

# Регулирование напряжения в тяговой сети переменного тока железных дорог

GERMAN Л.А., КИШКУРНО К.В.

*Наиболее простой и эффективный способ регулирования напряжения в тяговой сети электрических железных дорог — это регулирование напряжения на шинах тяговой подстанции и в тяговой сети на посту секционирования при двухсторонней схеме питания. На тяговых подстанциях для регулирования используют устройство ступенчатого регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой (УРПН), установки поперечной и продольной емкостной компенсации, вольтодобавочные трансформаторы и т.д., а на посту секционирования — регулируемые установки поперечной емкостной компенсации, ФКУ и т.д. Рассмотрено регулирование напряжения с помощью автоматики УРПН, снижающей потери мощности в системе электроснабжения при нормированных ограничениях по режиму напряжения в тяговой сети переменного тока. На основании единой матричной модели совместного рассмотрения систем тягового и внешнего электроснабжения разработан метод расчета потерь и прироста потерь мощности при изменяющемся коэффициенте трансформации силовых трансформаторов тяговых подстанций и определяющий составляющие потерь мощности в тяговой сети от уравнительных токов и тяговой нагрузки, а также в системе внешнего электроснабжения (включая силовые трансформаторы) от нагрузки подстанций. Предложен способ регулирования напряжения в тяговой сети переменного тока электрических железных дорог с помощью трансформаторов с РПН с использованием расчетов прироста потерь мощности по напряжению в системе тягового электроснабжения с учетом продольной и поперечной несимметрии её параметров. Для повышения эффективности регулирования напряжения на участке тяговой сети с группой тяговых подстанций предлагается ввести регулирование в пределах всего диапазона изменения напряжения путем введения дополнительных порогов регулирования, а также ввести централизованное управление напряжением группой тяговых подстанций, при этом управление осуществляется в зависимости от прогнозируемых значений потерь мощности в системе электроснабжения. На примере реального участка электрической железной дороги выполнены расчеты по разработанному алгоритму, доказывающие эффективность предлагаемого способа регулирования.*

**Ключевые слова:** *тяговая сеть, регулирование напряжения, трансформатор, потери мощности, порог регулирования, расчет, эффективность*

Наиболее простой и эффективный способ регулирования напряжения в тяговой сети электрических железных дорог — это регулирование напряжения на шинах тяговой подстанции и в тяговой сети на посту секционирования при двухсторонней схеме питания [1–7]. На тяговых подстанциях для регулирования используют устройство ступенчатого регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой (УРПН), установки поперечной и продольной емкостной компенсации, вольтодобавочные трансформаторы, а на посту секционирования — регулируемые установки поперечной емкостной компенсации, ФКУ и т.д. [2, 3, 6, 7].

Рассмотрим регулирование напряжения с помощью автоматики УРПН, включенного со стороны нейтрали трансформатора, что позволяет регулировать напряжение одновременно на стороне тяги и районных нагрузок. Диапазон регулирования напряжения с помощью УРПН составляет для трансформаторов 220 кВ  $\pm 12\%$  ( $\pm 12$  ступеней),

а для трансформаторов 110 кВ  $\pm 16\%$  ( $\pm 9$  ступеней). В настоящее время все мощные трансформаторы, включая трансформаторы для тяговых подстанций электрических железных дорог, промышленность изготавливает с УРПН. Известны неоднозначные мнения специалистов по эффективности УРПН в системе тягового электроснабжения [7]. Действительно, несимметрия напряжения и постоянное изменение тяговой нагрузки ограничивают эффективность УРПН. Однако не использовать возможности установленного оборудования, пусть даже усеченные по регулированию для условий тягового электроснабжения переменного тока, конечно нерационально. Имеющийся опыт Горьковской железной дороги [8] является тому подтверждением. Более того, нормативные документы требуют включения автоматики регулирования напряжения УРПН в работу [9]. Авторы, не отрицая несколько ограниченные возможности УРПН трансформаторов тяговых подстанций переменного

тока, считают, что использование его в целом повышает эффективность тягового электроснабжения. Подробно об этом указано в [7, 8], где рассматривались вопросы несимметрии, дискретности регулирования, уравнивающих токов, надежности и в целом условий и опыта эксплуатации, что связано с регулированием напряжения. Для дальнейшего повышения эффективности регулирования был разработан способ регулирования напряжения с использованием УРПН трансформаторов тяговых подстанций переменного тока, снижающий потери мощности в системе электроснабжения при нормированных ограничениях по режиму напряжения в тяговой сети переменного тока.

Особенность регулирования напряжения на тяговых подстанциях переменного тока электрических железных дорог с помощью регуляторов трансформатора РПН состоит в том, что подстанции работают параллельно по тяговой сети. Поэтому переключения РПН влияют на перетоки мощности между подстанциями в основном реактивного характера, что отражается на загрузке трансформаторов тяговых подстанций и на технико-экономических показателях системы тягового электроснабжения [10]. Поэтому изначально было принято решение о централизованном управлении УРПН трансформаторов, когда команды на регулирование задаются с учетом перетоков мощности по тяговой сети.

При оптимизации режима систем электроснабжения часто используют расчеты удельных приростов потерь мощности как частных производных по изменяющимся потокам активной, реактивной мощностей, напряжения в узлах, состава включенного оборудования (например число трансформаторов) и т.д. [1]. В частности, для расчетов установок поперечной емкостной компенсации применяют методы с использованием функции Лагранжа, градиентные, покоординатного спуска и другие, в которых расчеты приростов потерь мощности рассчитывают для симметричных режимов [12–16].

Для тяговых сетей переменного тока железных дорог с продольной и поперечной несимметрией её параметров в [17,18] изложена методика расчета матриц чувствительности режима системы тягового электроснабжения как частных производных от минимизируемых функций (потери мощности, уравнивающие токи и т.д.) по независимым параметрам режима (например в зависимости от коэффициента трансформации трансформаторов), где, в частности, рассматриваются и приросты потерь активной мощности. Однако расчеты приростов потерь мощности выполнены с рядом допущений и применимы только для частных случаев тягового электроснабжения.

В статье рассматривается способ регулирования напряжения при централизованном управлении режимом тяговой сети из центра управления (от энергодиспетчера участка электроснабжения железной дороги) с использованием уточненного расчета прироста потерь мощности в системе тягового электроснабжения при регулировании напряжения с помощью РПН трансформатора. Приведенная методика расчета прироста потерь может быть использована и при работе установок поперечной (КУ) и продольной (УПК) емкостной компенсации в тяговой сети и регулировании их мощности. При этом в расчетах тягового электроснабжения рассмотрена система 25 кВ с трехфазным трансформатором со схемой соединения «звезда–треугольник».

Расчет режима тягового электроснабжения выполнен с учетом влияния системы внешнего электроснабжения, так как при изменении напряжения трансформатора путем регулирования его коэффициента трансформации изменяются токи первичной обмотки трансформатора и перетоки мощности по тяговой сети (уравнивающие токи) [8]. Сложность такого расчета определяется параллельной работой тяговых подстанций по контактной сети и однофазным подключением несимметричной тяговой нагрузки плеч питания контактной сети к трехфазным трансформаторам. Поэтому для расчета потерь мощности при совместном рассмотрении систем тягового и внешнего электроснабжения разработана специальная схема замещения в фазных координатах [19].

**Схемы замещения системы тягового электроснабжения для совместного расчета систем тягового и внешнего электроснабжения.** Схема замещения участка системы 25 кВ в фазных координатах условно делится на две зоны: схема замещения условно симметричной системы внешнего электроснабжения (СВЭ), к которой примыкает трёхфазный симметричный трансформатор тяговой подстанции, и схема однофазной тяговой сети, подключенная к трансформаторам тяговых подстанций. Часто при рассмотрении схемы СВЭ нет необходимости в подробном рассмотрении её. Достаточно представить её многополюсником. Обобщенное уравнение состояния многополюсника в Z-форме можно представить в следующем виде [10]:

$$[DU] = [E] - [Z]_{3N} [I], \quad (1)$$

где  $[E]$  – матрица активных параметров многополюсника (матрица ЭДС);  $[Z]_{3N}$  – матрица пассивных параметров многополюсника (размерность  $3N \times 3N$ );  $[I]$  – вектор узловых токов на границе многополюсника;  $N$  – число трехфазных узлов.

