

УДК 621.316.722

EDN WIZXYX

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ТЯГОВОЙ СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

Л.А. ГерманORCID: 0000-0003-4988-2107 e-mail: lagerman@mail.ru

Нижегородский институт путей сообщения –
филиал Приволжского государственного университета путей сообщения
Нижний Новгород, Россия

А.О. Мирзаабдуллаевe-mail: Mirzaabdullaev-AO@ti-ees.ru

АО «Техническая инспекция ЕЭС»
Москва, Россия

И.А. Саликовe-mail: ilya_leonov_00_00@mail.ru

Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД». Горьковская дирекция по энергообеспечению.
Владимирская дистанция электроснабжения
Москва, Россия

В технико-экономических расчетах (ТЭР) компенсации реактивной мощности (КРМ) тягового электроснабжения железных дорог учитывают расчеты по повышению пропускной способности при увеличении напряжения на токоприемнике электроподвижного состава (ЭПС) и снижение потерь мощности в тяговой сети за счет КРМ на посту секционирования тяговой сети. Показатели качества электроэнергии, к сожалению, не учитывают в расчетах в связи с отсутствием их характеристик при работе системы тягового электроснабжения. Кроме того, показан на конкретном примере порядок учета снижения потерь мощности в сетях внешнего электроснабжения при КРМ в тяговой сети. Приведен пример ТЭР для КРМ тяговой сети системы 25 кВ Горьковской ж.д. со статическим генератором реактивной мощности (СГРМ), при этом даны предложения по изменению схемы СГРМ, что приводит к снижению его стоимости.

Ключевые слова: компенсация реактивной мощности; пост секционирования; статический генератор реактивной мощности; синергия; технико-экономические расчеты.

Для цитирования: Герман Л.А., Мирзаабдуллаев А.О., Саликов И.А. Особенности технико-экономических расчетов компенсации реактивной мощности в тяговой сети переменного тока железных дорог // Интеллектуальная Электротехника. 2026. № 3. С. 85-100. EDN WIZXYX

FEATURES OF TECHNICAL AND ECONOMIC CALCULATIONS FOR REACTIVE POWER COMPENSATION IN THE AC TRACTION NETWORK OF RAILWAYS

L.A. German

ORCID: 0000-0003-4988-2107 e-mail: lagerman@mail.ru

Nizhny Novgorod Institute of Railways branch of the Volga State Transport University
Nizhny Novgorod, Russia

A.O. Mirzaabdullaev

e-mail: Mirzaabdullaev-AO@ti-ees.ru

JSC “Technical Inspection of the Unified Energy System”
Moscow, Russia

I.A. Salikov

e-mail: ilya_leonov_00_00@mail.ru

Transenergo – Branch of JSC «Russian Railways».
Gorky Directorate for Energy Supply. Vladimir District of Power Supply
Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. In the technical and economic calculations (TEC) for reactive power compensation (RPC) in railway traction power supply, calculations are taken into account to increase throughput capacity by increasing the voltage at the contactor of the electric rolling stock (ERS) and to reduce power losses in the traction network through RPC at the sectioning posts of the traction network. Unfortunately, electricity quality indicators are not taken into account in the calculations due to the lack of their characteristics in the operation of the traction power supply system. In addition, a specific example shows the procedure for taking into account the reduction of power losses in external power supply networks during RPC in a traction network. An example of a TEC for a 25 kV Gorky railway RPC with a static reactive power generator (SRPG) is given, while proposals are made to change the SRPG circuit, which leads to a reduction in its cost.

Keywords: reactive power compensation; post-sectioning; static reactive power generator; synergy; technical and economic calculations.

For citation: L.A. German A.O. Mirzaabdullaev and I.A. Salikov, “Features of technical and economic calculations for reactive power compensation in the AC traction network of railways”, *Smart Electrical Engineering*, no. 3, pp. 85-100, 2026. EDN WIZXYX

I. Введение

В настоящее время для компенсации реактивной мощности (КРМ) в тяговом электроснабжении предпочтение отдают установкам поперечной емкостной компенсации (КУ) на постах секционирования (ПС) тяговой сети переменного тока [1], обладающих повышенным технико-экономическим эффектом, который состоит в следующем [2-5]:

- повышение и стабилизация напряжения в тяговой сети;
- повышение пропускной способности железных дорог;
- снижение коэффициента реактивной мощности;
- снижение уровня гармоник тока и напряжения в тяговой сети и в сетях внешнего электроснабжения;
- снижение потерь мощности и электроэнергии в тяговой сети и в сетях внешнего электроснабжения.

