

МОДЕЛИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ В ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

УДК 621.311, 621.331

DOI:10.18324/2077-5415-2023-4-48-62

Определение адресности электропотребления и энергоэффективности в электротяговых сетях

Ю.Н. Булатов^{1a}, А.В. Крюков^{2,3b}, К.В. Суслов^{3,4c}, А.В. Черепанов^{2d}¹ Братский государственный университет, ул. Макаренко, 40, Братск, Россия² Иркутский государственный университет путей сообщения, ул. Чернышевского, 15, Иркутск, Россия³ Иркутский национальный исследовательский технический университет, ул. Лермонтова, 83, Иркутск, Россия⁴ Национальный исследовательский университет «МЭИ», ул. Красноказарменная, 14, Москва, Россия^a bulatovyura@yandex.ru, ^b and_kryukov@mail.ru, ^c dr.souslov@yandex.ru, ^d smart_grid@mail.ru^a <https://orcid.org/0000-0002-3716-5357>, ^b <https://orcid.org/0000-0001-6543-1790>,^c <https://orcid.org/0000-0003-0484-2857>, ^d <https://orcid.org/0000-0002-7712-9537>

Статья поступила 01.11.2023, принята 17.11.2023

Современные электротяговые сети (ЭТС) оборудуются автоматизированными системами коммерческого учета энергопотребления (АСКУЭ), что позволяет адекватно решать задачи повышения энергетической эффективности процессов перевозок. В состав этих систем входят измерительные преобразователи, приборы учета электропотребления и каналы для передачи измерительной информации. Энергоэффективность ЭТС определяется величиной потерь электроэнергии в элементах: контактных сетях и тяговых трансформаторах. Потери можно определить по данным измерений расчетным путем, что требует разработки адекватных методов и алгоритмов. Электротяговые сети имеют ряд существенных отличий от сетей общего назначения, прежде всего связанных с нестабильностью тяговой нагрузки и изменением ее пространственного положения. В этой связи невозможно напрямую использовать методику расчетов потерь, применяемую для сетей общего назначения, и требуется разработка специфического подхода к их анализу. Расчет потерь связан с задачей определения адресности электропотребления, поскольку наиболее часто применяется двустороннее питание межподстанционных зон от смежных тяговых подстанций (ТП); при этом ТП могут принадлежать разным энергоснабжающим организациям, и требуется определить объем потребления электровозом от каждой из них. Поставленная задача должна решаться с учетом наличия большого объема информации по параметрам режима электроподвижного состава (ЭПС) и тяговых подстанций, включающей в свой состав токи, напряжения, коэффициенты мощности, местонахождение ЭПС, а также потоки мощности с тяговых подстанций. Кроме того, должна обеспечиваться возможность использования данных АСКУЭ и осуществляться контроль отсутствия противоречий между этими данными и расчетами. В результате проведенных исследований предложена балансовая методика определения потерь электроэнергии в тяговой сети. Методика реализована в виде апробированного на реальных примерах алгоритма, готового к практическому использованию. Представлена методика определения адресности электропотребления поездами, учитывающая несимметричную тяговую нагрузку и особенности электропитания ЭТС 2×25 кВ. Приведены выражения, позволяющие определять погрешности.

Ключевые слова: электротяговые сети; автоматизированные системы коммерческого учета энергопотребления; адресность электропотребления; моделирование.

Determination of targeting of electricity consumption and energy efficiency in electric traction networks

Yu.N. Bulatov^{1a}, A.V. Kryukov^{2,3b}, K.V. Suslov^{3,4c}, A.V. Cherepanov^{2d}¹ Bratsk State University; 40, Makarenko St., Bratsk, Russia² Irkutsk State Transport University; 15, Chernyshevsky St., Irkutsk, Russia³ Irkutsk National Research Technical University; 83, Lermontov St., Irkutsk, Russia⁴ National Research University "MEI"; 14, Krasnokazarmennaya St., Moscow, Russia^a bulatovyura@yandex.ru, ^b and_kryukov@mail.ru, ^c dr.souslov@yandex.ru, ^d smart_grid@mail.ru^a <https://orcid.org/0000-0002-3716-5357>, ^b <https://orcid.org/0000-0001-6543-1790>,^c <https://orcid.org/0000-0003-0484-2857>, ^d <https://orcid.org/0000-0002-7712-9537>.

Received 01.11.2023, accepted 17.11.2023

Modern electric traction networks (ETN) are equipped with automated systems for commercial accounting of energy consumption (ASCAE), which allows them to adequately solve the problems of increasing the energy efficiency of transportation processes. These systems include measuring transducers, power consumption meters and channels for transmitting measurement information. The energy efficiency of ETN is determined by the amount of electricity losses in the elements: contact networks and traction transformers. Losses

can be determined from measurement data by calculation, which requires the development of adequate methods and algorithms. Electric traction networks have a number of significant differences from general-purpose networks, primarily related to the instability of the traction load and changes in its spatial position. In this regard, it is impossible to directly use the loss calculation methodology used for general-purpose networks, and the development of a specific approach to their analysis is required. Calculation of losses is associated with the task of determining the targeting of power consumption, since two-way power supply of inter-substation zones from adjacent traction substations (TS) is most often used; At the same time, TS may belong to different energy supply organizations and it is necessary to determine the volume of electric locomotive consumption from each TS. The problem posed must be solved taking into account the availability of a large amount of information on the parameters of the mode of electric rolling stock (ERS) and traction substations, including currents, voltages, power factors, location of ERS, as well as power flows from traction substations. In addition, it must be possible to use ASCAE data and monitor the absence of contradictions between these data and calculations. As a result of the research, a balance method for determining electricity losses in the traction network was proposed. The methodology is implemented in the form of an algorithm tested on real examples, ready for practical use. A method for determining the targeting of electricity consumption by trains is presented, taking into account the asymmetrical traction load. Expressions are given that allow you to determine errors.

Keywords: electric traction networks; automated systems for commercial accounting of energy consumption; targeting of electricity consumption; modeling.

Введение. Цель представленных ниже исследований состоит в разработке методов определения потерь электроэнергии в электротяговых сетях (ЭТС) и адресности электропотребления. Актуальность данного направления подтверждается значительным числом работ, посвященных данной тематике. Так, например, в статье [1] проведена оценка потерь электроэнергии при тяге поездов. В работе [2] представлены результаты сравнительных исследований инвестиций и их эффективности для снижения энергопотребления в тяговом энергоснабжении и описана современная ситуация с использованием системы хранения энергии рекуперации. В работе [3] дана оценка энергосберегающих эффектов в системе городской электрической железной дороги. В статье [4] рассмотрена возможность энергосбережения за счет внедрения технологий преобразования и хранения энергии в системе тягового электроснабжения (СТЭ). Повышению энергоэффективности тяговой сети 25 кВ за счет снижения уравнивающих токов посвящена работа [5]. Метод определения потерь энергии в СТЭ постоянного тока описан в статье [6]. Иерархическая координация поездов и накопителей тяговых подстанций для оптимизации затрат на электроэнергию предложена в работах [7; 8]. Модифицированная система распределения электроэнергии с оценкой энергосбережения и энергетической обратной связи предложена в статье [9] для СТЭ железных дорог. Вопросы стоимости высокоэффективных технологий энергоснабжения на железных дорогах рассмотрены в работе [10]. Задача оптимизации движения подвижного состава в условиях ограничений питающей энергосистемы решена в статье [11]. Интеллектуальная стратегия сбора энергии рекуперативного торможения на железнодорожной подстанции переменного тока предложена в работе [12]. Вопросы применения силовой электроники для повышения качества электроэнергии и эффективности электроснабжения тяговых сетей переменного тока рассмотрены в статье [13]. Оптимальная стратегия централизованного управления обменом потоками энергии рекуперативного торможения в тяговых системах постоянного тока предложена в работе [14]. Оценка динамического энергопотребления для высокоскоростной железной дороги дана в статье [15]. Возможности управления энергопотреблением в тяговой сети постоянного тока рассмотрены в работе [16]. Двухуровневая модель управления энергопотреблением железнодорожной подстанции с накопителем энергии описана в статье [17]. Вопросы применения искусственных нейронных сетей для прогнозирования электрической нагрузки на железнодорожном транспорте рассмотрены в работе [18].

Анализ представленных выше публикаций позволяет сделать вывод о том, что в них описаны важные аспекты, связанные с проблемой определения потерь электроэнергии в

ЭТС и повышением энергоэффективности процессов перевозок. Однако вопросы определения потерь энергии по данным АСКУЭ и адресности электропотребления в известных авто-рам работах не рассмотрены. Ниже представлены результаты исследований, направленных на разработку методов определения потерь электроэнергии в ЭТС и адресности электропотребления на основе измерительной информации, формируемой АСКУЭ.

Основные положения балансовой методики. Системы АСКУЭ, реализованные в тяговых сетях, как правило, регистрируют следующую информацию:

1) уровни напряжений, токов, углов между ними (для основной частоты) и расхода электроэнергии поездами вместе с пикетом расположения электровоза, которые фиксируются датчиками и приборами учета с интервалом Δt_D ;

2) расходы электроэнергии по фидерам контактной сети тяговых подстанций (ТП), которые фиксируются приборами учета с интервалом Δt_{TS} ; при этом $\Delta t_{TS} > \Delta t_D$.

Эти данные позволяют определить адресность электропотребления электроподвижным составом (ЭПС) и потери электроэнергии в тяговой сети путем составления электробалансов по плечам питания смежных ТП. Основой составления баланса является закон сохранения энергии с учетом среднего транзита активной и реактивной мощностей за принятый в АСКУЭ интервал времени отсчета по фидерам тяговых подстанций.

Регистрируемый счетчиками расход активной (и реактивной) электроэнергии с фидеров подстанции А (рис. 1) включает потребление поездами W_{aA} , расход на потери в тяговой сети ΔW_{aA} и транзит мощности к подстанции В W_{aT} :

$$W_{aA}^{Ch} = W_{aA} + \Delta W_{aA} + W_{aT}; \quad W_{rA}^{Ch} = W_{rA} + \Delta W_{rA} + W_{rT}.$$

Расход с фидеров подстанции В аналогичен, но за вычетом энергии транзита:

$$W_{aB}^{Ch} = W_{aB} + \Delta W_{aB} - W_{aT}; \quad W_{rB}^{Ch} = W_{rB} + \Delta W_{rB} - W_{rT}.$$

Расчетные оценки электропотребления поездами по плечам питания фидерной зоны W_{aA} , W_{aB} позволяют определить среднюю мощность транзита активной и реактивной электроэнергии:

$$W_{aT} = 0,5[W_{aA}^{Ch} - W_{aB}^{Ch} - (W_{aA} - W_{aB}) - (\Delta W_{aA} - \Delta W_{aB})];$$

$$W_{rT} = 0,5[W_{rA}^{Ch} - W_{rB}^{Ch} - (W_{rA} - W_{rB}) - (\Delta W_{rA} - \Delta W_{rB})].$$

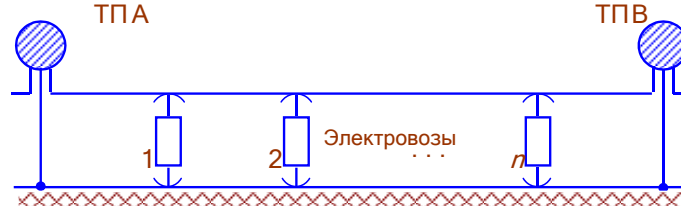


Рис. 1. Схема межподстанционной зоны (МПЗ)

Расходы электроэнергии на покрытие потерь можно считать пропорциональными регистрируемым расходам:

$$\Delta W_{aA} = \frac{W_{aA}^{Ch}}{W_{aA}^{Ch} + W_{aB}^{Ch}} \Delta W_a; \quad \Delta W_{aB} = \frac{W_{aB}^{Ch}}{W_{aA}^{Ch} + W_{aB}^{Ch}} \Delta W_a;$$

$$\Delta W_{rA} = \frac{W_{rA}^{Ch}}{W_{rA}^{Ch} + W_{rB}^{Ch}} \Delta W_r; \quad \Delta W_{rB} = \frac{W_{rB}^{Ch}}{W_{rA}^{Ch} + W_{rB}^{Ch}} \Delta W_r.$$

Средние мощности транзита могут быть определены по следующим формулам:

$$P_T = \frac{W_{aT}}{\Delta t_{TS}} = \frac{W_{aA}^{Ch} - W_{aB}^{Ch} - (W_{aA} - W_{aB}) - (\Delta W_{aA} - \Delta W_{aB})}{2\Delta t_{TS}};$$

$$Q_T = \frac{W_{rT}}{\Delta t_{TS}} = \frac{W_{rA}^{Ch} - W_{rB}^{Ch} - (W_{rA} - W_{rB}) - (\Delta W_{rA} - \Delta W_{rB})}{2\Delta t_{TS}},$$

В связи с несимметричной нагрузкой тяговых трансформаторов расчеты потерь в них отличаются рядом особенностей, изложенных ниже.