В качестве примера рассмотрим электрифицированный участок (рис. 1,а) с тремя тяговыми подстанциями ТП1, ТП2 и ТП3 и одной районной подстанцией РП. Схема замещения характеризуется следующими особенностями (рис. 1,б).

Каждая тяговая и районная подстанции представлены тремя лучами с сопротивлениями фаз А, В, С, включающими сопротивления системы СВЭ и трансформатора тяговой подстанции. В каждый луч включена ЭДС холостого хода Е. С учетом изменения коэффициента трансформации трансформаторов напряжение в нагрузочном узле  $[E_0] = [k]^D [E]$ , где  $[k]^D$  – диагональная матрица коэффициентов трансформации. Источник питания – три линейных напряжения, соединенных в «звезду».

Матрица сопротивлений для СВЭ –  $[Z_0]_g$ , где индекс g показывает, что рассматривается схема в фазных координатах с соединением токов нагрузки в «звезду с нулём». В общем случае для подстанции i тензор сопротивлений –  $Z_{ii}$ , а взаимная связь между подстанциями определяется тензором  $Z_{ij}$ :

$$\begin{aligned}
 [Z]_{ii} &= \begin{matrix} \text{a} & \text{b} & \text{c} \\ \text{c} & \text{c} & \text{c} \\ \text{e} & \text{e} & \text{e} \end{matrix} \begin{matrix} Z_{ii} & -Z_{ii} & -Z_{ii} \\ -Z_{ii} & 2Z_{ii} & -Z_{ii} \\ -Z_{ii} & -Z_{ii} & 2Z_{ii} \end{matrix} \\
 [Z]_{ij} &= \begin{matrix} \text{a} & \text{b} & \text{c} \\ \text{c} & \text{c} & \text{c} \\ \text{e} & \text{e} & \text{e} \end{matrix} \begin{matrix} Z_{ij} & -Z_{ij} & -Z_{ij} \\ -Z_{ij} & 2Z_{ij} & -Z_{ij} \\ -Z_{ij} & -Z_{ij} & 2Z_{ij} \end{matrix}
 \end{aligned} \quad (2)$$

При изменении коэффициента трансформации меняется сопротивление СВЭ (например,  $Z_{ii}$  меняется на  $[k]^D [Z]_{ii} [k]^D$ , где  $[k]^D$  – диагональная матрица коэффициентов трансформации).

Однофазная тяговая сеть подключается к соответствующим фазам смежных подстанций (в зависимости от её фазировки) одной или несколькими ветвями. Главное в схеме замещения – токи тяговых нагрузок соединены в «звезду», нулевая точка которой подсоединена проводником нулевого сопротивления к балансирующему узлу БУ.

Учет в схеме замещения установок поперечной емкостной компенсации, емкостной проводимости ВЛ, тока намагничивания и потерь в стали трансформатора в зависимости от цели и метода расчета может быть осуществлен путем включения в схему замещения поперечных проводимостей или соответствующих задающих токов.

Матрица узловых сопротивлений определяется известными способами, например путем наращивания ветвей или обращения матрицы узловых проводимостей [20]. Раньше формируется матрица размерностью  $N' \times N$  (где N – число узлов схемы

прямой последовательности СВЭ), а затем размерностью  $3N' \times 3N$ . Тяговая сеть представляется ветвями в соответствии с числом путей и нагрузочных узлов в тяговой сети.

Для учета взаимного влияния нагрузок смежных путей к каждому узлу одного пути устанавливаются узел на другом пути с такой же координатой (у узла с нагрузкой  $I_3$  включается узел  $I_3 = 0$ , см. рис. 1,б). В тяговой сети двухпутного участка включены посты секционирования ПС и пункты параллельного соединения ППС. В такой схеме замещения нагрузка, приложенная к фазе тяговой подстанции, определяется простым суммированием нагрузки электроподвижного состава (ЭПС) тяговой сети соответствующей фазы с уравнительным током. Для реализации расчетов при совместном рассмотрении систем тягового и внешнего электроснабжения разработана программа РАСТ-05К [17–19].

**Расчет потерь и прироста потерь мощности в системе тягового электроснабжения.** В общем случае потери мощности в сопротивлениях системы электроснабжения равны [10]:

$$S = \underline{I}^{*T} \underline{k}^D \underline{Z} \underline{k}^D \underline{I}, \quad (3)$$

где  $\underline{I}$  – матрица комплексных значений токов нагрузки трансформаторов тяговых подстанций;  $\underline{I}^*$  – сопряженное значение;  $\underline{Z}$  – матрица узловых сопротивлений системы внешнего электроснабжения совместно с трехфазными трансформаторами тяговых подстанций;  $\underline{k}^D$  – диагональная матрица коэффициентов трансформации трансформаторов.

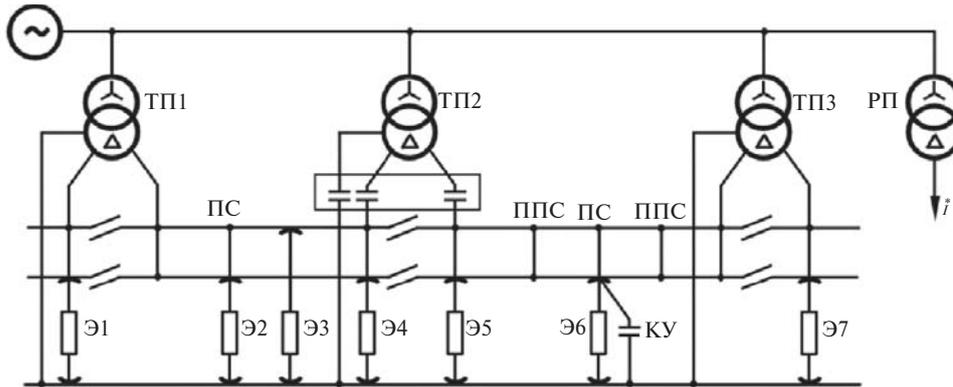
При учете перетоков мощности по тяговой сети, которые зависят от положения переключателей РПН трансформаторов, в токи нагрузки, как было указано, добавляются уравнительные токи тяговой сети.

При рассмотрении системы тягового электроснабжения суммарные потери мощности

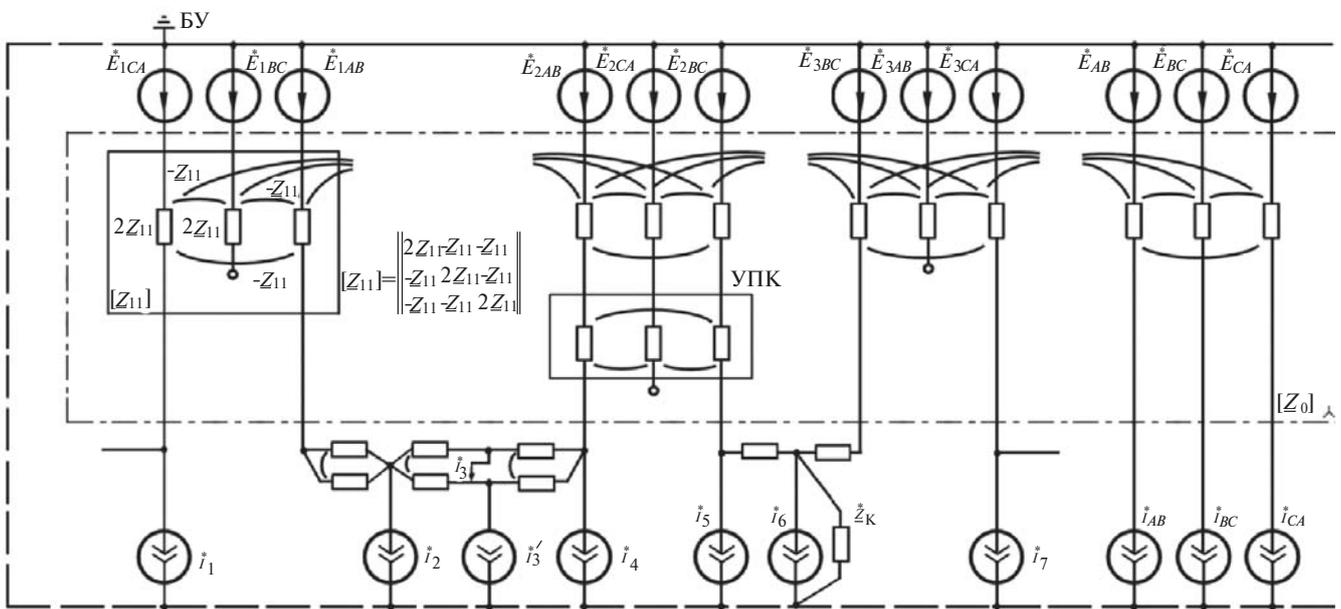
$$D \underline{S} = D \underline{S}_c + D \underline{S}_{yp} + D \underline{S}_{т.с}, \quad (4)$$

