПЭ участка Лиозно–Заольша Витебской дистанции электроснабжения.

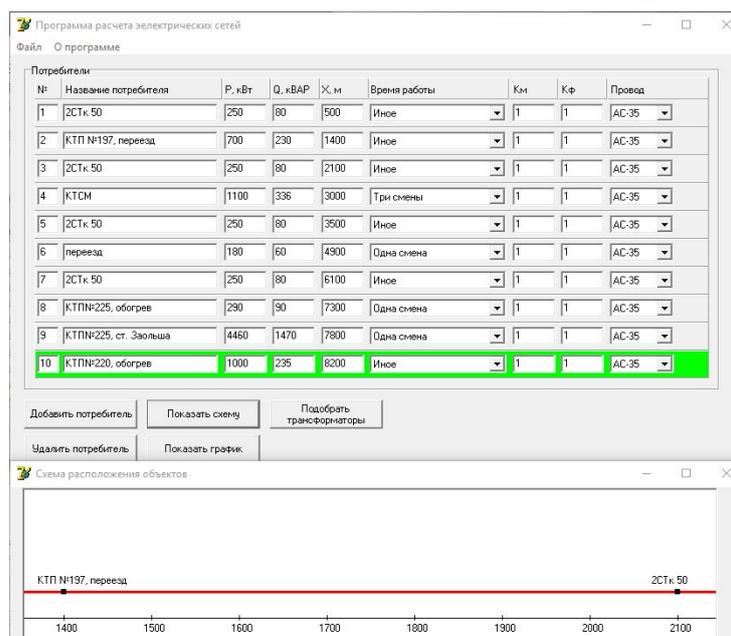


Рис. 4. Пример внесения исходных данных и визуализации расстановки потребителей на линии в программе ИМ ПЭ

2. Расчет полной мощности потребителя, на основании которого осуществляется выбор номинальной мощности трансформаторов, согласно условию  $S_{н.т} \geq S_p$ ,  $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$ .

Таблицы стандартных полных мощностей трансформаторов соответствуют номенклатуре выпускаемых и имеющихся в технологическом запасе отделений дистанций электроснабжения. При необходимости можно изменить значение номинальной мощности в таблице текущих результатов расчетов или пополнить/изменить содержание таблиц стандартных полных мощностей трансформаторов. Также рассчитываются коэффициенты загрузки трансформаторов.

3. Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах и линиях выполняется на основании [5].

3.1. Рассчитывается потребление активной и реактивной электроэнергии за определенное время (по умолчанию принимается один год) для каждого потребителя с учетом количества рабочих смен в сутки потребителя ( $A_{af}$  и  $A_{pf}$ ,  $f = \overline{1, m}$ ).

3.2. Определяются суммарные мощности потребителей ( $P_p^{B.H.}$ ,  $Q_p^{B.H.}$ ,  $S_p^{B.H.}$ ) на высокой стороне с учетом потерь в трансформаторах:

а) постоянные потери активной и реактивной электроэнергии:

$$\Delta \bar{A}_a = T \cdot \Delta P_{xx}; \quad \Delta \bar{A}_p = T \cdot \Delta Q_{xx}, \quad (3)$$

где  $T$  – число часов в расчетном периоде, ч;  $\Delta P_{xx}$  – среднее значение активных потерь холостого хода трансформатора за расчетный период, кВт;  $\Delta Q_{xx}$  – среднее значение реактивных потерь холостого хода трансформатора за расчетный период, квар;

б) переменные потери активной и реактивной электроэнергии в силовом трансформаторе:

$$\Delta \tilde{A}_a = \frac{A_a^2 + A_p^2}{TU_{н.т}^2} R_t d \cdot 10^{-3}; \quad (4)$$

$$\Delta \tilde{A}_p = \frac{A_a^2 + A_p^2}{TU_{н.т}^2} X_T d \cdot 10^{-3}, \quad (5)$$

где  $A_a$  – потребление активной электроэнергии в расчетном периоде;  $A_p$  – годовое потребление реактивной электроэнергии в расчетном периоде;  $U_{н.т}$  – номинальное напряжение трансформатора;  $R_T$  – активное сопротивление трансформатора;  $X_T$  – индуктивное сопротивление трансформатора;  $d$  – дисперсионный коэффициент, учитывающий увеличение потерь в зависимости от неравномерности графика нагрузки.

Годовое потребление активной и реактивной электроэнергии принимается по данным технического учета. Если информацию о потреблении реактивной энергии  $A_p$  по показаниям средств технического учета получить невозможно, то она рассчитывается по формуле

$$A_p = A_a \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (6)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  – коэффициент мощности.