Таким образом, установка КУ в тяговой сети наряду с главной задачей повышения пропускной способности железных дорог дополнительно снижает потери мощности в сетях энергосистемы и обеспечивает надлежащее качество электроэнергии как в тяговой сети, так и за ее пределами в энергосистеме.

В [6] приведен расчет компенсации реактивной мощности (КРМ) в тяговой сети, где показана необходимость учета снижения потерь активной мощности и электроэнергии не только в тяговой сети, но и в энергосистеме, то есть в расчет требуется ввести эффект синергии. Термин синергия означает следующее: «Синергия – суммирующий эффект взаимодействия двух или более факторов, характеризующийся тем, что их действие существенно превосходит эффект каждого отдельного компонента в виде их простой суммы» При учете синергии, как показано в [6], экономия потерь мощности в энергосистеме при установке КУ в тяговой сети железных дорог возрастает в 2-2,5 раза, при установке КРМ в распределительных сетях 10 кВ – в 4-4,5 раза.

Цель статьи – показать реальные соотношения экономии потерь электроэнергии в системе внешнего электроснабжения (в энергосистеме) и в тяговой сети при КРМ в тяговой сети. Потери мощности будем выполнять методом расчета потерь по средним токам, принципы расчета синергии при учете только реактивной мощности в системе электроснабжения, так как она влияет на изменение результатов расчета, будут продемонстрированы на примерах.

II. Упрощенный расчет КРМ в тяговой сети

На элементарном примере выясним, как возрастает эффект снижения потерь мощности в энергосистеме при КРМ в тяговой сети. Для этого рассмотрим простейшую схему электроснабжения (рис. 1). Энергосистема S

питает районную нагрузку в узле 1 с током I_{220} и напряжением 220 кВ и тяговую нагрузку в узле 3 через тяговый трансформатор Тр с током I_{27} и напряжением 27,5 кВ, т.е. между узлами 1 и 3 система тягового электропитания, а от S до узла 1 система электропитания районной нагрузки 220 кВ. Между узлами 2 и 3 – тяговая сеть. Для простоты расчетов будем считать эти токи – реактивными и в точке 3 подключим установку компенсации КУ Q_K , Q_{27} – реактивная мощность нагрузки. Из [7] $Q_{27} = Q_L + Q_P$, где Q_L и Q_P мощность левого и правого плеч питания.

Потери активной мощности в трехфазной системе 220 кВ до включения КУ равны:

$$\Delta P_{\text{ДО}} = 3R_{220} (I_{220}^* + I_{27})^2, \quad (1)$$

где символ «*» означает приведенную нагрузку к напряжению тяговой обмотки.

Значение «3» означает увеличение потерь мощности в трех фазах энергосистемы.

После включения КУ потери мощности в трех фазах:

$$\Delta P_{\text{ПОСЛЕ}} = 3R_{220} (I_{220}^* + I_{27} - I_K)^2. \quad (2)$$

Таким образом, в системе 220 кВ при включении КУ в тяговой сети суммарные потери мощности снижаются на:

$$\delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\text{ДО}} - \Delta P_{\text{ПОСЛЕ}} = 3R_{220} (2I_{220}^* I_K). \quad (3)$$

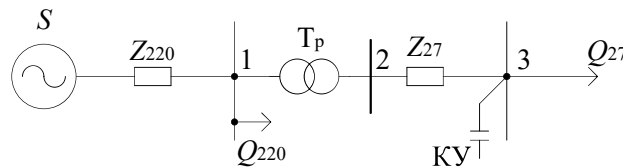


Рис.1. Простейшая схема электропитания

Fig. 1. The simplest power supply circuit

В (3) по аналогии с [6] в связи с тем, что I_{27} на несколько порядков меньше I_{220}^* , в расчетах в энергосистеме значением I_{27} пренебрегаем.