где  $D \underline{S}_c$ ,  $D \underline{S}_{yp}$ ,  $D \underline{S}_{т.с}$  – соответственно полные потери мощности в системе внешнего электроснабжения (включая трехфазные трансформаторы тяговых подстанций), полные потери мощности от уравнительного тока и полные потери мощности в тяговой сети от тяговой нагрузки.

Так как на тяговый трансформатор с учетом уравнительного тока  $I_{yp}$  действует нагрузка  $(\underline{I} + M \underline{I}_{yp})$ , поэтому суммарные активные потери мощности при рассмотрении системы тягового электроснабжения переменного тока в матричном виде определяются (3), (4) [1]:



а)



б)

Рис. 1

$$DP_0 = (\underline{I} + \underline{M} \underline{I}_y)^T \mathbf{k}^D \mathbf{R}_Y \mathbf{k}^D (\underline{I} + \underline{M} \underline{I}_y) + \underline{I}^T \mathbf{R}_{T.C} \underline{I}_y + DP_{T.C}, \quad (5)$$

где

$$\underline{I}_y = (\mathbf{M}^T \mathbf{k}_0^D \underline{Z}_Y \mathbf{k}_0^D \mathbf{M} + \mathbf{Z}_{T.C})^{-1} \mathbf{M}^T (\mathbf{k}^D \underline{E} - \mathbf{k}^D \underline{Z}_Y \mathbf{k}^D \underline{I}); \quad (6)$$

$\underline{I}$  – вектор узловых задающих токов (размерность  $3N$ ,  $N$  – число трехфазных нагрузочных узлов);  $\underline{I}_y$  – вектор уравнивающих токов;  $\mathbf{M}$  – первая матрица инцидентий подключения ветвей однофазной тяговой сети к трехфазным тяговым трансформаторам;  $\underline{Z}_Y$  – матрица  $3N \times 3N$  узловых сопротивлений системы внешнего электроснабжения (совместно с трехфазными трансформаторами тяговых подстанций) в схеме замещения с тяговыми транс-

форматорами в соединении «звезда–звезда»;  $\mathbf{R}_Y$  – действительная часть матрицы  $\underline{Z}_Y$ ;  $\mathbf{R}_{T.C}$  – матрица сопротивлений ветвей тяговой сети;  $\underline{E}$  – матрица ЭДС;  $\mathbf{k}^D$  – диагональная матрица коэффициентов трансформации трансформаторов;  $\mathbf{k}_0^D$  – коэффициент трансформации трансформатора для установившегося исходного режима;  $DP_{T.C}$  – потери активной мощности в тяговой сети от нагрузок ЭПС.

В схеме замещения тяговую нагрузку представляют или источником тока, или источником мощности. При повышении (понижении) напряжения на токоприемнике повышается (понижается) напряжение соответственно на тяговом двигателе и в результате повышается (понижается) скорость ЭПС. Что касается тока нагрузки, то при неизменном профиле пути ток практически не изменяется. Другими словами, если при повышении напряжения на токоприемнике повышается

скорость ЭПС, то в этом случае растет мощность ЭПС, но ток остается практически неизменным. Следовательно, в случае, когда машинист не изменяет положение контроллера (т.е. не изменяет коэффициент трансформации трансформатора), тяговая нагрузка рассматривается как источник тока, не зависящий от режима напряжения.

С другой стороны, если изменяется напряжение на токоприемнике ЭПС, а машинист изменяет позицию контроллера (т.е. изменяет коэффициент трансформации трансформатора ЭПС) так, чтобы сохранить предписываемую по режимной карте скорость движения на рассматриваемом участке пути (т.е. сохранить напряжение на двигателях прежним, как в исходном режиме), то ток первичной обмотки изменяется. Можно считать, что в этом случае при изменении напряжения мощность ЭПС практически не изменяется. Следовательно, в случае, когда изменяется коэффициент трансформации трансформатора ЭПС, тяговая нагрузка рассматривается как источник мощности, не зависящий от режима напряжения.

Ориентировочно можно предположить, что при изменении напряжения в пределах от 26 до 28 кВ тяговую нагрузку можно принимать как источник тока, а при больших отклонениях напряжения – источник мощности.

Расчет по (5) можно проводить и при представлении тяговой нагрузки источником мощности, используя итерационную процедуру следующим образом. При заданной мощности тяговой нагрузки определяется ток ЭПС для напряжения исходного режима, выполняется расчет напряжения при прогнозируемом режиме и далее уточняется значение тока при напряжении прогнозируемого режима. Окончательно проводится расчет (5) по уточненному значению тока ЭПС.

Структура (5) показывает, что первые две составляющие потерь мощности в системе внешнего электроснабжения (включая потери в трехфазных трансформаторах) и в тяговой сети от уравнительных токов зависят от коэффициента трансформации трансформаторов. Если коэффициент трансформации (как отношение вторичного напряжения к первичному), например, повышается, то всегда увеличиваются потери мощности в системе внешнего электроснабжения. Потери мощности в тяговой сети от уравнительных токов зависят от соотношения коэффициентов трансформации смежных подстанций, питающих рассматриваемую тяговую сеть. Поэтому суммарные потери мощности при регулировании УРПН могут как повышаться, так и уменьшаться.

Что касается третьей составляющей  $DP_{т.с.}$ , то потери мощности в тяговой сети зависят от принятого режима ведения поезда при изменении напряжения.

Если принять тяговую нагрузку как источник тока, то при изменении напряжения на токоприемнике ток практически не изменяется и потери в тяговой сети остаются неизменными.

Если представить тяговую нагрузку источником мощности, то при изменении напряжения на токоприемнике на 1% потери в тяговой сети изменяются на 2% [11].