3.3. Определяются длины участков линий:

а) постоянные потери активной и реактивной электроэнергии в линии электропередачи:

– для кабельной линии (КЛ) 6(10) кВ:

$$\overline{\Delta A}_a = q_o^3 L_{л} \cdot \operatorname{tg} \delta \cdot T; \quad (7)$$

$$\overline{\Delta A}_p = -q_o^3 L_{л} T; \quad (8)$$

– для КЛ до 1 кВ и воздушной линии (ВЛ) номинальным напряжением ниже 110 кВ:

$$\overline{\Delta A}_a = 0; \quad (9)$$

$$\overline{\Delta A}_p = 0, \quad (10)$$

где  $q_o^3$  – среднее значение удельной зарядной мощности линии;  $L_{л}$  – длина линии;  $\operatorname{tg} \delta$  – тангенс угла диэлектрических потерь;

б) переменные потери активной и реактивной электроэнергии в линии электропередачи:

$$\Delta \tilde{A}_a = \frac{A_a^2 + A_p^2}{TU_{н.л}^2} r_o L_{л} dk_{н.с} \cdot 10^{-3}; \quad (11)$$

– для высоковольтных ВЛ и КЛ:

$$\Delta \tilde{A}_p = \frac{A_a^2 + A_p^2}{TU_{н.л}^2} x_o L_{л} dk_{н.с} \cdot 10^{-3}; \quad (12)$$

– для ВЛ и КЛ до 1 кВ:

$$\Delta \tilde{A}_p = 0, \quad (13)$$

где  $k_{н.с}$  – коэффициент, учитывающий увеличение потерь электроэнергии из-за несимметрии нагрузки фаз при подключении однофазных электроприемников.

Коэффициент несимметрии нагрузки фаз:

$$k_{н.с} = 1 + \left( \frac{I_{(2)}}{I_{(1)}} \right)^2, \quad (14)$$

где  $I_{(2)}$  – модуль тока обратной последовательности;  $I_{(1)}$  – модуль тока прямой последовательности.

$$\hat{I}_{(1)} = 1/3(\hat{I}_{(A)} + \hat{I}_{(B)}e^{j2/3\pi} + \hat{I}_{(C)}e^{-j2/3\pi}); \quad (15)$$

$$\hat{I}_{(2)} = 1/3(\hat{I}_{(A)} + \hat{I}_{(B)}e^{j2/3\pi} + \hat{I}_{(C)}e^{j2/3\pi}), \quad (16)$$

где  $\hat{I}_{(A)}$ ,  $\hat{I}_{(B)}$ ,  $\hat{I}_{(C)}$  – векторы тока в фазах  $A$ ,  $B$  и  $C$ , соответственно.

В расчете коэффициента несимметрии учитывается потребление активной и реактивной электроэнергии потребителем с учетом постоянных и переменных потерь в трансформаторе, а также постоянные потери в линии на смежном участке, следующим за рассматриваемым в направлении от точки подключения к сети. Переменные потери в линии электропередачи в расчете коэффициента несимметрии не учитываются из-за сложности расчета и незначительного снижения точности результата.

3.4. Суммарный ТРЭТ в элементе (линии электропередачи, трансформаторе) электрической сети  $\Delta A_a$ , кВт · ч:

$$\Delta A_a = \Delta \bar{A}_a + \Delta \tilde{A}_a. \quad (17)$$

Суммарный ТРЭТ определяется как сумма активных потерь электроэнергии во всех элементах электрической сети.

4. Расчет полной мощности линий продольного электроснабжения и автоматической блокировки железнодорожных участков, на основании которого осуществляется выбор номинальной мощности головного трансформатора, выполняется по условию:

$$S_{н.т} \geq S_p, \quad S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (18)$$

При необходимости можно изменить значение выбранной номинальной мощности головного трансформатора в таблице результатов расчетов.

Определяются потери в головном трансформаторе, питающем линии ПЭ:

а) постоянные потери активной и реактивной электроэнергии:

$$\Delta \bar{A}_a = T \cdot \Delta P_{xx}; \quad (19)$$

$$\Delta \bar{A}_p = T \cdot \Delta Q_{xx}, \quad (20)$$

где  $T$  – число часов в расчетном периоде (по умолчанию принимается один год);  $\Delta P_{xx}$  – среднее значение активных потерь холостого хода трансформатора за расчетный период, кВт;  $\Delta Q_{xx}$  – среднее значение реактивных потерь холостого хода трансформатора за расчетный период, квар;

б) переменные потери активной и реактивной электроэнергии в силовом трансформаторе:

$$\Delta \tilde{A}_a = \frac{A_a^2 + A_p^2}{TU_{н.т}^2} R_t d \cdot 10^{-3}; \quad (21)$$

$$\Delta \tilde{A}_p = \frac{A_a^2 + A_p^2}{TU_{н.т}^2} X_t d \cdot 10^{-3}, \quad (22)$$

где  $A_a$  – потребление активной электроэнергии в расчетном периоде;  $A_p$  – годовое потребление реактивной электроэнергии в расчетном периоде;  $U_{н.т}$  – класс номинального напряжения трансформатора;  $R_t$  – активное сопротивление трансформатора;  $X_t$  – индуктивное сопротивление трансформатора;  $d$  – дисперсионный коэффициент, учитывающий увеличение потерь в зависимости от неравномерности графика нагрузки.