Вычисление потерь активной и реактивной мощности в тяговых трансформаторах. Расчеты потерь в тяговых трансформаторах требуют наличия информации о потоках мощности в двух смежных межподстанционных зонах (МПЗ), которые получают электроэнергию от данного трансформатора, а также информации об электропотреблении районом электрических сетей, подключенном к его районной обмотке. Расходы электроэнергии за время Δt_{TS} по фидерам районных потребителей регистрируются АСКУЭ, и их можно использовать в расчетах потерь, предполагая районную нагрузку стабильной в течение интервала Δt_{TS} . Результирующие потери в трансформаторе включают две составляющие. Первую образуют потери холостого хода, а вторую – нагрузочные потери. Первую группу потерь можно рассчитывать, предполагая напряжения трансформатора, равными номинальным значениям:

$$\Delta W_{Txx} = \Delta P_{Txx} \Delta t_{TS},$$

где ΔP_{Txx} — потери холостого хода трансформатора.

Наличие районной трехфазной нагрузки усложняет алгоритм расчетов нагрузочных потерь. Способ учета этого фактора представлен в работе [19]. Применительно к рассматриваемой ситуации, когда в процессе расчетов потерь тяговой сети получаются потоки мощности по фидерам тяговых подстанций, осредненные за время Δt_D , нагрузочные потери целесообразно определять по этим данным. При формировании алгоритма учитывались следующие положения. Мощности фаз районной нагрузки определяются из расходов за время Δt_{TS} по фидерам района электроснабжения (РЭС) в предположении симметрии районной нагрузки:

$$P_{PF} = \frac{1}{3} \frac{\sum_{j=1}^{mp} W_{Pa}^{(j)}}{\Delta t_{TS}}; \quad Q_{PF} = \frac{1}{3} \frac{\sum_{j=1}^{mp} W_{Pr}^{(j)}}{\Delta t_{TS}};$$

$$S_{PF} = \sqrt{P_{PF}^2 + Q_{PF}^2},$$

где $\sum_{j=1}^{mp} W_{Pa}^{(j)}$, $\sum_{j=1}^{mp} W_{Pr}^{(j)}$ — суммарные активное и реактивное

электропотребление по фидерам РЭС за интервал Δt_{TS} .

Необходимость учета несимметрии тяговой нагрузки требует пофазного учета нагрузок; при этом можно использовать формулы, применяемые для каждой фазы отдельно [21]:

$$P_{CF} = P_{TF} + P_{PF}; \quad Q_{CF} = Q_{TF} + Q_{PF},$$

где P_{CF} , P_{TF} , P_{PF} , Q_{CF} , Q_{TF} , Q_{PF} — активные и реактивные мощности фаз соответственно сетевой, тяговой и районной обмоток. Значения напряжений разных фаз можно считать одинаковыми.

Схема трехфазного трансформатора приведена на рис. 2; для упрощения районная обмотка не показана. При отсчетах фаз относительно напряжения АХ сетевой обмотки формулы для напряжений и токов записываются следующим образом:

$$\dot{U}_I = U_T e^{j0^\circ}; \quad \dot{U}_{II} = U_T e^{-j60^\circ} = U_T (0,5 - j0,866);$$

$$\dot{U}_{cA} = U_T e^{j180^\circ} = -U_T;$$

$$\dot{U}_{ab} = U_T e^{j60^\circ} = U_T (0,5 + j0,866);$$

$$\dot{U}_{bc} = U_T e^{-j60^\circ} = U_T (0,5 - j0,866);$$

$$\dot{I}_a = \frac{2}{3} \dot{I}_I + \frac{1}{3} \dot{I}_{II}; \quad \dot{I}_b = -\frac{1}{3} \dot{I}_I + \frac{1}{3} \dot{I}_{II};$$

$$\dot{I}_c = -\frac{1}{3} \dot{I}_I - \frac{2}{3} \dot{I}_{II}; \quad \dot{I}_I = I_I' + jI_I'' = \frac{P_{II} - jQ_{II}}{U_T};$$

$$I_I' = \frac{P_{II}}{U_T}; \quad I_I'' = -\frac{Q_{II}}{U_T};$$

$$\dot{I}_{II} = I_{II}' + jI_{II}'' = \frac{0,5P_{III} - 0,866Q_{III} - j(0,866P_{III} + 0,5Q_{III})}{U_T};$$

$$I_{II}' = \frac{0,5P_{III} - 0,866Q_{III}}{U_T}; \quad I_{II}'' = \frac{-0,866P_{III} - 0,5Q_{III}}{U_T};$$

где P_T , Q_T — мощности по вводу 27,5 кВ, P_{II} , Q_{II} , P_{III} , Q_{III} — мощности плеч питания; остальные величины обозначены на рис. 2.

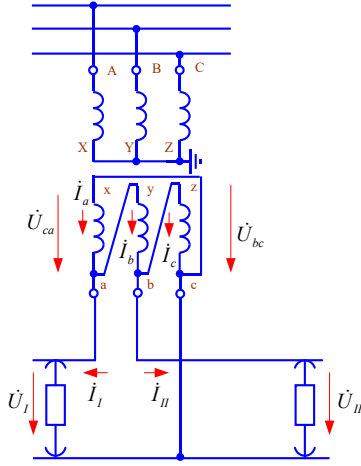


Рис. 2. Схема трехфазного трансформатора

Токи фаз тяговой обмотки равны:

$$I_a' = \frac{2P_{II} + 0,5P_{III} - 0,866Q_{III}}{3U_T};$$

$$I_a'' = \frac{-2Q_{II} - 0,866P_{III} - 0,5Q_{III}}{3U_T};$$

$$I_b' = \frac{-P_{II} + 0,5P_{III} - 0,866Q_{III}}{3U_T};$$

$$I_b'' = \frac{Q_{II} - 0,866P_{III} - 0,5Q_{III}}{3U_T};$$

$$I_c' = \frac{-P_{II} - P_{III} + 1,732Q_{III}}{3U_T};$$

$$I_c'' = \frac{Q_{II} + 1,732P_{III} + Q_{III}}{3U_T};$$

а мощности фаз определяются следующими равенствами:

$$\dot{S}_{Ia} = \dot{S}_{Iac} = P_{Ia} + jQ_{Ia} = U_T(I_a' - jI_a'') = U_T I_a' - jU_T I_a'';$$

$$S_{Ia} = \sqrt{P_{Ia}^2 + Q_{Ia}^2};$$

$$\dot{S}_{Ib} = \dot{S}_{Iba} = -U_T(0,5I_b' + 0,866I_b'') - jU_T(0,866I_b' - 0,5I_b'');$$

$$\dot{S}_{Ic} = \dot{S}_{Icb} = U_T(0,5I_c' + 0,866I_c'') + jU_T(0,866I_c' + 0,5I_c'').$$

Нагрузки фаз тяговой обмотки с учетом того, что:

$$P_{II} + P_{III} = P_T, Q_{II} + Q_{III} = Q_T$$

можно определить так:

$$P_{Ia} = \frac{1}{3}(2P_{II} + 0,5P_{III} - 0,866Q_{III});$$

$$Q_{Ia} = \frac{1}{3}(2Q_{II} + 0,866P_{III} + 0,5Q_{III});$$

$$P_{Ib} = \frac{1}{3}[0,5P_T - 0,866(Q_{II} - Q_{III})];$$

$$Q_{Ib} = \frac{1}{3}[0,5Q_T + 0,866(P_{II} - P_{III})];$$

$$P_{Ic} = \frac{1}{3}(0,5P_{II} + 0,866Q_{II} + 2P_{III});$$

$$Q_{Ic} = \frac{1}{3}(-0,866P_{II} + 0,5Q_{II} + 2Q_{III}).$$

Так как токи нулевой последовательности не протекают, то нагрузка фазы сетевой обмотки определяется на основе следующих соотношений:

$$\dot{S}_{C-A} = P_{C-A} + jQ_{C-A}, S_{C-A} = \sqrt{P_{C-A}^2 + Q_{C-A}^2},$$

$$P_{C-A} = P_{Ia} + P_p + \Delta P_{Ia} + \Delta P_{Pa} + \Delta P_{C-A} + \frac{1}{3}\Delta P_x;$$

$$Q_{C-A} = Q_{Ia} + Q_p + \Delta Q_{Ia} + \Delta Q_{Pa} + \Delta Q_{C-A} + \frac{1}{3}\Delta Q_x.$$

Если номинальные мощности обмоток равны, то активные сопротивления их фаз, приведенные к стороне высокого напряжения, можно вычислить так:

$$R_1 = R_2 = R_3 = \frac{3U_C^2 \Delta P_k}{2S_H^2},$$

где U_C — номинальное напряжение фазы сетевой обмотки, S_H — номинальная мощность, ΔP_k — потери короткого замыкания трансформатора.

Потери мощности в фазе тяговой обмотки можно вычислить так:

$$\Delta P_{Ia} = R_1 I_{Ia}^2 = \frac{3S_{Ia}^2 \Delta P_k}{2S_H^2} = \frac{1}{6} \Delta P_k k_{zIT}^2 = 1,5 \Delta P_k \left(\frac{S_{Ia}}{S_H} \right)^2;$$

$$\Delta P_{Ib} = 1,5 \Delta P_k \left(\frac{S_{Ib}}{S_H} \right)^2; \Delta P_{Ic} = 1,5 \Delta P_k \left(\frac{S_{Ic}}{S_H} \right)^2,$$

где $k_{zIT} = \frac{3S_{Ia}}{S_H}$ — коэффициент загрузки фазы тяговой

обмотки.