Для управления режимом напряжения необходимо определить прирост потерь  $\Pi$  при изменении коэффициента трансформации трансформатора, который рассчитывается по правилу дифференцирования сложных матричных выражений. В частности, используется выражение производной, которое в принятых обозначениях [21]:

$$\frac{\partial(DP_0)}{\partial k_i^D} = \frac{\partial[(\underline{I} + \underline{M}\underline{I}_{-y}^*)^T \underline{R}_Y (\underline{I} + \underline{M}\underline{I}_{-y})]}{\partial k_i^D} = 2 \frac{\partial(\underline{I} + \underline{M}\underline{I}_{-y}^*)^T}{\partial k_i^D} \underline{R}_Y (\underline{I} + \underline{M}\underline{I}_{-y}). \quad (7)$$

Вносим в (6) некоторое упрощение: в выражении контурного сопротивления  $(\underline{M}^T \underline{k}_0^D \underline{Z}_Y \underline{k}_0^D \underline{M} + \underline{Z}_{т.с.})$  принимаем  $\underline{k}^D = \underline{k}_0^D$ , что в расчетах даст ошибку, не превышающую 1–2%, но значительно упростит процедуру получения производной. Итак, производная от потерь мощности  $DP_0$  (6) (т.е. прирост потерь мощности при изменении напряжения) при регулировании напряжения на подстанции  $i$

$$\begin{aligned} \Pi = \frac{\partial(DP_0)}{\partial k_i^D} &= [2(\underline{I} + \underline{M}\underline{Z}_{кнт}^{-1} \underline{M}^T (2\underline{k}^D \underline{E} - 6\underline{k}^D \underline{Z}_Y \underline{k}^D \underline{I}))^T \cdot \\ &\cdot \underline{R}_Y \underline{k}^D (\underline{I} + \underline{M}\underline{Z}_{кнт}^{-1} \underline{M}^T (\underline{k}^D \underline{E} - \underline{k}^D \underline{Z}_Y \underline{k}^D \underline{I})) + \\ &+ [2(\underline{Z}_{кнт}^{-1} \underline{M}^T (\underline{E} - 2\underline{Z}_Y \underline{k}^D \underline{I}))^T \cdot \\ &\cdot \underline{R}_{т.с.} (\underline{Z}_{кнт}^{-1} \underline{M}^T (\underline{k}^D \underline{E} - \underline{k}^D \underline{Z}_Y \underline{k}^D \underline{I}))]. \quad (8) \end{aligned}$$

Потери мощности нового (прогнозируемого) режима при изменении коэффициента трансформации определяются по выражению

$$DP_{\Pi} = DP_0 + Dk_i \Pi. \quad (9)$$

Используя прирост мощности  $\Pi$  и рассчитав прогнозные потери мощности, можно для существующего режима оценить целесообразность повы-

шения (понижения) напряжения для минимизации потерь мощности.

Таким образом, на основании единой матричной модели совместного рассмотрения систем тягового и внешнего электроснабжения разработан метод расчета потерь и прироста потерь мощности при изменяющемся коэффициенте трансформации силовых трансформаторов тяговых подстанций и определяющий составляющие потерь мощности в тяговой сети от уравнивающих токов и тяговой нагрузки и в системе внешнего электроснабжения (включая силовые трансформаторы) от нагрузки подстанций.

**Алгоритм оптимизации режима при централизованном регулировании напряжения.** Алгоритм сформирован с использованием формул (5)–(9). На рис.2 представлено устройство, реализующее предлагаемый способ регулирования напряжения с помощью РПН трансформатора. На схеме: Т – трансформатор напряжения 110/27,5 кВ; ТТ – измерительные трансформаторы тока шин 27,5 кВ; ТН – измерительные трансформаторы напряжения шин 27,5 кВ.

Функционирование блоков расчёта и управления представлено на рис. 3, где 1–4, 8–11 – блоки сравнения измеряемого напряжения со значениями

дополнительных пороговых уровней напряжения; & – логические элементы «И»; p1–p4 – блоки расчета начальных потерь мощности, приростов потерь мощности и прогнозируемых потерь мощности; 5, 6, 12, 13 – блоки сравнения прогнозируемых потерь мощности с потерями мощности исходного режима; 7, 14 – блоки сравнения прогнозируемых потерь мощности при регулировании напряжения на обеих подстанциях.

**Работа алгоритма.** Расчет по формулам (2)–(5) начинается, когда напряжение на шинах тяговой подстанции не будет соответствовать приведенным далее неравенствам.

Для регулируемого напряжения  $U$  введены дополнительные нижний  $U_{\text{дmin}}$  и верхний  $U_{\text{дmax}}$  пороговые значения напряжения внутри основных пороговых уровней напряжения:

$$U_{\text{дmin}} \leq U \leq U_{\text{дmax}}. \quad (10)$$

Нормируемые границы уровней напряжения в тяговой сети 21, 29 кВ [2]. Обычно по опыту эксплуатации для ограничения числа переключений РПН основные пороговые уровни 24, 28,5 кВ.

Учитывая номинальное напряжение на токоприемнике электровоза 25 кВ, предлагается принять дополнительные пороговые уровни регу-

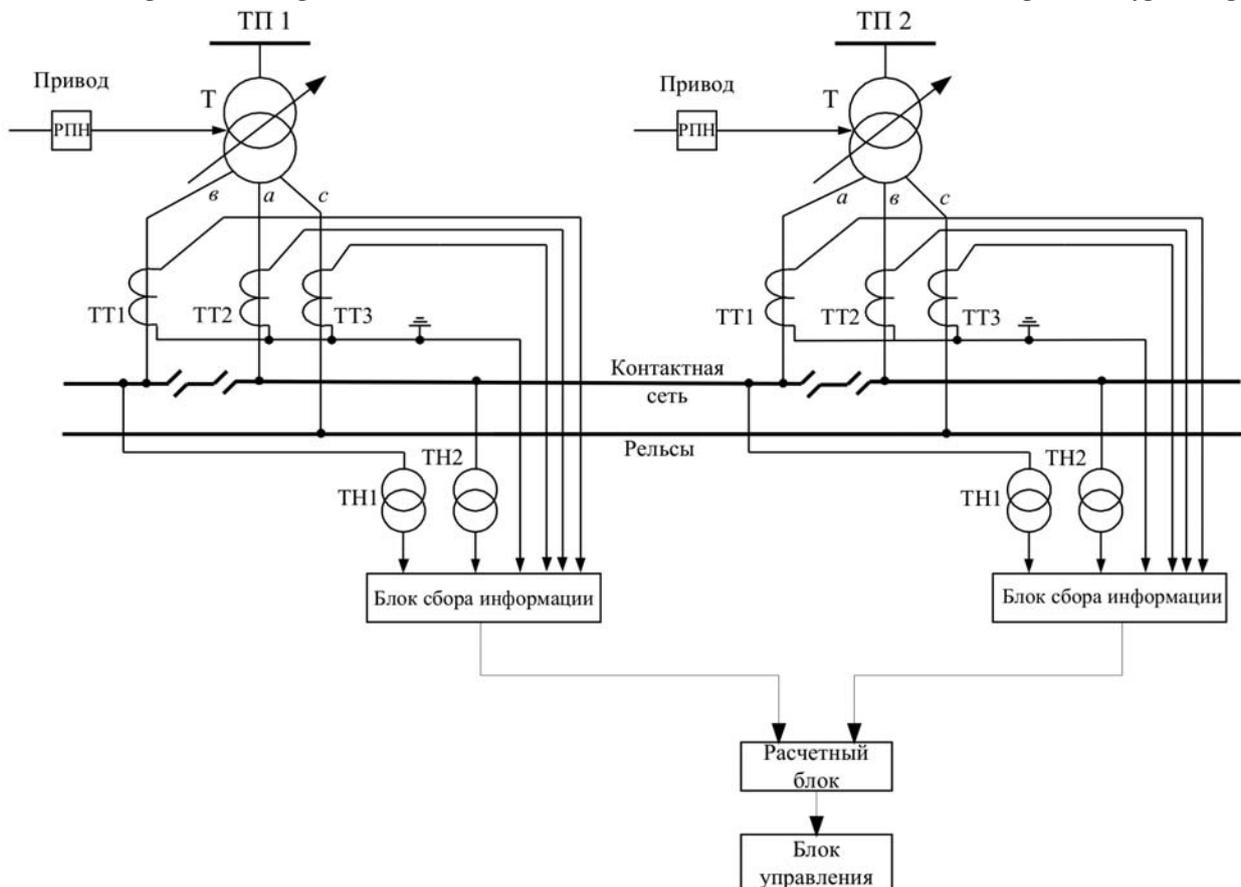


Рис. 2

лирования напряжения на шинах 27,5 кВ тяговых подстанций  $U_{\text{дmin}}$  и  $U_{\text{дmax}}$  соответственно 25,5 – 27,5 кВ. Важно указать, что в настоящее время промышленность выпускает блоки регулирования для УРПН с контролем по одной фазе напряжения (например блок РКТ-01). По опыту Горьковской ж.д. перед блоком устанавливают коммутатор для контроля всех трех фаз шин 27,5 кВ [22], выбирают фазу напряжения (обычно с наибольшим значением) и подают на блок РКТ-01.

