

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_ϕ – 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.

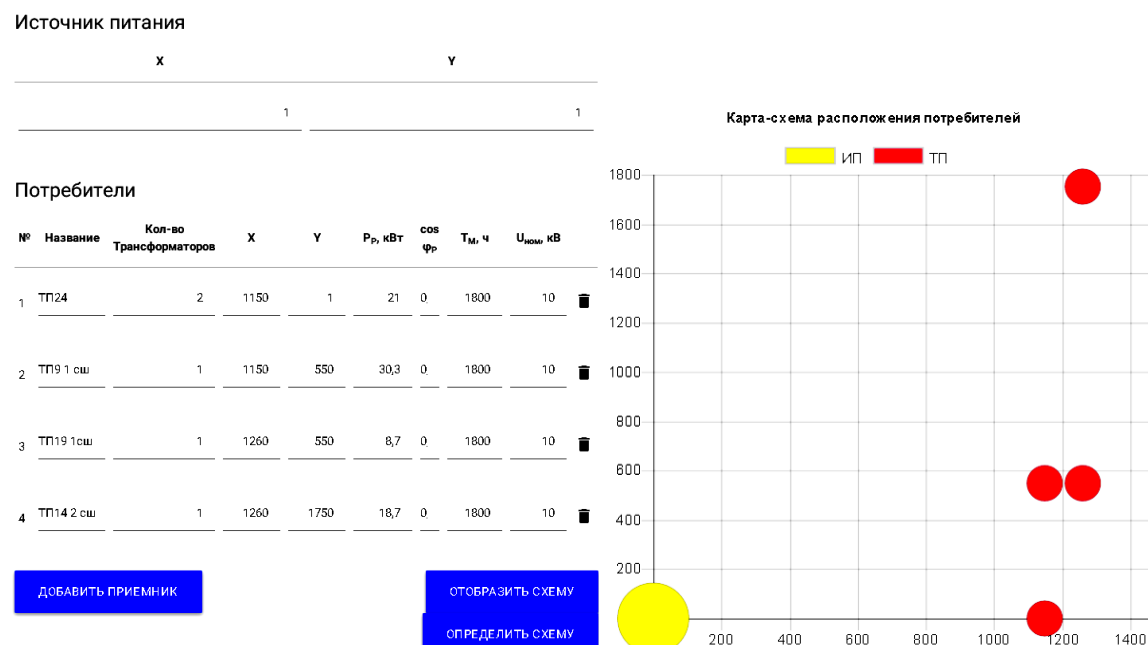


Рис. 1. Пример внесения исходных данных и визуализации в программе ИМ УЗЛОВ

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	...	<i>n</i>
1		l_{21}		l_{n1}
2	l_{12}			l_{n2}
...				
<i>n</i>		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	$S_{шт}$, кВ*А	$K^{ном}_p$	$K^{нз}$
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	$P^{ном}_p$, кВт	$Q^{ном}_p$, квар	$S^{ном}_p$, 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 ²	F_p , мм ²
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_ϕ – 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.

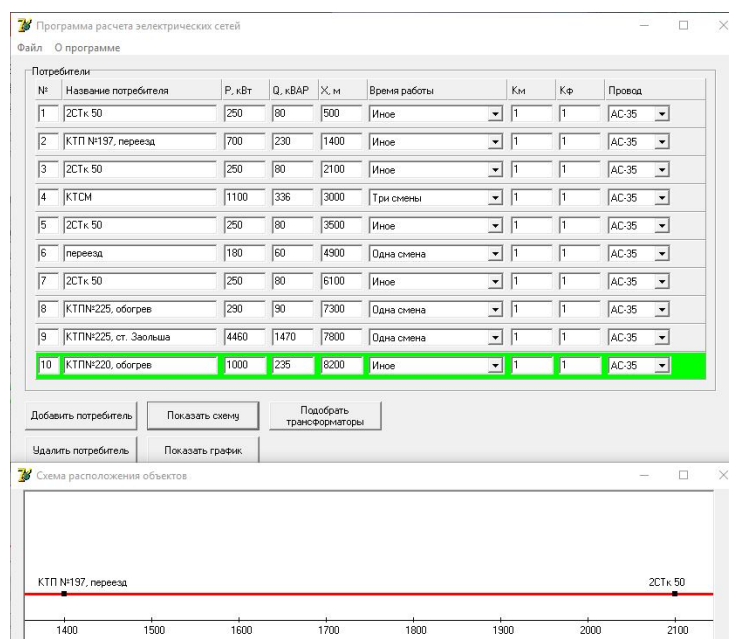


Рис. 4. Пример внесения исходных данных и визуализации расстановки потребителей на линии в программе ИМ ПЭ

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; ΔP_{xx} – среднее значение активных потерь холостого хода трансформатора за расчетный период, кВт; ΔQ_{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 ΔA_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); ΔP_{xx} – среднее значение активных потерь холостого хода трансформатора за расчетный период, кВт; ΔQ_{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 δA_{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; ΔA_{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.