Потери в фазах сетевой и районной обмоток находятся по выражениям:

$$\Delta P_{Pa} = \frac{1}{6} \Delta P_k k_{zP}^2 = \frac{1}{6} \Delta P_k \left(\frac{S_p}{S_H} \right)^2;$$

$$\Delta P_{Pb} = \Delta P_{Pc} = \Delta P_{Pa};$$

$$\Delta P_{C-A} = \frac{1}{6} \Delta P_k k_{zC-A}^2 = 1,5 \Delta P_k \left(\frac{S_{C-A}}{S_H} \right)^2;$$

$$\Delta P_{C-B} = 1,5 \Delta P_k \left(\frac{S_{C-B}}{S_H} \right)^2; \Delta P_{C-C} = 1,5 \Delta P_k \left(\frac{S_{C-C}}{S_H} \right)^2,$$

где $k_{zP} = \frac{S_p}{S_H}$ — коэффициент загрузки районной обмотки (в

предположении симметрии ее нагрузки); $k_{zC-A} = \frac{3S_{C-A}}{S_H}$ —

коэффициент загрузки фазы сетевой обмотки,

$$S_{C-A} = \sqrt{P_{C-A}^2 + Q_{C-A}^2}.$$

Из-за различия напряжений короткого замыкания выражения для потерь реактивной мощности записываются иначе. Реактивные сопротивления катушек можно найти по формулам [20]:

$$X_C = \frac{3U_C^2}{200S_H}(u_{CT}' + u_{CP}' - u_{TP}');$$

$$X_T = \frac{3U_C^2}{200S_H}(u_{CT}' - u_{CP}' + u_{TP}');$$

$$X_P = \frac{3U_C^2}{200S_H}(-u_{CT}' + u_{CP}' + u_{TP}'),$$

где $u_{ij}' = \sqrt{u_{ij}^2 - \left(\frac{100\Delta P_k}{S_H}\right)^2}$ — напряжение короткого за-

мыкания (КЗ); u_{ij} — напряжение КЗ в процентах, символ «С» в индексе относится к обмотке ВН (сетевой), «Т» — к тяговой, «Р» — к районной обмотке.

Потери реактивной мощности вычисляются так:

$$\begin{aligned} \Delta Q_{Ta} &= X_T I_{Ta}^2 = \frac{3S_{Ta}^2}{200S_H}(u_{CT}' - u_{CP}' + u_{TP}') = \\ &= \frac{k_{zTT}^2 S_H}{600}(u_{CT}' - u_{CP}' + u_{TP}') \end{aligned};$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{Pa} &= X_P I_{Pa}^2 = \frac{3S_{Pa}^2}{200S_H}(-u_{CT}' + u_{CP}' + u_{TP}') = \\ &= \frac{k_{zPP}^2 S_H}{600}(-u_{CT}' + u_{CP}' + u_{TP}') \end{aligned};$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{CA} &= X_C I_{CA}^2 = \frac{3S_{CA}^2}{200S_H}(u_{CT}' + u_{CP}' - u_{TP}') = \\ &= \frac{k_{zCA}^2 S_H}{600}(u_{CT}' + u_{CP}' - u_{TP}') \end{aligned}.$$

Расчет реактивной мощности, потребляемой без нагрузки, производится по выражению:

$$\Delta Q_x = \sqrt{\left(\frac{i_x S_H}{100}\right)^2 - \Delta P_x^2}.$$

Менее предпочтительным для расчетов потерь в тяговом трансформаторе является вариант использования, наряду с информацией по анализируемой МПЗ, данных по расходу электроэнергии по фидерам смежной МПЗ. Средние активную и реактивную мощности смежного плеча питания можно рассчитать по расходу электроэнергии за время Δt_{TS} . Умножением на квадрат коэффициента формы можно получить эффективные значения. Этот коэффициент можно рассчитать по информации анализируемой МПЗ.

Расчеты потерь в однофазном тяговом трансформаторе СТЭ 2х25 кВ существенно проще, чем в трехфазном. В частности, для однофазного трансформатора требуется поток мощности только одного плеча подстанции. При расчете потерь энергии в однофазном тяговом трансформаторе за очередной интервал Δt_D необходимо учитывать следующие особенности.

1. Мощности районной обмотки определяются по выражениям, аналогичным выражениям для трехфазного трансформатора, как мощности одной фазы.

2. Мощность сетевой обмотки предварительно рассчитывается суммированием мощностей тяговой и районной обмоток.

3. Мощности нагрузочных потерь обмоток определяются выражениями, аналогичными выражениям для одной фазы трехфазного трансформатора.

Погрешности измерений расхода электроэнергии. Контроль погрешностей измерения электроэнергии необходим для выявления возможных ошибок в учете расхода электроэнергии тяговыми подстанциями.

Расчетные потери ΔW_{ap} могут отличаться от отчетных потерь ΔW_a на величину:

$$\Delta W_{\Pi} = 0,01 \cdot \sqrt{\sum_{k=1}^n \delta_k^2 \cdot W_{ak}^2 + \delta_A^2 \cdot (W_{AA}^{Ch})^2 + \delta_B^2 \cdot (W_{AB}^{Ch})^2},$$

где δ_k — погрешность измерительного канала поезда k , %;

δ_A, δ_B — погрешности измерительных каналов фидеров

тяговых подстанций, %; $W_{ak} = \sum_{i=1}^i W_{ak}^{(i)}$ — суммарное ак-

тивное потребление поездом за t интервалов Δt_D нахождения поезда на фидерной зоне.

Результирующую погрешность измерения можно оценить так:

$$\delta = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{CH}^2 + \delta_{TT}^2 + \delta_{TH}^2 + \delta_L^2}, \quad (1)$$

где $\delta_{CH}, \delta_{TT}, \delta_{TH}$ — соответственно допустимые погрешности приборов учета, трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), %; δ_L — допустимая потеря напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН, %.

Дополнительно могут возникать погрешности за счет малости величин токов по сравнению с номинальными токами ТТ и счетчиков. Учет таких погрешностей не предусмотрен нормативными документами, однако в условиях больших размахов мощностей электровозов возможны заметные погрешности из-за малых токов ТТ и токовых цепей приборов учета. В частности, большинство типов ТТ занижает примерно на 2 % значения тока в измеряемой цепи, если величины тока составляют менее 5 % номинала. Кроме того, порог чувствительности установленного на электровозах счетчика составляет 5 мА, или 0,4 А по первичной стороне трансформатора тока 400/5. По причине сравнительной стабильности этих погрешностей их целесообразно принимать в расчет простым сложением с суммарной погрешностью.

Различие между отчетными потерями электроэнергии за интервал Δt_{TS} и расчетными техническими потерями не должно превышать суммарной погрешности:

$$|\Delta W_{a \text{ расч}} - \Delta W_a| \leq \Delta W_{\Sigma}.$$

Методика расчетов адресности и потерь электроэнергии в ЭТС. Алгоритм расчетов адресности и потерь для однородной межподстанционной зоны (т. е. такой МПЗ, на которой на всем протяжении одинаковая тяговая сеть), одинаковый для систем тяги 25 кВ и 2х25 кВ, включает следующие блоки [21].

1. Выделение очередной фидерной зоны. Выделяется первая или очередная фидерная зона для расчетов баланса электроэнергии по интервалу Δt_{TS} . К фидерной зоне могут относиться либо вся МПЗ, либо ее часть при консольном питании, либо станционные пути.

2. Выделение очередного интервала Δt_{TS} . Определяет-

ся первый или очередной интервал Δt_{TS} для расчетов.

3. Выделение очередного интервала Δt_D . Выделяется первый или очередной интервал Δt_D интервала контроля расхода электроэнергии тяговыми подстанциями.

4. Определение текущего расположения поездов. На основании данных АСКУЭ определяются пикеты поездов контролируемой фидерной зоны (рис. 3), на текущий интервал Δt_D расположенных на фидерной зоне. Наличие установки компенсации реактивной мощности (УКРМ) на посту секционирования учитывается как дополнительный поезд,

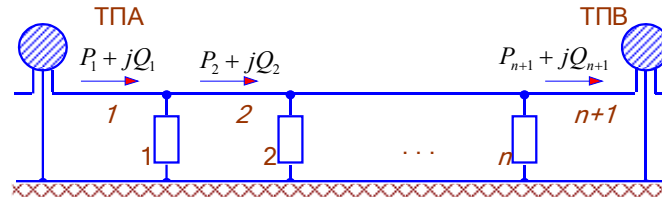


Рис. 3. Схема потоков мощности в МПЗ

Наличие установок продольной компенсации, которые расположены вне зоны учета фидерных счетчиков, также приводит к перераспределению мощности между тяговыми подстанциями с учетом в виде транзита по п. 10 алгоритма.

5. Определение текущих мощностей ЭПС. По расходам электроэнергии поездами $W_{ak}^{(i)}$, $W_{rk}^{(i)}$ за текущий интервал определяются мощности поездов:

$$P_k^{(i)} = \frac{W_{ak}^{(i)}}{\Delta t_D}; Q_k^{(i)} = \frac{W_{rk}^{(i)}}{\Delta t_D}$$

и расходы полной электроэнергии:

$$W_{Sk}^{(i)} = \sqrt{W_{ak}^{(i)2} + W_{rk}^{(i)2}},$$

где $k = 1, 2, \dots, n$; i — номер текущего интервала Δt_D ; k — порядковый номер поезда; n — количество поездов на МПЗ на конец i -го интервала.

Полная электроэнергия нужна для разнесения ее потерь по поездам, поскольку потери возникают как в режимах тяги, так и рекуперации. Кроме того, они обусловлены активным и реактивным электропотреблением.

6. Разнесение поездных мощностей по плечам питания. При одностороннем питании фидерной зоны для момента времени i суммируются активные и реактивные мощности $P_A^{(i)}$, $Q_A^{(i)}$ всех поездов и суммы относятся к соответствующему плечу питания МПЗ:

$$P_A^{(i)} = \sum_{k=1}^n P_k^{(i)}; Q_A^{(i)} = \sum_{k=1}^n Q_k^{(i)},$$

где n — количество поездов на фидерной зоне.

При двустороннем питании мощности $P_k^{(i)}$, $Q_k^{(i)}$ поездов и установок компенсации на постах секционирования разносятся по плечам питания А и В обратно пропорционально расстояниям до тяговых шин подстанций:

$$P_{kA}^{(i)} = P_k^{(i)} \frac{(L - l_k^{(i)})}{L}; Q_{kA}^{(i)} = Q_k^{(i)} \frac{(L - l_k^{(i)})}{L};$$

$$P_A^{(i)} = \sum_{k=1}^n P_{kA}^{(i)}; Q_A^{(i)} = \sum_{k=1}^n Q_{kA}^{(i)};$$

потребляющий реактивную мощность, равную

$$Q_c = -Q_{cn} \frac{U^2}{U_n^2},$$

где Q_{cn} — полезная мощность УКРМ; U_n — номинальное напряжение; U — текущее значение напряжения на посту секционирования, которое может быть принято равным напряжению на токоприемнике ближайшего электровоза. УКРМ на тяговой подстанции подключено к шинам 27,5 кВ и не требует учета в расчетах адресности и потерь, поскольку расположено вне зоны учета электроэнергии счетчиками фидеров, а возникающие при этом потоки мощности будут учтены как транзит по тяговой сети.

номинальное напряжение; U — текущее значение напряжения на посту секционирования, которое может быть принято равным напряжению на токоприемнике ближайшего электровоза. УКРМ на тяговой подстанции подключено к шинам 27,5 кВ и не требует учета в расчетах адресности и потерь, поскольку расположено вне зоны учета электроэнергии счетчиками фидеров, а возникающие при этом потоки мощности будут учтены как транзит по тяговой сети.

$$P_{kB}^{(i)} = P_k^{(i)} \frac{l_k^{(i)}}{L}; Q_{kB}^{(i)} = Q_k^{(i)} \frac{l_k^{(i)}}{L};$$

$$P_B^{(i)} = \sum_{k=1}^n P_{kB}^{(i)}; Q_B^{(i)} = \sum_{k=1}^n Q_{kB}^{(i)},$$

где $l_k^{(i)}$ — расстояние от поезда k до подстанции А для текущего интервала Δt_D с номером i ; L — расстояние между смежными подстанциями А и В.