При  $U^3 U_{\text{дmax}}$  на ТП2 с измерительных трансформаторов напряжения ТН на блок сбора информации поступает измеренное значение напряжения, с блока сбора информации – в центр управления на расчетный блок, в котором только при невыполнении условий, заложенных в блоках 10 и 11, через элемент &(11) пойдёт команда на начало расчёта начальных потерь  $DP_0$ , прироста потерь  $dDP_0 / dk^D$  и прогнозируемые потери нового рассчитанного режима  $DP_{\text{п}}$  в блоке p4, причем прирост потерь и прогнозируемые потери рассчитыва-

ются уже с пониженным коэффициентом трансформации. Далее, рассчитанное значение прогнозируемых потерь мощности  $DP_{\text{п}}$  сравнивается с начальными потерями  $DP_0$  в блоке выбора 13. При невыполнении заложенного в блоке 13 условия расчет потерь будет завершён и регулирования не будет. При выполнении условия из блока 13 сигнал поступает на элемент &(15), в котором при всех положительных сигналах с блока выбора 9 и элемента &(12), вырабатывается положительный сигнал, разрешающий регулирование напряжения на трансформаторе Т1 через управляющий элемент на ТП2. Аналогичный алгоритм будет реализован при превышении напряжения на ТП1. Причём, если превышение дополнительных порогов напряжения произойдет на обеих тяговых подстанциях, то на элемент &(10) поступает два положительных сигнала. В результате на выходе элемента также образуется положительный сигнал, который при инверсии в элементе &(12) даст отрицательный сигнал на элементы &(14) и &(15), и сигнал на регу-

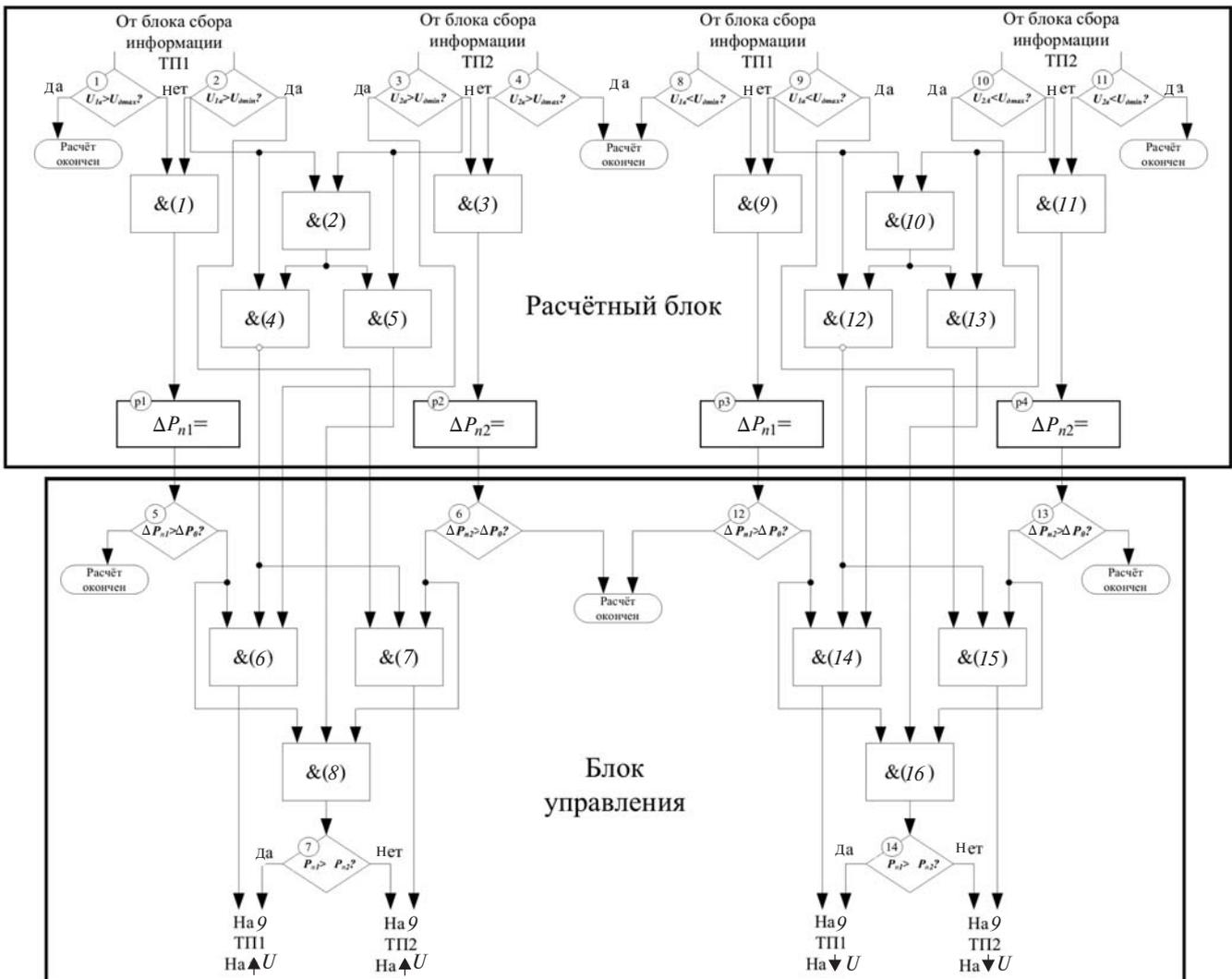


Рис. 3

лирование напряжения на трансформаторе ТП1 в них вырабатываться не будет.

Положительный сигнал через элемент &(13) поступает на логический элемент &(16), в котором при поступлении положительных сигналов с блоков выбора 12 и 13 вырабатывается положительный сигнал, поступающий на блок выбора 14.

В блоке 14 происходит сравнение прогнозируемых потерь мощности при регулировании напряжения на ТП1 и ТП2. При  $DP_1 < DP_2$  сигнал на регулирование передается на управляющий элемент ТП1, а при невыполнении условия – на управляющий элемент ТП2.

Таким образом, реализован пошаговый алгоритм управления РПН трансформатора: при необходимости регулирования выполняется только один шаг работы РПН (одно переключение). Это объясняется тем, что каждое переключение происходит с выдержкой времени для ограничения числа переключений (обычно выдержка времени на переключение 7, 15 мин). Аналогичный алгоритм будет реализован и при  $U_{d \min}^3 U$ .

**Схема участка тягового электроснабжения для проведения опытных расчетов.** Рассматриваемый способ регулирования напряжения поясняется на примере реального участка тягового электроснабжения С–Ш, подключенного к продольной линии электроснабжения ВЛ 110 кВ (рис. 4).

Расчет собственных и взаимных узловых сопротивлений схемы замещения (рис. 1,б) выполняется на основании измерений изменения токов и напряжений при оперативном включении (отключе-

нии) установки поперечной емкостной компенсации КУ [23]. В частности, при включении КУ на соседней подстанции с током  $I_{ку}$  (т.е. изменение тока  $DI$ ) и при изменении при этом напряжения на рассматриваемой подстанции  $DU$  взаимное реактивное сопротивление

$$X = DU / 2DI.$$

Что касается активного сопротивления, то оно определяется при известных соотношениях активных и реактивных сопротивлений тяговой сети, тяговых трансформаторов и ВЛ-110(220) кВ сетей внешнего электроснабжения.

Собственные узловые сопротивления определяются также по (3), но измерения проводят при включении (отключении) КУ на рассматриваемой подстанции и соответствующих измерениях на этой же подстанции.