5. Распределение ТРЭТ между абонентами дистанции электроснабжения:

а) в электрической сети дистанции электроснабжения выделяется транзитная электрическая сеть, состоящая из последовательных элементов, от точки подключения абонента до точки границы балансовой принадлежности между дистанцией и энергосистемой;

б) для каждого элемента определяется доля относимых ТРЭТ как отношение потребления активной электроэнергии в начале рассматриваемого участка линии электропередачи и в конце смежного предыдущего (в направлении от точки подключения электросети) участка;

в) последовательно для каждого участка электросети определяется процент ТРЭТ с нарастающим итогом от точки подключения электросети  $\delta A_{af}$ , %:

$$\delta A_{af} = \frac{\Delta A_{a(f-1)} - \Delta A_{df}}{\Delta A_{df}} 100 \%, \quad (23)$$

где  $\Delta A_{a(f-1)}$  – ТРЭТ с нарастающим итогом от точки подключения к электросети в смежном предыдущем участке;  $\Delta A_{df}$  – ТРЭТ в рассматриваемом участке электросети;  $A_{af}$  – потребление активной электроэнергии в конце рассматриваемого участка.

6. Указывается число реализаций  $N$  (разыгрываемых вариантов работы потребителей линии ПЭ и АБ, заранее на основании заданной точности имитации откликов модели).

Запуск имитационного эксперимента для уточненного расчета параметров потребления с вероятностным характером, выполнение процедур, указанных в пп. 3 и 4.

7. Получение из откликов ИМ ПЭ графика с максимальной полной мощностью нагрузки и значений коэффициентов: формы и максимума графика нагрузки; допустимого коэффициента систематической перегрузки  $k_{2доп}$  [6].

Выполнение проверочного расчета номинальной мощности головного трансформатора согласно условию

$$S_{ном} k_{2доп} \geq S_{max}, \quad (24)$$

где  $S_{max}$  – максимальная полная мощность графика для всей линии ПЭ.

Если условия проверки не выполняются, следует увеличить  $S_{ном}$ .

8. Уточненный расчет пределов изменения контролируемых для графика с максимальной полной мощностью параметров (вторичного напряжения головного трансформатора и напряжения у потребителей).

В дальнейшем программа ИМ ПЭ может быть использована отдельно для предприятий железнодорожной отрасли с целью расчетов ТРЭТ [7].

### **Заключение**

Таким образом, разработанная программа ИМ УЗЛОВ позволяет определить число  $N'$  наиболее эффективных вариантов организации электроснабжения неотяговых потребителей железнодорожного транспорта с наименьшими приведенными затратами на основании матрицы возможных электрических связей между трансформаторными подстанциями. Имитационное моделирование ПЭ позволяет найти вариант организации электроснабжения с наименьшей величиной ТРЭТ с помощью метода статистических испытаний на основании рационального подбора оборудования. Предлагаемая ИМ ПЭ может быть использована для выбора оптимального количества и мощности трансформаторов, сечений кабельных и воздушных линий для ИМ УЗЛОВ.

Результаты ИМ УЗЛОВ, ИМ ПЭ являются исходной информацией для оценки и принятия наиболее эффективных решений с использованием весовых коэффициентов важности.

### **Литература**

1. Тарасик, В. П. Математическое моделирование технических систем / В. П. Тарасик. – Минск : Дизайн Про, 2004. – 639 с.
2. Бенькович, Ю. Б. Практическое моделирование динамических систем / Ю. Б. Бенькович, Е. С. Колесов, Ю. Б. Сениченков. – СПб. : БХВ-Петербург, 2002. – 290 с.
3. Козменков, О. Н. Задачи моделирования подключения дополнительных потребителей к существующей системе электроснабжения неотяговых потребителей / О. Н. Козменков // Межвуз. сб. науч. тр. студентов, аспирантов и молодых ученых. – Самара, 2004. – Вып. 5. – С. 140.
4. Айвазян, С. А. Прикладная статистика. Основы моделирования и первичная обработка данных / С. А. Айвазян, И. С. Енюков, Л. Д. Мешалкин. – Минск : Финансы и статистика, 1983. – 547 с.
5. Порядок расчета величины технологического расхода электрической энергии на ее передачу по электрическим сетям, учитываемой при финансовых расчетах за электроэнергию между энергоснабжающей организацией и потребителем (абонентом) : ТКП 460–2012 (02230). – Введ. 01.04.2013. – Минск : Белэнергосетьпроект, 2013. – 62 с.
6. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки : ГОСТ 14209–85. – Взамен ГОСТ 14209–69. – Введ. 01.07.1985. – Минск : Белорус. гос. ин-т стандартизации и сертификации, 1992. – 40 с. – (Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу).
7. Дробов, А. В. Результаты программы имитационного моделирования неотяговой системы электроснабжения Витебской и Барановичской дистанции электроснабжения / А. В. Дробов // Агротехника и энергообеспечение. – 2016. – № 4 (13), т. 1. – С. 76–83.

*Получено 21.04.2017 г.*