7. Определение объемов электропотребления по плечам питания. Определяются расходы активной и реактивной электроэнергии плеч питания подстанций за текущий интервал Δt_D :

$$W_{aA}^{(i)} = P_A^{(i)} \Delta t; W_{rA}^{(i)} = Q_A^{(i)} \Delta t;$$

$$W_{aB}^{(i)} = P_B^{(i)} \Delta t; W_{rB}^{(i)} = Q_B^{(i)} \Delta t.$$

8. Разнесение электропотребления поездами за интервал Δt_{TS} в целом. Производится переход на п. 3, если интервал контроля электроэнергии по подстанциям еще не исчерпан.

9. Определение отчетных потерь. Потери электроэнергии в тяговой сети за период Δt_{TS} равны разнице между расходом электроэнергии в межподстанционной зоне, регистрируемым счетчиками фидеров тяговых подстанций, и суммарным потреблением поездами:

$$\Delta W_a = W_{aA}^{Ch} + W_{aB}^{Ch} - \sum_{i=1}^{60} \sum_{k=1}^n W_{ak}^{(i)}.$$

Они определяются фактическими потерями в ЭТС, погрешностями средств измерений на электровозах и подстанциях, неучетом нетяговых потребителей, питающихся с вводов 27,5 кВ, возможными неисправностями систем учета электрической энергии. Большое значение отчетных потерь указывает на неправильную работу средств измерений, наличие неучтенных потребителей или на грубые ошибки при обработке данных.

Для последующих расчетов необходимо определение отчетных потерь реактивной энергии:

$$\Delta W_r = W_{rA}^{Ch} + W_{rB}^{Ch} - \sum_{i=1}^{60} \sum_{k=1}^n W_{rk}^{(i)}.$$

10. Расчет транзитных мощностей, протекающих в контактной сети. Расчет мощностей транзита производится по следующим формулам:

$$P_T = \frac{W_{aA}^{Ch} - W_{aB}^{Ch} - (W_{aA} - W_{aB}) - (\Delta W_{aA} - \Delta W_{aB})}{2\Delta t_{TS}};$$

$$Q_T = \frac{W_{rA}^{Ch} - W_{rB}^{Ch} - (W_{rA} - W_{rB}) - (\Delta W_{rA} - \Delta W_{rB})}{2\Delta t_{TS}},$$

$$\text{где } \Delta W_{aA} = \frac{W_{aA}^{Ch}}{W_{aA}^{Ch} + W_{aB}^{Ch}} \Delta W_a; \Delta W_{aB} = \frac{W_{aB}^{Ch}}{W_{aA}^{Ch} + W_{aB}^{Ch}} \Delta W_a;$$

$$\Delta W_{rA} = \frac{W_{rA}^{Ch}}{W_{rA}^{Ch} + W_{rB}^{Ch}} \Delta W_r; \Delta W_{rB} = \frac{W_{rB}^{Ch}}{W_{rA}^{Ch} + W_{rB}^{Ch}} \Delta W_r,$$

W_{aA}^{Ch}, W_{aB}^{Ch} — регистрируемый счетчиками расход активной и реактивной электроэнергии с фидеров подстанций А и В за время Δt_{TS} .

11. Корректировка предварительно рассчитанных расходов плеч питания на транзит мощности. К расчетным оценкам расходов активной и реактивной электроэнергии плеч питания подстанций за все интервалы Δt_{TS} добавляются расходы транзита электроэнергии:

$$W_{aA}^{\Sigma} = W_{aA} + P_T \Delta t_{TS}; W_{rA}^{\Sigma} = W_{rA} + Q_T \Delta t_{TS};$$

$$W_{aB}^{\Sigma} = W_{aB} - P_T \Delta t_{TS}; W_{rB}^{\Sigma} = W_{rB} - Q_T \Delta t_{TS}.$$

12. Расчеты потоков мощности в тяговой сети для каждого динамического участка тяговой сети между поездами. Для каждого интервала Δt_D с номером i ($i=1, 2, \dots, 60$) для каждого участка с номером k ($k=1, 2, \dots, n+1$) рассчитываются потоки активной и реактивной мощности по участкам тяговой сети между поездами с добавкой мощности транзита:

$$P_{kTC}^{(i)} = \sum_{j=k}^n P_{jA}^{(i)} - \sum_{j=1}^{k-1} P_{jB}^{(i)} + P_T;$$

$$Q_{kTC}^{(i)} = \sum_{j=k}^n Q_{jA}^{(i)} - \sum_{j=1}^{k-1} Q_{jB}^{(i)} + Q_T.$$

Потоки от ТП А считаются положительными, а потоки от ТП В — отрицательными.

13. Определение точки потокораздела мощности и разнесение расходов по плечам питания. Определяется поезд, на котором меняется знак $P_{kTC}^{(i)}$. Расход электроэнергии за время Δt_D этого поезда разносится на обе подстанции в соответствии со значениями левого и правого потоков мощности:

$$W_{kA}^{(i)} = P_{kTC}^{(i)} \Delta t;$$

$$W_{kB}^{(i)} = -P_{k+1TC}^{(i)} \Delta t_D.$$

Место расположения этого поезда является точкой потокораздела. Расходы электроэнергии за время Δt_D левее этого поезда относятся на подстанцию А, расходы поездов, расположенных правее, — к подстанции В. Если значение потока мощности $P_{kTC}^{(i)}$ по участку k нулевое, то точка потокораздела лежит внутри этого участка. Или, что то же самое, если пото-

ки слева и справа от поезда имеют одинаковые знаки, то расход поезда за время Δt_D относят к левой подстанции при положительных потоках или к правой — при отрицательных. Потоки электроэнергии по крайним динамическим участкам представляют собой суммарные расчетные расходы электроэнергии поездами с плеч питания МПЗ без учета потерь в ЭТС:

$$W_a^{\Sigma} = W_{aA}^{\Sigma} + W_{aB}^{\Sigma}; W_r^{\Sigma} = W_{rA}^{\Sigma} + W_{rB}^{\Sigma}.$$

При консольном питании МПЗ все расходы электроэнергии относят к единственной подстанции.

14. Расчеты технических потерь в динамических участках тяговой сети. По значениям потоков активной и реактивной мощностей и сопротивлениям участков ЭТС вычисляются расчетные технические потери на k -м участке за i -й интервал Δt_D :

$$\Delta W_k^{(i)} = \frac{P_{kTC}^{(i)2} + Q_{kTC}^{(i)2}}{U_k^{(i)2}} R_k \Delta t_D,$$

где $U_k^{(i)}$ — напряжение на k -м поезде в i -й интервал; R_k — сопротивление k -го участка слева от k -го поезда. Для системы 2×25 кВ R_k — активная составляющая транзитного сопротивления.

15. Раскладка потерь по проводам участка тяговой сети. Раскладка потерь электроэнергии в многопроводной тяговой сети по отдельным проводам производится в соответствии с методикой, представленной в работе [22]:

$$\Delta W_j^{(np)} = \Delta W_k^{(i)} \frac{R_j \cdot \alpha_j^2}{\sum_{i=1}^m R_i \cdot \alpha_i^2},$$

где $\Delta W_j^{(np)}$ — потери в проводе j ; R_i — активное сопротивление одного километра провода i ; α_i — коэффициенты токораспределения, т. е. модули доли тока в проводе i ; m — количество проводов в системе: провода контактной подвески, усиливающие, экранирующие провода, рельсы.

16. Расчеты потерь в автотрансформаторах системы 2×25 кВ. Потери холостого хода в автотрансформаторах за i -й интервал Δt_D определяются на основе приведенных в паспортных данных оборудования потерь мощности:

$$\Delta W_{xj}^{(i)} = \Delta P_{xj} \left(\frac{U_i}{U_H} \right)^2 \Delta t_D,$$

где $\Delta W_{xj}^{(i)}$ — потери j -го автотрансформатора за интервал Δt_D ; U_i — напряжение контактной сети, принимаемое равным напряжению на токоприемнике ближайшего электроваза; U_H — номинальное напряжение обмотки автотрансформатора, присоединенной к контактной сети; ΔP_{xj} — потери холостого хода j -го автотрансформатора.

Нагрузочные потери электроэнергии j -го автотрансформатора определяются по формуле:

$$\Delta W_{nj}^{(i)} = \frac{P_{kTC}^{(i)2} + Q_{kTC}^{(i)2}}{S_{Hj}^2} \Delta P_{Kj} \Delta t_D,$$

где $P_{kTC}^{(i)}, Q_{kTC}^{(i)}$ — потоки мощности по участку тяговой сети, примыкающему к автотрансформатору; из двух участков выбирается участок с большим потоком мощности; S_{Hj} —

номинальная мощность автотрансформатора; ΔP_{K_j} — потери короткого замыкания.

17. Расчеты технических потерь в тяговом трансформаторе СТЭ 25 кВ. Для расчетов потерь требуется информация по мощностям плеч питания P_{II} , Q_{II} , P_{III} , Q_{III} тягового трансформатора, т. е. нужны результаты по п. 12 и 13 для двух МПЗ. Кроме того, необходимы данные по расходам собственных нужд подстанции, полученные от соответствующего счетчика.

17.1. Определяются мощности фаз районной обмотки трансформатора:

$$P_{PF} = \frac{1}{3} \frac{\sum_{j=1}^{mp} W_{Pa}^{(j)}}{\Delta t_{TS}} ; Q_{PF} = \frac{1}{3} \frac{\sum_{j=1}^{mp} W_{Pr}^{(j)}}{\Delta t_{TS}} ;$$

$$S_{PF} = \sqrt{P_{PF}^2 + Q_{PF}^2} ,$$

где $\sum_{j=1}^{mp} W_{Pa}^{(j)}$, $\sum_{j=1}^{mp} W_{Pr}^{(j)}$ — суммарные активное и реактивное

электропотребления по фидерам района электроснабжения нетяговых потребителей за интервал Δt_{TS} .

17.2. Определяются мощности фаз собственных нужд:

$$P_{CHF} = \frac{1}{3} \frac{W_{Cha}}{\Delta t_{TS}} ; Q_{CHF} = \frac{1}{3} \frac{W_{Chr}}{\Delta t_{TS}} ;$$

$$S_{CHF} = \sqrt{P_{CHF}^2 + Q_{CHF}^2} ,$$

где W_{Cha} , W_{Chr} — активное и реактивное электропотребление собственных нужд за интервал Δt_{TS} .

17.3. Определяются мощности фаз тяговой обмотки за каждый интервал Δt_D :

$$P_{Ia} = \frac{1}{3} (2P_{II} + 0,5P_{III} - 0,866Q_{III}) + P_{CHF} ;$$

$$Q_{Ia} = \frac{1}{3} (2Q_{II} + 0,866P_{III} + 0,5Q_{III}) + Q_{CHF} ;$$

$$P_{Ib} = \frac{1}{3} [0,5P_{II} - 0,866(Q_{II} - Q_{III})] + P_{CHF} ;$$

$$Q_{Ib} = \frac{1}{3} [0,5Q_{II} + 0,866(P_{II} - P_{III})] + Q_{CHF} ;$$

$$P_{Ic} = \frac{1}{3} (0,5P_{II} + 0,866Q_{II} + 2P_{III}) + P_{CHF} ;$$

$$Q_{Ic} = \frac{1}{3} (-0,866P_{II} + 0,5Q_{II} + 2Q_{III}) + Q_{CHF} .$$

В случае наличия УКРМ на шинах подстанции номинальная полезная мощность УКРМ вычитается из реактивной мощности соответствующей фазы.