Исходные данные (Ом), приведенные к напряжению 27,5 кВ: сопротивление двух цепей ВЛ 110 кВ  $Z_1 = 0,35 + j0,89$ ;  $Z_2 = 0,6 + j2,7$ ;  $Z_4 = 0,5 + j1,265$ ; сопротивления трансформаторов на тяговых подстанциях А и Ш  $Z_{T1} = Z_{T2} = 0,1 + j1,886$ ; сопротивление двухпутного участка тяговой сети между подстанциями А и Ш  $Z_{T.C} = 5,5 + j14,4$ .

В таблице по диагонали указаны собственные сопротивления узлов: например, собственные узловые сопротивления узлов 2 и 3 (шины тяговых подстанций А и Ш) равны  $Z_{22}$  и  $Z_{33}$ , а узлов 4 и 5 (шины 27,5 кВ) равны  $Z_{44}$  и  $Z_{55}$ ; внедиагональные элементы – взаимные узловые сопротивления.

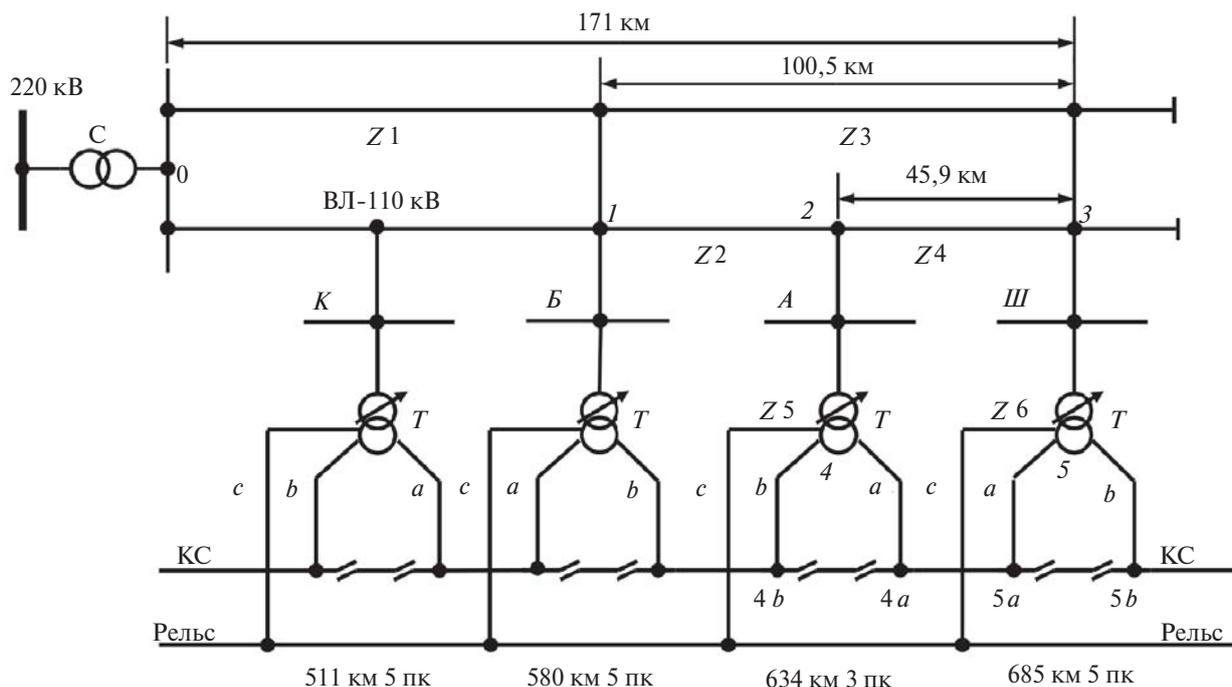


Рис. 4

Узлы	Узловые сопротивления $Z_y$ , Ом				
	1	2	3	4	5
1	0,35+j0,89	0,35+j0,89	0,35+j0,89	0,35+j0,89	0,35+j0,89
2	0,35+j0,89	0,787+j1,755	0,643+j1,479	0,787+j1,755	0,643+j1,479
3	0,35+j0,89	0,643+j1,479	0,88+j2,153	0,643+j1,479	0,88+j2,153
4	0,35+j0,89	0,787+j1,755	0,643+j1,479	0,887+j3,641	0,643+j1,479
5	0,35+j0,89	0,643+j1,479	0,88+j2,153	0,643+j1,479	0,98+j4,039

Средняя нагрузка межподстанционной зоны – 14 МВ·А.

Представленная схема участка с указанными повышенными параметрами системы СВЭ (достаточно большие сопротивления узлов 2 и 3 – 0,787+j1,755 и 0,88+j2,153 Ом) является типичной, для которой необходима автоматизация режима напряжения.

**Пример реального участка электроснабжения системы 25 кВ** с двумя тяговыми подстанциями (рис. 4), питающими межподстанционную зону ТП1–ТП2 фазой *a*. Рассмотрим порядок решения по алгоритму рис. 3. В исходном режиме напряжение на фазе *a* первой подстанции  $U_{a1} = 26,9$  кВ, а на фазе *a* второй подстанции  $U_{a2} = 27,8$  кВ. Принимаем дополнительные пределы регулирования  $U_{д\ min} = 25$  кВ и  $U_{д\ max} = 27,5$  кВ. Так как на второй подстанции напряжение не соответствует условию (1), то начинает работать алгоритм по рис. 3. С учетом (2) потери мощности в исходном режиме определяются по известным параметрам схемы замещения и тяговым нагрузкам:

$$DP_0 = 348 + DP_{Т.С}, \text{ кВт.}$$

Переключаем РПН на второй подстанции (уменьшаем *k*, т.е. уменьшаем напряжение на шинах 27,5 кВ) на одну позицию РПН, тогда  $Dk = -0,0178$ . По (8) определяем прирост потерь  $\Pi = 616$  кВт, следовательно, по выражению (9)

$$P_{\Pi} = 348 + DP_{Т.С} - 0,0178 \cdot 616 = 337 + DP_{Т.С}, \text{ кВт.}$$

При реализации указанного переключения напряжение на второй подстанции (на шинах 27,5 кВ) снижается до  $27,8 - 0,0178 \cdot 27,5 = 27,3$  кВ, тем самым напряжение на шинах введено в границы дополнительных порогов регулирования.

Итак, окончательно потери мощности в системе электроснабжения снижаются на

$$P_{\Pi} = 348 + DP_{Т.С} - (337 + DP_{Т.С}) = 11 \text{ кВт.}$$

В этом расчете принято, что при изменении напряжения потери мощности в тяговой сети от тя-

говых нагрузок не изменяются (это было указано ранее. Конечно, при изменении напряжения изменяется скорость ЭПС, и это должно быть дополнительно учтено при расчете технико-экономического эффекта.

На рис. 5 видно, как, изменяя относительное значение коэффициента трансформации *k* от 1 до 0,929, эффективно уменьшаются потери мощности от уравнивающего тока  $DP_{1ур}$ .

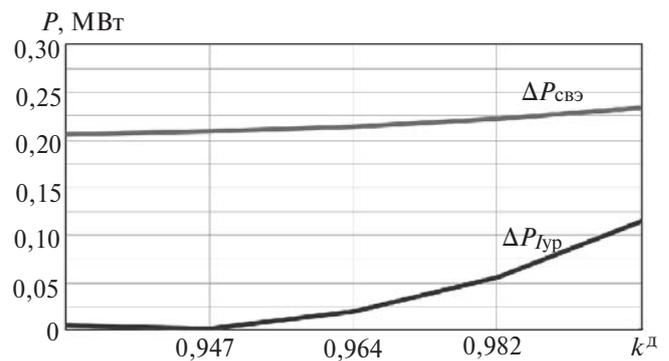


Рис. 5

Что касается эффективности работы предлагаемого алгоритма, то проведенные расчетные эксперименты по изменению коэффициента трансформации показали, что для рассматриваемого участка возможно снижение потерь мощности до 10%.