17.4. Определяются мощности фазы А сетевой обмотки без учета нагрузочных потерь за каждый интервал Δt_D :

$$\Delta Q_x = \sqrt{\left(\frac{i_x S_H}{100}\right)^2 - \Delta P_x^2} ; P_{C-A} = P_{Ia} + P_P + \frac{1}{3} \Delta P_x ;$$

$$Q_{C-A} = Q_{Ia} + Q_P + \frac{1}{3} \Delta Q_x ; S_{C-A} = \sqrt{P_{C-A}^2 + Q_{C-A}^2} ,$$

где S_H — номинальная мощность; i_x — ток холостого хода в процентах; ΔP_x , ΔQ_x — потери холостого хода. Мощности остальных фаз сетевой обмотки S_{C-B} , S_{C-C} вычисляются аналогично.

17.5. Определяются потери для всех фаз тяговой обмотки за каждый интервал Δt_D :

$$\Delta P_{Ia} = R_1 I_{Ia}^2 = \frac{3 S_{Ia}^2 \Delta P_k}{2 S_H^2} = \frac{1}{6} \Delta P_k k_{zIT}^2 = 1,5 \Delta P_k \left(\frac{S_{Ia}}{S_H}\right)^2 ;$$

$$\Delta P_{Ib} = 1,5 \Delta P_k \left(\frac{S_{Ib}}{S_H}\right)^2 ; \Delta P_{Ic} = 1,5 \Delta P_k \left(\frac{S_{Ic}}{S_H}\right)^2 ,$$

где $k_{zIT} = \frac{3 S_{Ia}}{S_H}$ — коэффициент загрузки фазы тяговой

обмотки.

17.6. Рассчитываются потери, относящиеся к районной и сетевой обмоткам, за каждый интервал Δt_{TS} :

$$\Delta P_{Pa} = \frac{1}{6} \Delta P_k k_{zP}^2 = \frac{1}{6} \Delta P_k \left(\frac{S_P}{S_H}\right)^2 ;$$

$$\Delta P_{Pb} = \Delta P_{Pc} = \Delta P_{Pa} ;$$

$$\Delta P_{C-A} = \frac{1}{6} \Delta P_k k_{zC-A}^2 = 1,5 \Delta P_k \left(\frac{S_{C-A}}{S_H}\right)^2 ;$$

$$\Delta P_{C-B} = 1,5 \Delta P_k \left(\frac{S_{C-B}}{S_H}\right)^2 ; \Delta P_{C-C} = 1,5 \Delta P_k \left(\frac{S_{C-C}}{S_H}\right)^2 ,$$

где ΔP_k — потери короткого замыкания; $k_{zP} = \frac{S_P}{S_H}$,

$k_{zC-A} = \frac{3 S_{C-A}}{S_H}$ — соответственно коэффициенты загрузки

районной и сетевой обмоток.

17.7. Определяется потребление активной электроэнергии из внешней сети за каждый интервал времени Δt_D с сетевой обмоткой трансформатора:

$$W_T = (P_{C-A} + \Delta P_{C-A} + P_{C-B} + \Delta P_{C-B} + P_{C-C} + \Delta P_{C-C}) \Delta t_D .$$

17.8. Перемножением суммарной мощности потерь на интервал времени вычисляются условно-постоянные и нагрузочные потери активной энергии в трансформаторе:

$$\Delta W_T = (\Delta P_{Ia} + \Delta P_{Pa} + \Delta P_{C-A} + \Delta P_{Ib} + \Delta P_{Pb} + \Delta P_{C-B} + \Delta P_{Ic} + \Delta P_{Pc} + \Delta P_{C-C} + \Delta P_x) \Delta t_D .$$

Определяется доля технических потерь в тяговом трансформаторе:

$$\delta W = \frac{\Delta W_T}{W_T} \cdot 100\% .$$

Доли технических потерь, приходящихся на тягу и собственные нужды, определяются пропорционально соответствующим долям потребленной электроэнергии.

Расчеты пунктов 17.3–17.8 производятся за отрезок времени Δt_{TS} контроля расхода электроэнергии на подстанциях с суммированием абсолютных значений потерь и определением их доли.

18. Расчеты технических потерь в тяговом трансформаторе

маторе СТЭ 2×25 кВ. Для однофазного трехобмоточного тягового трансформатора расход электроэнергии на тягу определяется суммированием показаний счетчиков контактной сети и питающего провода соответствующего плеча. При питании района от треугольника районных обмоток трех однофазных трансформаторов учитывается мощность района в предположении симметрии районной нагрузки; при наличии отдельного районного трансформатора мощность районной нагрузки нулевая. Предполагается известной по показаниям счетчика и величина активной мощности собственных нужд.

18.1. Мощность районной обмотки определяется как мощность одной фазы:

$$P_p = \frac{1}{3} \frac{\sum_{j=1}^{mp} W_{P_a}^{(j)}}{\Delta t_{TS}}; Q_p = \frac{1}{3} \frac{\sum_{j=1}^{mp} W_{P_r}^{(j)}}{\Delta t_{TS}};$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2},$$

где $\sum_{j=1}^{mp} W_{P_a}^{(j)}$, $\sum_{j=1}^{mp} W_{P_r}^{(j)}$ — суммарные активное и реактивное

электропотребления по фидерам РЭС за интервал Δt_{TS} .

18.2. Определяются мощности фаз собственных нужд:

$$P_{CHF} = \frac{1}{3} \frac{W_{CHa}}{\Delta t_{TS}}; Q_{CHF} = \frac{1}{3} \frac{W_{CHr}}{\Delta t_{TS}};$$

$$S_{CHF} = \sqrt{P_{CHF}^2 + Q_{CHF}^2},$$

где W_{CHa} , W_{CHr} — активное и реактивное электропотребление собственных нужд за интервал Δt_{TS} .

18.3. Мощность сетевой обмотки предварительно рассчитывается суммированием мощностей тяговой и районной обмоток и потерь холостого хода за каждый интервал времени Δt_D :

$$P_c = P_T + P_p + P_{CHF} + \Delta P_x;$$

$$Q_c = Q_T + Q_p + Q_{CHF} + \sqrt{\left(\frac{i_x S_H}{100}\right)^2 - \Delta P_x^2};$$

$$S_T = \sqrt{P_T^2 + Q_T^2}; S_C = \sqrt{P_C^2 + Q_C^2},$$

где S_H — номинальная мощность трансформатора; i_x — ток холостого хода в процентах; ΔP_x — потери холостого хода трансформатора.

18.4. Определяются мощности нагрузочных потерь обмоток за каждый интервал Δt_D :

$$\Delta P_T = 0,5 \Delta P_k \left(\frac{S_T}{S_H}\right)^2; \Delta P_p = 0,5 \Delta P_k \left(\frac{S_p}{S_H}\right)^2;$$

$$\Delta P_C = 0,5 \Delta P_k \left(\frac{S_C}{S_H}\right)^2.$$

18.5. Рассчитывается потребление активной электроэнергии из внешней сети за интервал времени Δt_D с сетевой обмоткой:

$$W_T = (P_C + \Delta P_C) \Delta t_D.$$

18.6. Потери активной энергии в трансформаторе опреде-

ляются через соответствующие мощности:

$$\Delta W_T = (\Delta P_T + \Delta P_p + \Delta P_C + \Delta P_x) \Delta t_D.$$

Определяется доля технических потерь в тяговом трансформаторе:

$$\delta W = \frac{\Delta W_T}{W_T} \cdot 100\%.$$

Значения потерь, приходящихся на тягу и собственные нужды, определяются пропорционально соответствующим долям потребленной электроэнергии.

Расчеты пунктов 18.3–18.6 производятся за все интервалы Δt_D в отрезок времени, равный Δt_{TS} , с суммированием абсолютных значений потерь и определением доли потерь.

19. Расчеты суммарных потерь в ЭТС и трансформаторах. Расчетные технические потери, возникающие за счет электропотребления тяги анализируемой МПЗ, за интервал определяются по следующему соотношению:

$$\Delta W_{ap}^{(1)} = \Delta W_{TA} + \Delta W_{TB} + \sum_{k=1}^{n+1} \Delta W_k^{(i)} + \sum_{j=1}^m (\Delta W_{nj}^{(i)} + \Delta W_{xj}^{(i)}),$$

где ΔW_{TA} — величина потерь в трансформаторе левой подстанции МПЗ, приходящаяся на расчетную МПЗ; ΔW_{TB} — то же для трансформатора правой подстанции; n — количество поездов в МПЗ; m — количество автотрансформаторов системы 2×25 кВ в МПЗ.

Доля потерь при электроснабжении тяги с учетом потерь в тяговом трансформаторе определяется следующим образом:

$$\delta W_T = \frac{\Delta W_{ap}^{(1)}}{W_{aA}^{Ch} + W_{aB}^{Ch}} \cdot 100\%.$$

Расчеты производятся за все интервалы Δt_D в отрезок времени контроля расхода электроэнергии на подстанциях Δt_{TS} с суммированием абсолютных значений потерь и определением доли потерь:

$$\Delta W_{ap} = \sum_{j=1}^{60} (\Delta W_{ap}^{(j)}).$$

20. Расчеты погрешностей измерений. Абсолютные погрешности измерения расхода электроэнергии поездами и тяговыми подстанциями за интервал Δt_{TS} определяются выражениями следующего вида:

$$\Delta W_{\Pi}^{\Pi} = 0,01 \cdot \sqrt{\sum_{k=1}^n \delta_k^2 \cdot W_{ak}^2},$$

$$\Delta W_{\Pi}^{TS} = 0,01 \cdot \sqrt{\delta_A^2 \cdot (W_{aA}^{Ch})^2 + \delta_B^2 \cdot (W_{aB}^{Ch})^2}.$$

где δ_k — погрешность измерительного канала поезда k , %; δ_A , δ_B — погрешности измерительных каналов фидеров тяговых подстанций, %; $W_{ak} = \sum_{i=1}^t W_{ak}^{(i)}$ — активное потребление поездом за t интервалов Δt_D нахождения поезда на фидерной зоне.

Абсолютная погрешность различия расчетных потерь ΔW_{ap} от отчетных потерь ΔW_a за интервал Δt_{TS} вычисляется следующим образом:

$$\Delta W_{\Sigma} = 0,01 \cdot \sqrt{\sum_{k=1}^n \delta_k^2 \cdot W_{ak}^2 + \delta_A^2 \cdot (W_{aA}^{Ch})^2} + \Lambda;$$

$$\Lambda = \delta_B^2 \cdot (W_{aB}^{Ch})^2 + 10^4 \cdot \left(\frac{1}{n} \sum_{k=1}^n \frac{W_{ak}}{n_k} \right)^2,$$

где n_k — количество интервалов времени Δt_D поезда k .

Погрешность измерительного канала активной электроэнергии определяется по формуле (1).

Таблица 1. Средства измерений тяговых подстанций участка

Марка трансформатора напряжения	Класс точности ТН	Марка трансформатора тока	Класс точности ТТ	Тип счетчика	Класс точности счетчика
ЗНОМ-35 27500/100	0,5	ТВДМ-35 1000/5	0,5	A1R-30L-C25T	0,5

На анализируемой МПЗ установлено три поста секционирования, которые при моделировании считались отключенными. Установки компенсации реактивной мощности подстанций включены на смежные межподстанционные зоны. Тяговые трансформаторы мощностью 40 000 кВ·А получают питание от двухцепной ЛЭП 110 кВ. При отсутствии тяговой нагрузки протекают уравнивательные токи с транзитом активной и реактивной мощностей в ЭТС из-за реактивной генерации ЛЭП 110 кВ. При наличии тяговой нагрузки направление транзита в МПЗ меняется на противоположное, поскольку возникает транзит активной мощности в ЛЭП 110 кВ от ближнего источника питания. Таким образом, имеет место зависимость уравнивательных токов и транзита мощности от режима, в том числе и от быстро меняющейся нагрузки смежных МПЗ. В программном комплексе рассчитываются потери в элементах тяговой сети, с которыми возможно сравнить результаты расчетов потерь в балансовой методике.

21. Проведение расчетов по оставшимся фидерным зонам. Производится переход на п. 1 для проведения расчетов по оставшимся фидерным зонам.

Проверочный расчет по балансовой методике. Для примера применения балансовой методике использованы результаты моделирования работы реального участка железной дороги с помощью программного комплекса *Fazonord* [20]. Тяговые подстанции ТП А и ТП В питают анализируемую межподстанционную зону двухпутного участка длиной 45,84 км. Классы точности измерительных трансформаторов и счетчиков приведены в табл. 1.

Поезда 5 и 7 имеют массу 3 000 т, поезда 14 и 18 — 6 300 т и поезд 16 — 1 100 т. ТП А расположена на пикете 4 559,95 км, ТП В — 4 605,79 км. Интервал моделирования принят равным 15 с.

На рис. 4 приведены графики, показывающие вариации мощностей, потребляемых поездами. Расчеты потоков мощностей по п. 12 методики приводят к зависимостям потоков по динамически изменяющимся участкам тяговой сети вида, отображенного на рис. 5–7. По мере приближения к ТП А потоки меняют знак и затем растут по абсолютной величине. На рис. 8–10 представлены изменяющиеся во времени границы участков между соседними поездами; по мере движения участки изменяют свои протяженности, а последний участок на некоторое время вообще исчезает. Поезда, составляющие границы участков, по мере движения переходят на другие участки.

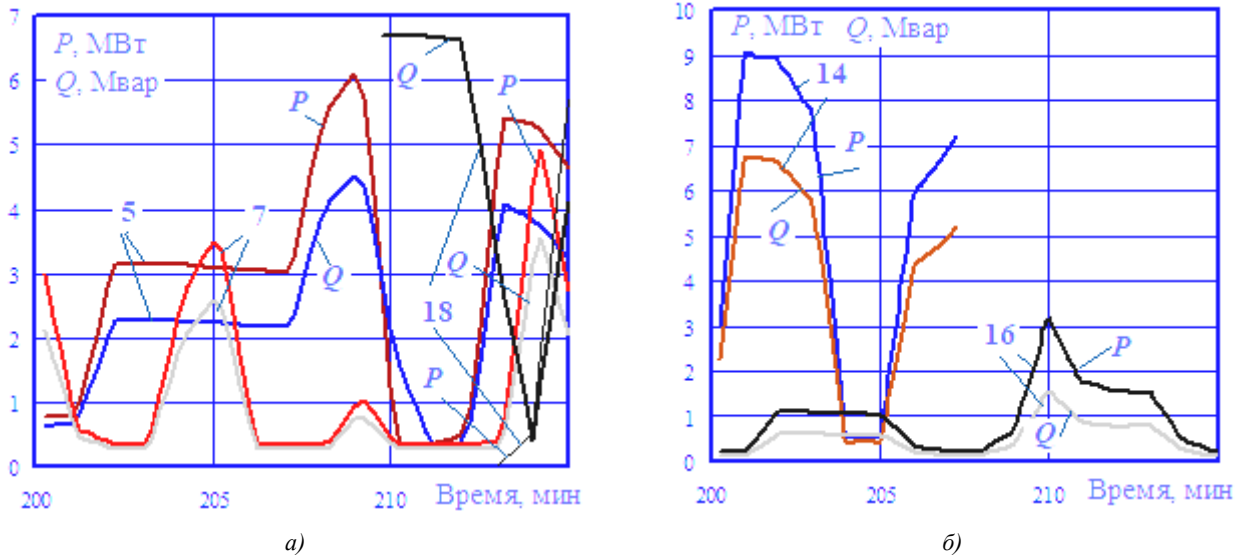


Рис. 4. Временные диаграммы мощностей поездов: а — поезда 5, 7, 18; б — поезда 14, 16; цифрами обозначены номера поездов

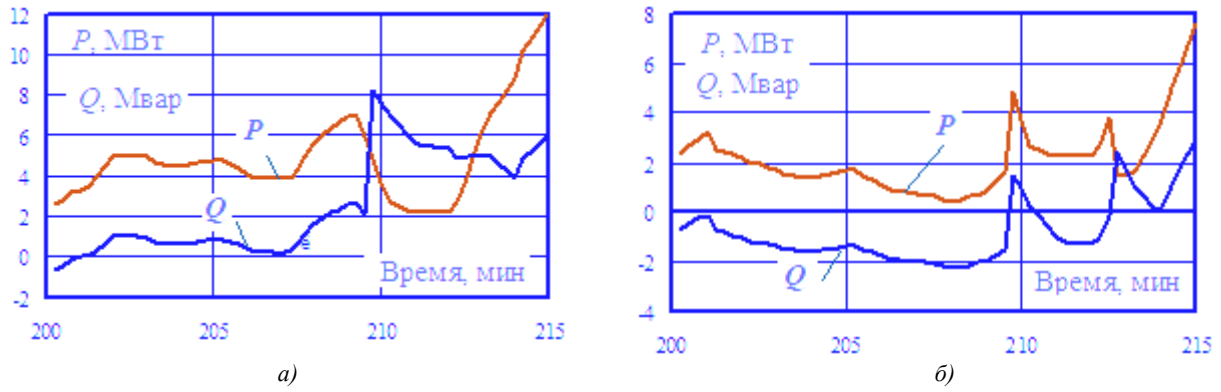


Рис. 5. Потоки мощности от ТП А к ТП В по участкам: а — участок № 1; б — участок № 2

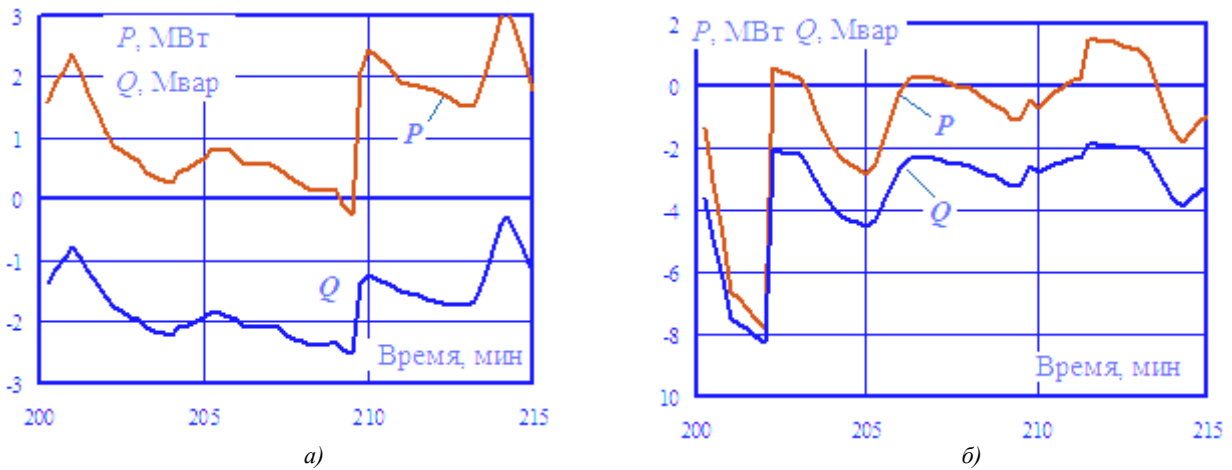


Рис. 6. Потоки мощности от ТП А к ТП В по участкам: а — участок № 3; б — участок № 4

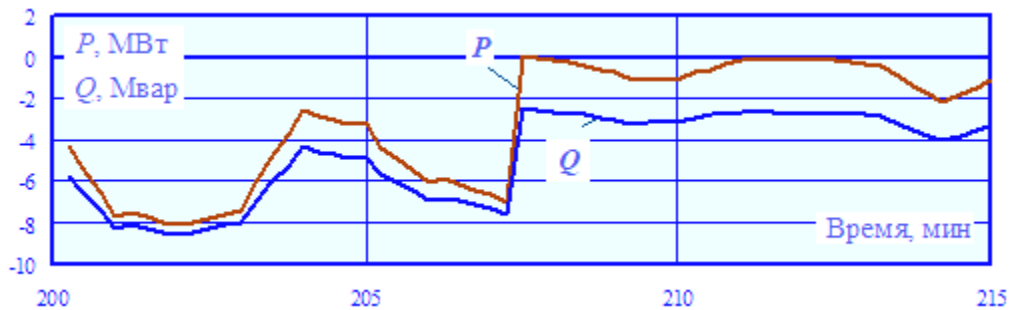


Рис. 7. Потоки мощности от ТП А к ТП В по участку № 5

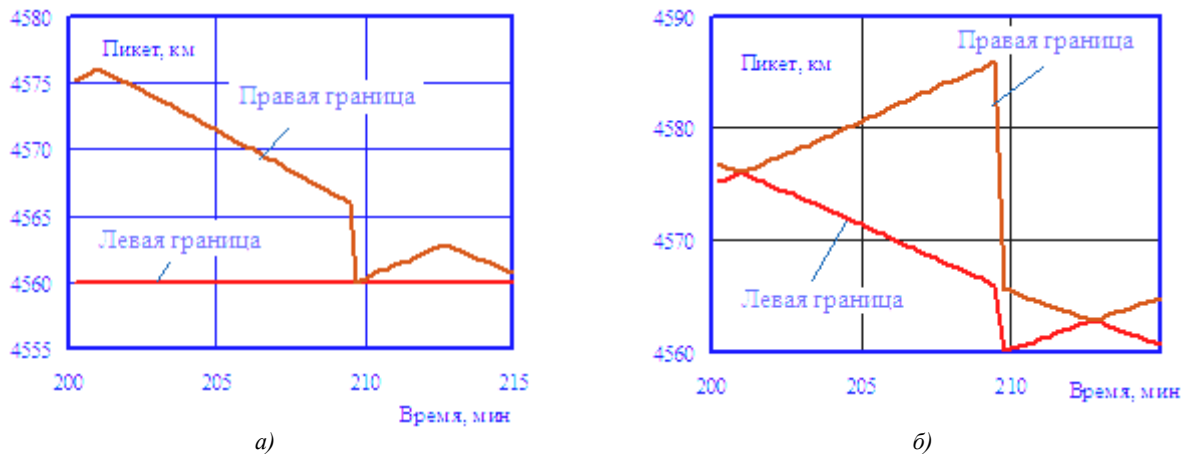


Рис. 8. Динамические границы: а — участок № 1; б — участок № 2

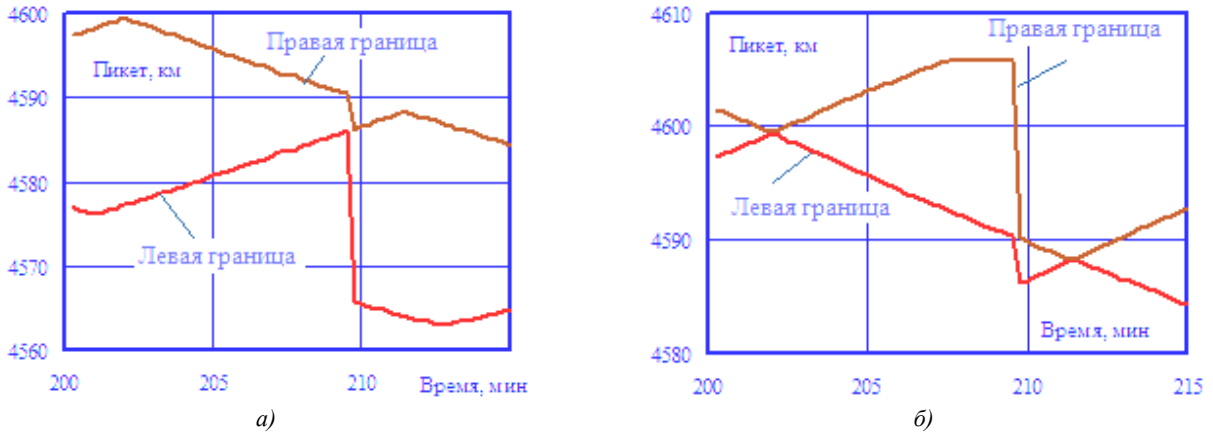


Рис. 9. Динамические границы: а — участок № 3; б — участок № 4



Рис. 10. Динамические границы участка № 5

Рассчитанные по п. 13 методики значения расходов электроэнергии поездами, разнесенных по плечам питания МПЗ, представлены в табл. 2. Зависимости от времени потерь мощности по изменяющимся во времени участкам между поезда-

ми при активном сопротивлении тяговой сети 0,182 Ом/км показаны на рис. 11. Расчеты погрешностей за счет неполного учета первых и последних интервалов Δt_D , а также разнесение потерь на отдельные поезда представлены в табл. 2.