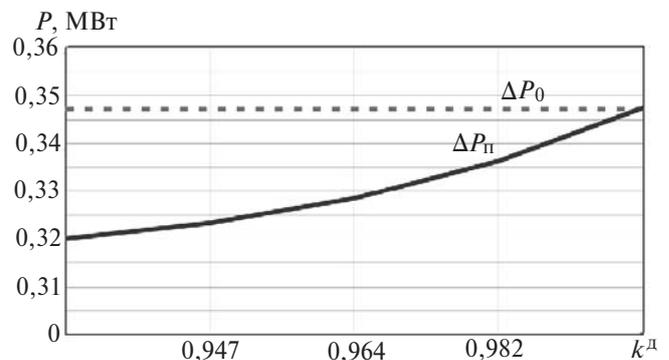


Рис. 6

По результатам расчетов, проведенных при изменении относительного значения коэффициента  $k$  на ТПА была построена кривая  $DP_{\Pi}$  на рис. 6. Кривая  $DP_0$  – максимальное значение потерь мощности при  $k = 1$ .

Таким образом прогнозируемые значения потерь мощности  $DP_{\Pi}$  для рассматриваемого примера могут быть уменьшены на 10%. Совершенно ясно, что в зависимости от поставленных задач в алгоритме возможно ограничить контроль потерь мощности только по системе тягового электроснабжения (т.е. исключить потери мощности в системе внешнего электроснабжения).

**Выводы.** 1. С помощью разработанного метода расчета потерь и прироста потерь мощности при изменяющемся коэффициенте трансформации силовых трансформаторов тяговых подстанций определяются составляющие потерь мощности в тяговой сети от уравнительных токов и тяговой нагрузки, а также в системе внешнего электроснабжения (включая силовые трансформаторы) от нагрузки подстанций.

2. Для повышения эффективности регулирования напряжения на участке тяговой сети с группой тяговых подстанций предлагается ввести регулирование в пределах всего диапазона изменения напряжения путем введения дополнительных порогов регулирования, а также ввести централизованное управление напряжением группой тяговых подстанций, при этом управление осуществляется в зависимости от прогнозируемых значений потерь мощности в системе электроснабжения.

3. Разработанный метод расчета потерь и прироста потерь позволил создать алгоритм оптимизации режима напряжения в тяговой сети для снижения потерь мощности в системе тягового электроснабжения.

4. Совместные расчеты систем внешнего и тягового электроснабжения по определению токораспределения, режима напряжения, потерь и прироста потерь мощности реализованы в программе на ЭВМ РАСТ-05К, которая оценивает влияние системы внешнего электроснабжения на показатели режима системы тягового электроснабжения с продольной и поперечной несимметрией её параметров.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Автоматизация** систем электроснабжения: Учебник для вузов ж.д. транспорта/Под ред. Н.Д. Сухопрудского. – М.: Транспорт, 1990, 359 с.
2. **Тамазов А.И.** Несимметрия токов и напряжений, вызываемая однофазными тяговыми нагрузками. – М.: Транспорт, 1965, 235 с.
3. **Бородулин Б.М., Герман Л.А., Николаев Г.А.** Конденсаторные установки электрифицированных железных дорог. – М.: Транспорт, 1983, 183 с.
4. **Марикин А.Н., Бурков С.А.** Принципы построения системы автоматического регулирования напряжения в электротяговой сети постоянного тока. – Материалы конференции «Электрификация, инновационные технологии, скоростное и высокоскоростное движение на железнодорожном транспорте». («Элтранс-2009»). – СПб: ПГУПС, 2010, с. 222–227.
5. **Закарюкин В.П., Крюков А.В.** Управление активным электропотреблением в системе тягового электроснабжения переменного тока. – Материалы конференции «Электрификация, инновационные технологии, скоростное и высокоскоростное движение на железнодорожном транспорте («Элтранс-2009»). – СПб: ПГУПС, 2010, с. 283–289.
6. **Герман Л.А., Серебряков А.С.** Регулируемые установки емкостной компенсации системы тягового электроснабжения. Монография. – М.: РОАТ-МИИТ, 2012, 212 с.
7. **Кишкурно К.В., Герман Л.А.** Эффективность регулирования напряжения трансформатора тяговой подстанции переменного тока. – ЭЭТ, 2013, с. 26–30.
8. **Герман Л.А., Куров Д.А.** Автоматическое регулирование напряжения трансформаторов тяговых подстанций переменного тока. – ЭЭТ, 2012, № 1, с. 19–26.
9. **Правила** устройства системы тягового электроснабжения железных дорог Российской Федерации (ЦЭ-462). – М.: МПС, 1997, 79 с.
10. **Герман Л.А., Куров Д.А., Фельдман С.О., Кишкурно К.В.** Совершенствовать регулирование напряжения на тяговых подстанциях. – Локомотив, 2012, № 5.
11. **Мельников Н.А., Солдаткина Л.А.** Регулирование напряжения в электрических сетях. – М.: Энергия, 1968, 152 с.
12. **Баринов В.А., Совалов С.А.** Режимы энергосистем: Методы анализа и управления. – М.: Энергоатомиздат, 1990, 440 с.
13. **Железко Ю.С.** Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
14. **Ковалев И.Н.** Выбор компенсирующих устройств при проектировании электрических сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1990, 200 с.
15. **Идельчик В.И.** Расчет и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М.: Энергоатомиздат, 1988, 288 с.
16. **Синьков В.М. и др.** Оптимизация режимов энергетических систем. – Киев: «Вища школа», 1976, 308 с.
17. **Герман Л.А.** Матричные методы расчета системы тягового электроснабжения: Конспект лекций. Ч.1. – М.: РГО-ТУПС, 1998, 36 с.
18. **Герман Л.А.** Матричные методы расчета системы тягового электроснабжения: Конспект лекций. Ч.2. – М.: РГО-ТУПС, 2000, 38 с.
19. **Герман Л.А., Морозов Д.А.** Расчет типовых задач тягового электроснабжения переменного тока на ЭВМ: Уч. пособие. – М.: МИИТ, 2010, 59 с.
20. **Мельников Н.А.** Матричные методы расчета. – М.: Энергия, 1966, 216 с.
21. **Патент РФ № 2397077.** Способ определения узлового взаимного сопротивления в тяговой сети железных дорог/Л.А.Герман. – БИ, 2001, № 23.
22. **А.с. № 864490 (РФ).** Регулятор переменного напряжения/Л.А.Герман, Л.А. Синицына, В.А. Хотовник. – БИ, 1981, № 34.
23. **Беллман Р.** Введение в теорию матриц / Пер. с англ. – М.: Наука, 1969, 368 с.

[04.04.14]

*Авторы: Герман Леонид Абрамович окончил факультет «Электрификация железнодорожного транспорта» Московского института инженеров железнодорожного транспорта (МИИТ) в 1954 г. В 1991 г. защитил докторскую диссертацию «Теория и практика совершенствования режима системы тя-*

гового электроснабжения переменного тока с установками емкостной компенсации» во Всесоюзном научно-исследовательском институте железнодорожного транспорта. Профессор Нижегородского филиала МИИТ.

**Кишкурно Константин Вячеславович** окончил в 2012 г. Московский государственный университет путей сообщения (МИИТ). Инженер 3-й категории ОАО Метрогипротранс, аспирант МИИТ.

## Voltage Regulation in Traction AC Railways

L.A. GERMAN, K.V. KISHKURNO

*The simplest and most effective way to control the voltage in electric traction network of railways – it's voltage regulation on buses of traction substation and traction network in section pillar for two-sided power scheme. On traction substation for regulation is using a device of stepwise voltage regulation of transformer on load (OLTC), devises of cross and series capacitive compensation, boosting transformers etc., and on section pillar – regulated devises of cross capacitive compensation, filtercompensating device, etc. In this article is considered voltage regulation using automation of OLTC, reducing the power loss in power system at normalized restriction on mode voltage AC traction. On the basis of a single matrix model joint consideration of the traction systems and external power supply developed a method for calculating losses and gains power loss at varying CT ratio of power transformers of traction substations and defining components of power loss in the traction network from balanced currents and a traction load as well as on the system external power supply (including power transformers) from load substations. A method for controlling voltage in the AC traction network of electric railways using transformers with OLTC and calculations of gain of power losses in the traction power supply system considering the cross and series asymmetry of its parameters. To improve the efficiency of voltage regulation in the area of traction network with a group of traction substations proposed to introduce regulation in the entire voltage range by introducing additional regulatory limits and also introduce centralized voltage control by group of traction substations, wherein the control is carried out according to the predicted values of power losses in electricity. On an example for the real area of the electric railway calculations are made by the developed algorithm, demonstrating the efficiency of the proposed method of regulation.*

**Key words:** *the method of voltage regulation, electric traction network, transformer, power losses and gain of power loss, limits of regulation, predicted loss, calculations, efficiency*

### REFERENCES

1. **Avtomatizatsiya system elektrosnabzheniya: Uchebnik dlya vuzov zheleznodorozhnogo transporta. Pod redaktsiyey N.D. Sukhoprudskogo** (Automation of Power Supply Systems: A Handbook for Higher Schools for Railway Transport). Moscow. Publ. "Transport", 1990, 359 p.
2. **Tamazov A.I. Nesimmetriya tokov i napryazhenii, vyzvayemaya odnofaznymi tyagovymi nagruzkami** (Imbalance of Currents and Voltages Caused by Single-Phase Traction Loads). Moscow, Publ. "Transport", 1965, 235 p.
3. **Borodulin B.M., German L.A., Nikolayev G.A. Kondensatornyye ustavki elektrofitsirovannykh zheleznykh dorog** (Capacitor Installations of Electrified Railways). Moscow, Publ. "Transport", 1983, 183 p.
4. **Marikin A.N., Burkov S.A. Materialy konferentsii «Elektrifikatsiya, innovatsionnyye tekhnologii, skorostnoye i vysokoskorostnoye dvizheniye na zheleznodorozhnom transporte** («Eltrans-2009») (Proceedings of the Conference «Electrification, Innovative Technologies, Rapid and High-Speed Traffic on Railway Transport»). Eltrans-2009). St. Petersburg, Publ. PGUPS, 2010, pp. 222–227.
5. **Zakarukin V.P., Kryukov A.V. Materialy konferentsii «Elektrifikatsiya, innovatsionnyye tekhnologii, skorostnoye i vysokoskorostnoye dvizheniye na zheleznodorozhnom transporte** («Eltrans-2009») (Materialy konferentsii «Elektrifikatsiya, innovatsionnyye tekhnologii, skorostnoye i vysokoskorostnoye dvizheniye na zheleznodorozhnom transporte» («Eltrans-2009») (Proceedings of the Conference «Electrification, Innovative Technologies, Rapid and High-Speed Traffic on Railway Transport»). Eltrans-2009). St. Petersburg. Publ. PGUPS, 2010, pp. 283–289.
6. **German L.A., Serebryakov A.S. Reguliruyemye ustanovki emkostnoi kompensatsii** (Controlled Capacitive Compensation Installations for a Traction Power Supply System. A Monograph). Moscow, Russian Open Academy of Transport – MIIT, 2012, 212 p.
7. **Kishkurno K.V., German L.A. Elektronika i elektrooborudovaniye transporta (Electronics and Electrical Equipment for the Transport)**, 2013, No 1, pp. 26–30.
8. **German L.A., Kurov D.A. Elektronika i Elektrooborudovaniye transporta (Electronics and Electrical Equipment for the Transport)**, 2012, No 1, pp. 19–26.
9. **Pravila ustroystva sistemy tyagovogo elektrosnabzheniya zheleznykh dorog Rossiiskoi Federatsii (Ts-462)** (Regulations for the Design of a Traction Power Supply System for Railways in the Russian Federation (TsE-462)). Moscow. Ministry of Pailways, 1997, 79 p.
10. **German L.A., Kurov D.A., Fel'dman S.O., Kishkurno K.V. Lokomotiv (Locomotive)**, 2012, No 5.
11. **Mel'nikov N.A., Soldatkina L.A. Regulirovaniye napryazheniya v elektricheskikh setyakh** (Voltage control in electric networks). Moscow. Publ. "Energiya", 1968, 152 p.
12. **Barinov V.A., Sovalov S.A. Rezhimy energosistem: Metody analiza i upravleniya** (Operating condition of electric power systems: Analysis methods and control). Moscow. Publ. "Energoatomizdat", 1990, 440 p.
13. **Zhelezko Yu.S. Kompensatsiya reaktivnoi moshchnosti i povysheniye kachestva elektroenergii** (Reactive Power Compensation and Improving the Electric Power Quality). Moscow. Publ. "Energoatomizdat", 1985, 456 p.

14. **Kovalev I.N.** *Vybor kompensiruyushchikh ustroystv pri proektirovani elektricheskikh setei* (Selection of Compensating Devices in Designing Electric Networks). Moscow. Publ. «Energatomizdat», 1990, 200 p.
15. **Idel'chik V.I.** *Raschet i optimizatsiya rezhimov elektricheskikh setei i system* (Calculation and optimization of the operating conditions of the electrical networks and systems). Moscow. Publ. «Energatomizdat», 1988, 288 p.
16. **Sin'kov V.M., Bogoslovskii A.V., Grigorenko V.G., Kalinovskii Ya.A., Ogorodnikov A.A., Mozgovaya E.A.** *Optimizatsiya rezhimov energeticheskikh system* (Optimization of the power networks operating conditions). Kiyev. Publ. «Vishcha shkola», 1976, 308 p.
17. **German L.A.** *Matrichnye metody rascheta sistemy tyagovogo elektrosnabzheniya* (Matrix Methods for Calculating a Traction Power Supply System. Lecture Notes. Part 1). Konspekt leksii. Ch.1 (Summary of the lectures, part 1). Moscow. Publ. Russian state Open Technical University of Communications (RSOIUC), 1998, 36 p.
18. **German L.A.** *Matrichnye metody rascheta sistemy tyagovogo elektrosnabzheniya* (Matrix Methods for Calculating a Traction Power Supply System. Lecture Notes. Part 1). Ronspekt leksii. Ch. 2 (Summary of the lectures, part 2). Moscow. Publ. RSOTUC, 2000, 38 p.
19. **German L.A., Morozov D.A.** *Raschet tinovykh zadach tyagovogo elektrosnabzheniya peremennogo toka na EVM* (Calculation of Standard Problems in the Field of AC Traction Power Supply Systems on a Computer. A Handbook). Moscow. Publ. Moscow Institute of Transportation Engineers, 2010, 59 p.
20. **Mel'nikov N.A.** *Matrichnye metody rascheta* (Matrix calculation methods). Moscow. Publ. «Energiya», 1966, 216 p.
21. **Patent № 2397077.** *Sposob opredeleniya uzlovogo vzaimnogo soprotivleniya v tyagovoi seti zheleznykh dorog* (Patent No. 2397077. A Method for Determining Nodal Mutual Impedance in a Railway Traction Network )/German L.A. Bul. Izobretenii, 2001, № 23.
22. **A.s. № 864490.** *Regulator peremennogo napryazheniya* (AC voltage regulator)/German L.A., Sinitsina L.A., Khotovnik V.A. Bul. Izobretenii, 1981, № 34.
23. **Bellman R.** *Vvedeniye v teoriyu matrits/Per. s angliiskogo* (Introduction to the theory of matrices (Translation from Engl.). Moscow. Publ. «Nauka», 1969, 368 p.

*Authors: German Leonid Abramovich graduated from the Electrification of Rail Transportation Department of the Moscow Institute of Railway Engineers (MIRE) in 1954. In 1991 he received the degree of Doctor Techn. Sci. from the All-Union scientific researcher Institute. He is a Professor of the Nizhnii Novgorod Branch MIRE.*

*Kishkurno Konstantin Vyacheslavovich graduated from the Moscow State Rail Transportation University (MSRTU) in 2012. He is a Engineer in JSC «Metrogiprotrans and Ph. D. Student in the MSRTU.*