Таблица 2. Раскладка мощностей поездов по плечам питания

Поезд	$W_{akA}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$W_{akB}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$W_{ak}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	n_k	W_{ak}/n_k	$W_{sk}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	ΔW	$W_{ak} + \Delta W$
5	758,9	0	758,9	60	12,65	960,23	14,6	773,5
7	133,3	185,9	319,2	60	5,32	398,47	6,1	325,3
14	70,6	578,3	648,9	29	22,38	807,53	12,3	661,2
16	209,5	31,3	240,8	60	4,01	271,24	4,2	245,0
18	68,4	0	68,4	22	3,11	458,35	7,0	75,38
Сумма	1 240,7	795,5	2 036,2	—	47,5	2 895,8	44,2	2 080,4

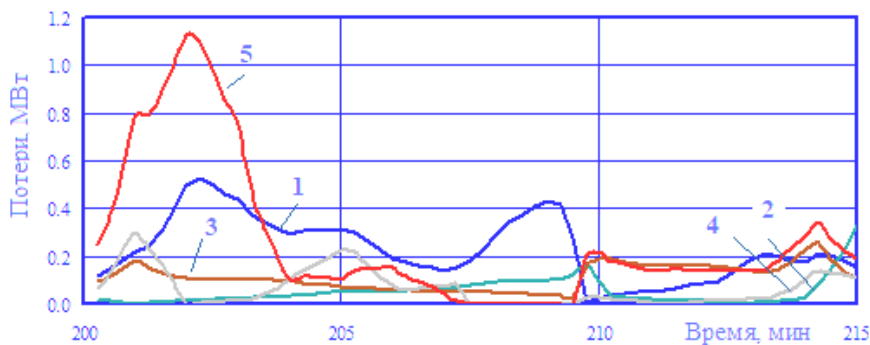


Рис. 11. Зависимость от времени мощности потерь по динамическим участкам. Цифрами обозначены номера участков

Как следует из данных табл. 2, допустимое отличие технических и отчетных потерь ΔW_{Σ} составляет 9,5 кВт·ч. Фактическое различие технических и отчетных потерь составило 6,7 кВт·ч, что укладывается в допустимые нормы. Кроме того, в табл. 2 сведены общие расходы электроэнергии поездами и расклад электропотребления по смежным подстанциям.

Методика определения адресности и потерь электроэнергии по данным АСКУЭ. Определить потери в элементах, составляющих ЭТС, можно на основе определения режимов мгновенных схем через заданные интервалы времени при наличии информации о каждом поезде и параметрах, характеризующих электропотребление по плечам питания смежных тяговых подстанций. При наличии АСКУЭ такая методика является наиболее рациональной. Параметры режима конкретной МПЗ дают возможность разнести потребляемые мощности по плечам питания и потери по поездам. При известных значениях мощностей фидеров смежных ТП возможен контроль согласованности данных по электропотреблению, потерям и мощностям тяговых подстанций. В предположении постоянства мощностей в принятом для расчетов интервале времени можно вычислить расходы активной и реактивной электроэнергии по ТП, а также потери с разложением их на отдельные поезда.

Предполагается однопутный или двухпутный участок железной дороги между двумя смежными подстанциями. При наличии измерений по плечам питания МПЗ информация о системе внешнего электроснабжения не требуется. Допустимые небалансы электропотребления оцениваются по погрешностям используемых средств измерений.

Анализ потоков распределения в МПЗ включает следующие этапы:

1. На основе данных о структуре ЭТС и текущем расположении поездных нагрузок определяется топология схемы. Средства компенсации учитываются шунтами, проводимости которых определяются по полезной мощности и номинальному напряжению.

2. На основе информации от АСКУЭ определяются значения потребляемых поездами токов \dot{I}_k или мощностей $P_k + jQ_k$, напряжения \dot{U}_m и токи \dot{I}_{ij} (или потоки мощности $P_{ij} + jQ_{ij}$) фидеров ТП1 и ТП2.

Расчеты режимов по заданным токам имеют свои преимущества и недостатки по сравнению с заданием мощностей. Заданным токам поездов соответствует система линейных алгебраических уравнений, обладающая единственным решением. При использовании заданных мощностей уравнения становятся нелинейными, что требует применения итерационных методов. Однако такой подход дает более точные результаты.

Для учета уравнильных токов необходима информация о сдвиге фаз между напряжениями плеч ТП1 и ТП2. При известных мощностях фидеров тяговых подстанций углы напряжений плеч питания не требуются; при этом может применяться методика, описанная в работе [21].

3. По заданному расположению проводов многопроводных систем ТС1 — ТС n и их параметрам по методике работы [20] рассчитываются (или используются предварительно подготовленные) решетчатые схемы замещения участков тяговой сети.

4. Формируется расчетная модель из решетчатых схем отдельных элементов в соответствии с рис. 12.

5. Узлы схемы, отвечающие плечам питания, объявляются балансирующими; в них фиксируются модули и фазы напряжений (возможно использовать вариант по п. 2). Для такой модели выполняется расчет режима и определяются потоки мощности по участкам тяговой сети.

6. В предположении, что направление потока мощности от ТП1 к ТП2 является положительным, производится расклад потребления активной и реактивной мощностей поездами от ТП. Для этого контролируются потоки мощности по тяговой сети слева и справа от поезда (рис. 13). В ЭТС учитываются все токоведущие части, включая рельсы и питающие провода системы 2×25 кВ.

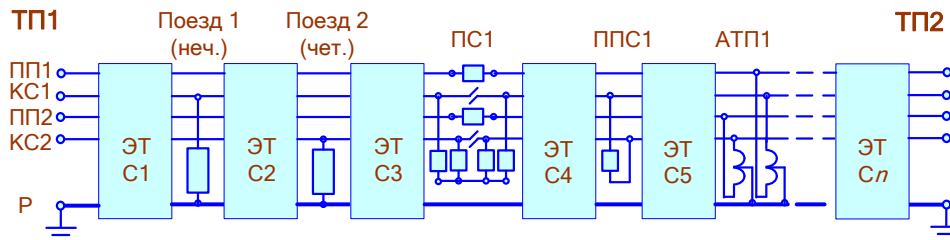


Рис. 12. Обобщенная схема МПЗ: КС — контактная сеть; ППП — питающие провода

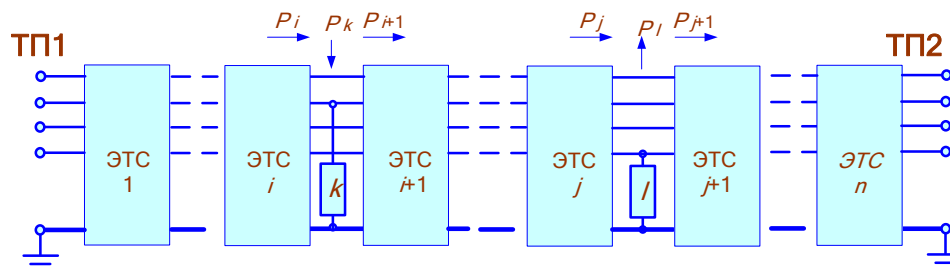


Рис. 13. Распределение потоков активной мощности по участкам ЭТС: электровоз k в режиме тяги; электровоз l в режиме рекуперации

Учет знаков потоков активной и реактивной мощности слева и справа от поездной нагрузки необходим из-за возможного наличия уравнильных токов. Методика такого учета представлена в статье [21]. Там же описан подход, позволяющий проводить расчеты адресности при наличии рекуперирующих электровозов.

8. Суммарные потери по элементам ЭТС и в автотрансформаторах разносят по поездам пропорционально доле полной мощности поезда в потреблении от ТП.

9. Объемы электропотребления рассчитываются путем умножения мощностей на принятый интервал времени.

10. Допустимость отклонений рассчитанных мощностей ТП от параметров, полученных по каналам телеизмерений, контролируется на основе данных о погрешностях измерительных комплексов.

При отсутствии информации о напряжениях и токах тяговых подстанций методика режимных расчетов может быть скомбинирована с балансовой методикой для расширения возможностей и повышения точности балансового метода при рекуперированных электровозах и наличии УКРМ на постах секционирования.

Заключение

1. Система тягового электроснабжения электрифицированной железной дороги переменного тока характеризуется следующими особенностями:

- нестационарностью и резкопеременным характером однофазных тяговых нагрузок, перемещающихся в пространстве;
- возможностью рекуперативной генерации энергии электровозами со значительным потреблением при этом реактивной мощности;
- существенной несимметрией напряжений на шинах тяговых подстанций за счет однофазных тяговых нагрузок;
- генерацией электровозами значительного уровня выс-

ших гармоник тока;

- электрическим и магнитным влияниями тяговой сети на смежные линии автоблокировки и продольного электроснабжения.

Эти особенности необходимо учитывать при решении задач определения потерь электроэнергии; в частности, требуется достаточно небольшой интервал времени между отсчетами расходов электроэнергии и учет нагрузок отдельных фаз тягового трансформатора.

2. Предложенная балансовая методика определения потерь электроэнергии и адресности электропотребления в тяговой сети базируется на данных о расходах электроэнергии по плечам питания тяговых подстанций, электропотреблению подвижным составом и информации по их положению в пространстве. Методика реализована в виде апробированного на реальных примерах алгоритма, готового к практическому использованию.

Работа выполнена в рамках государственного задания «Проведение прикладных научных исследований» по теме «Разработка методов, алгоритмов и программного обеспечения для моделирования режимов систем тягового электроснабжения железных дорог постоянного тока и электромагнитных полей на тяговых подстанциях железных дорог переменного тока»

Литература

1. Cheremisin V.T., Nikiforov M.M., Ushakov S.Y. Assessment of Train Traction Electric Energy Losses. 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), 2018 Publisher: IEEE.
2. Hayashiya Hitoshi, Suzuki Takashi, Kawahara Keiji, Yamanoi Takashi. Comparative study of investment and efficiency to reduce energy consumption in traction power supply: A present situation of regenerative energy utilization by energy storage system. Comparative study of investment and efficiency to reduce energy consumption in traction power supply: A present situation of regenerative energy utilization by energy storage system. 2014 16th International Power Electronics and Motion Control Conference and Exposition, 2014 Publisher: IEEE.
3. Hayashiya Hitoshi, Makino Takumi, Akiyama Tomofumi, Kobayashi Shinichi, Ogiwara Masaki, Nakajima Makoto, Matsumoto Akira. Evaluation of energy saving effect of traction power supply voltage in urban electric railway system. 2018 20th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'18 ECCE Europe), 2018 Publisher: IEEE.
4. Hayashiya Hitoshi, Kikuchi Shinya, Matsuura Kazushi, Hino Masami, Tojo Masateru, Kato Tetsuya, Ando Masato, Oikawa Takatoshi, Kamata Mitsuru, Munakata Hiroshi. Possibility of energy saving by introducing energy conversion and energy storage technologies in traction power supply system. 2013 15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE), 2013 Publisher: IEEE.
5. Konstantinova Y.A., Li V.N., Tryapkin E.Y. Enhancing Energy Efficiency of 25 kV Traction Power System Due to Balancing Current Decrease. 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), 2018 Publisher: IEEE.
6. Hirano Taichi, Kikuchi Shinya, Suzuki Takashi, Hayashiya Hitoshi. Evaluation of energy loss in d.c. traction power supply system. Evaluation of energy loss in d.c. traction power supply system. 2015 17th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'15 ECCE-Europe), 2015 Publisher: IEEE.
7. Novak Hrvoje, Lešić Vinko, Vašak Mario. Hierarchical coordination of trains and traction substation storages for energy cost optimization. 2017 IEEE 20th International Conference on Intelligent Transportation Systems (ITSC), 2017 Publisher: IEEE.
8. Novak Hrvoje, Lešić Vinko, Vašak Mario. Hierarchical Model Predictive Control for Coordinated Electric Railway Traction System Energy Management. IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems. 2019. V. 20, iss. 7. Publisher: IEEE.
9. Wei Liu, Jian Zhang, Hui Wang, Tuojuan Wu, Ying Lou, Xiaowen Ye. Modified AC/DC Unified Power Flow and Energy-Saving Evaluation for Urban Rail Power Supply System With Energy Feedback Systems. IEEE Transactions on Vehicular Technology. 2021. V. 70, iss. 10. Journal Article Publisher: IEEE.
10. Hayashiya H., Watanabe Y., Fukasawa Y., Miyagawa T., Egami A., Iwagami T., Kikuchi S., Yoshizumi H. Cost impacts of high efficiency power supply technologies in railway power supply. Traction and Station. 2012 15th International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC), 2012 Publisher: IEEE.
11. Botte Marilisa, D'Acerno Luca, Di Pasquale Antonio, Mottola Fabio, Pagano Mario. Optimal Motion of a Rolling Stock Fleet Under Traction Power System Constraints. IEEE Transactions on Transportation Electrification. 2023. V. 9, iss. 1. Publisher: IEEE.
12. Hamed Jafari Kaleybar, Hossein Madadi Kojabadi, Morris Brenna, Federica Foadelli, Dario Zaninelli. 2017 5th IEEE International Conference on Models and Technologies for Intelligent Transportation Systems (MT-ITS), 2017 Publisher: IEEE.
13. Perin Igor, Nussey Peter F., Cella Umberto M., Tran Truc V., Walker Geoffrey R. Application of power electronics in improving power quality and supply efficiency of AC traction networks. 2015 IEEE 11th International Conference on Power Electronics and Drive Systems, 2015 Publisher: IEEE.
14. Andreotti Amedeo, Pasquale Antonio Di, Pagano Mario, Ravichandran Nagananthini, Volpe Francesco. An Optimal Centralized Control Strategy for Regenerative Braking Energy Flow Exchanges in DC Railway Traction Systems. 2022 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM), 2022 Publisher: IEEE.
15. Ke Wang, Haitao Hu, Junyu Chen, Jun Zhu, Xuan Zhong, Zhengyou He. System-Level Dynamic Energy Consumption Evaluation for High-Speed Railway. IEEE Transactions on Transportation Electrification. 2019. V. 5, iss. 3. Publisher: IEEE.
16. Bani Ayanda, Awodele Kehinde. Assessment of energy management opportunities in a DC traction network: Case study: Passenger rail agency of South Africa, Western Cape. 2017 IEEE AFRICON, 2017 Publisher: IEEE.

17. Cheng Zhe, Chen Minwu, Liu Yuanli, Cheng Yilin. A Two-level Energy Management Model for Railway Substation with POC and Energy Storage. 2020 15th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2020 Publisher: IEEE.
18. Komyakov A.A., Nikiforov M.M., Erbes V.V., Cheremisin V.T., Ivanchenko V.I. Construction of electricity consumption mathematical models on railway transport used artificial neural network and fuzzy neural network. 2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2016 Publisher: IEEE.
19. Бардушко В.Д., Закарюкин В.П., Крюков А.В., Сузгаев М.В. Непрерывный контроль остаточного ресурса тягового трансформатора // Контроль. Диагностика. 2008. № 8. С. 23-28.
20. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Сложнонесимметричные режимы электрических систем. Иркутск: Изд-во Иркут. ун-та, 2005. 273 с.
21. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Определение потерь электроэнергии и адресности электропотребления в системах тягового электроснабжения по данным АСКУЭ // Проблемы энергетики. 2011. № 11-12. С. 72-82.
22. Карякин Р.Н. Тяговые сети переменного тока. М.: Транспорт, 1987. 279 с.
8. Novak Hrvoje, Lešić Vinko, Vašak Mario. Hierarchical Model Predictive Control for Coordinated Electric Railway Traction System Energy Management. IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems. 2019. V. 20, iss. 7. Publisher: IEEE.
9. Wei Liu, Jian Zhang, Hui Wang, Tuojuan Wu, Ying Lou, Xiaowen Ye. Modified AC/DC Unified Power Flow and Energy-Saving Evaluation for Urban Rail Power Supply System With Energy Feedback Systems. IEEE Transactions on Vehicular Technology. 2021. V. 70, iss. 10. Journal Article Publisher: IEEE.
10. Hayashiya H., Watanabe Y., Fukasawa Y., Miyagawa T., Egami A., Iwagami T., Kikuchi S., Yoshizumi H. Cost impacts of high efficiency power supply technologies in railway power supply. Traction and Station. 2012 15th International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC), 2012 Publisher: IEEE.
11. Botte Marilisa, D'Acerno Luca, Di Pasquale Antonio, Mottola Fabio, Pagano Mario. Optimal Motion of a Rolling Stock Fleet Under Traction Power System Constraints. IEEE Transactions on Transportation Electrification. 2023. V. 9, iss. 1. Publisher: IEEE.
12. Hamed Jafari Kaleybar, Hossein Madadi Kojabadi, Morris Brenna, Federica Foiadelli, Dario Zaninelli. 2017 5th IEEE International Conference on Models and Technologies for Intelligent Transportation Systems (MT-ITS), 2017 Publisher: IEEE.
13. Perin Igor, Nussey Peter F., Cella Umberto M., Tran Truc V., Walker Geoffrey R. Application of power electronics in improving power quality and supply efficiency of AC traction networks. 2015 IEEE 11th International Conference on Power Electronics and Drive Systems, 2015 Publisher: IEEE.
14. Andreotti Amedeo, Pasquale Antonio Di, Pagano Mario, Ravichandran Nagananthini, Volpe Francesco. An Optimal Centralized Control Strategy for Regenerative Braking Energy Flow Exchanges in DC Railway Traction Systems. 2022 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM), 2022 Publisher: IEEE.
15. Ke Wang, Haitao Hu, Junyu Chen, Jun Zhu, Xuan Zhong, Zhengyou He. System-Level Dynamic Energy Consumption Evaluation for High-Speed Railway. IEEE Transactions on Transportation Electrification. 2019. V. 5, iss. 3. Publisher: IEEE.
16. Bani Ayanda, Awodele Kehinde. Assessment of energy management opportunities in a DC traction network: Case study: Passenger rail agency of South Africa, Western Cape. 2017 IEEE AFRICON, 2017 Publisher: IEEE.
17. Cheng Zhe, Chen Minwu, Liu Yuanli, Cheng Yilin. A Two-level Energy Management Model for Railway Substation with POC and Energy Storage. 2020 15th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2020 Publisher: IEEE.
18. Komyakov A.A., Nikiforov M.M., Erbes V.V., Cheremisin V.T., Ivanchenko V.I. Construction of electricity consumption mathematical models on railway transport used artificial neural network and fuzzy neural network. 2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2016 Publisher: IEEE.
19. Bardushko V.D., Zakaryukin V.P., Kryukov A.V., Suzgaev M.V. Continuous monitoring of the residual life of the traction transformer // Kontrol'. Diagnostika (Testing. Diagnostics). 2008. № 8. P. 23-28.
20. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V. Complex-symmetric modes of electrical systems. Irkutsk: Izd-vo Irkut. un-ta, 2005. 273 p.
21. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V. Determination of electricity losses and the targeting of electricity consumption in traction power supply systems according to ASKUE data // Proceedings of higher educational institutions. Energy sector problems. 2011. № 11-12. P. 72-82.
22. Karyakin R.N. Traction AC networks. M.: Transport, 1987. 279 p.

References

1. Cheremisin V.T., Nikiforov M.M., Ushakov S.Y. Assessment of Train Traction Electric Energy Losses. 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), 2018 Publisher: IEEE.
2. Hayashiya Hitoshi, Suzuki Takashi, Kawahara Keiji, Yamanoi Takashi. Comparative study of investment and efficiency to reduce energy consumption in traction power supply: A present situation of regenerative energy utilization by energy storage system. Comparative study of investment and efficiency to reduce energy consumption in traction power supply: A present situation of regenerative energy utilization by energy storage system. 2014 16th International Power Electronics and Motion Control Conference and Exposition, 2014 Publisher: IEEE.
3. Hayashiya Hitoshi, Makino Takumi, Akiyama Tomofumi, Kobayashi Shinichi, Ogiwara Masaki, Nakajima Makoto, Matsumoto Akira. Evaluation of energy saving effect of traction power supply voltage in urban electric railway system. 2018 20th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'18 ECCE Europe), 2018 Publisher: IEEE.
4. Hayashiya Hitoshi, Kikuchi Shinya, Matsuura Kazushi, Hino Masami, Tojo Masateru, Kato Tetsuya, Ando Masato, Oikawa Takatoshi, Kamata Mitsuru, Munakata Hiroshi. Possibility of energy saving by introducing energy conversion and energy storage technologies in traction power supply system. 2013 15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE), 2013 Publisher: IEEE.
5. Konstantinova Y.A., Li V.N., Tryapkin E.Y. Enhancing Energy Efficiency of 25 kV Traction Power System Due to Balancing Current Decrease. 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), 2018 Publisher: IEEE.
6. Hirano Taichi, Kikuchi Shinya, Suzuki Takashi, Hayashiya Hitoshi. Evaluation of energy loss in d.c. traction power supply system. Evaluation of energy loss in d.c. traction power supply system. 2015 17th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'15 ECCE-Europe), 2015 Publisher: IEEE.
7. Novak Hrvoje, Lešić Vinko, Vašak Mario. Hierarchical coordination of trains and traction substation storages for energy cost optimization. 2017 IEEE 20th International Conference on Intelligent Transportation Systems (ITSC), 2017 Publisher: IEEE.