Формула (3) дает результат потерь мощности с некоторым приближением, так как принимаем симметричную сеть. В действительности трехфазная сеть энергосистемы близка к симметричной, так как ее суммарная симметричная нагрузка на много превышает несимметричную тяговую, а установки КУ, которые включают на нескольких межподстанционных зонах тяговой сети, снижают суммарную несимметрию.

Эффект снижения потерь мощности в энергосистеме по (3) предложено учесть в [6]. Произведение $2I_{220}^* I_K$ в (3) усиливает снижение потерь

мощности, так как сколько бы ни было значение Q_K , ее произведение на величину заведомо большую I_{220}^* , может дать соответственно очень большое снижение потерь активной мощности.

Для указанного примера выполним расчет синергии для следующих исходных данных: $Q_{220} = 50$ МВар, $Q_{27} = 2$ МВар, линия 220 кВ – 50 км, ее активное сопротивление – 5 Ом, тяговое электроснабжение представлено одним двухпутным участком с тяговой нагрузкой Q_{27} . Сопротивление участка 2-3 равно $R_{22} = r_{22} \cdot 25 = 0,117 \cdot 25 = 2,925$ Ом [8] (здесь r_{22} – погонное сопротивление двухпутного участка, 25 км – длина участка тяговой сети). На схеме замещения (рис. 1) указаны полные сопротивления элементов сети в общем случае расчета, а для активных потерь мощности даны значения активных сопротивлений. Мощность КУ – 1 МВар. Тогда в тяговой сети при включении КУ активные потери мощности от реактивных токов снижаются на – 14,4 кВт, а в энергосистеме – на 10,3 кВт. Из рассмотренного примера видно, что эффект учета дополнительных потерь мощности в энергосистеме по сравнению с тяговой сетью составляет 71 %, а это величина, которую нельзя игнорировать. Однако в существующих расчетах КРМ указанный дополнительный эффект в снижении потерь мощности в энергосистемах не учитывается. На наш взгляд причина этого заключается в достаточно сложном определении изменения и измерения потерь мощности в высоковольтных линиях энергосистемы при КРМ в тяговой сети и в отсутствии правил передачи этих данных от энергосистемы потребителю. Указанная проблема, как мы полагаем, должна быть решена в ближайшем будущем.

Далее представлен предлагаемый порядок приближенного расчета синергии на реальной схеме Нижегородской энергосистемы Нижновэнерго.

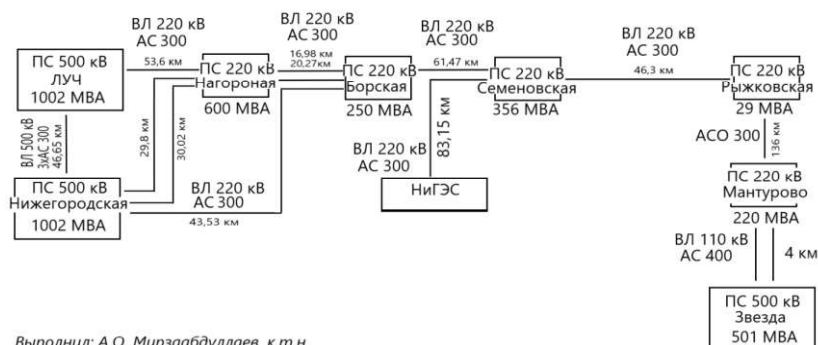
III. Предлагаемый порядок расчета синергии

для реального участка энергосистемы Нижновэнерго

На сегодняшний день ситуация в расчетах КРМ такова: с одной стороны, по нормативным документам расчеты КРМ выполняют без учета потерь мощности в сетях внешнего электроснабжения, ограничиваясь расчетами КРМ только заданного участка с установкой компенсации реактивной мощности. С другой стороны, по работам [6] расчет КРМ предлагается выполнять с учетом идей синергии, дополнительно рассматривая потери мощности в сетях внешнего электроснабжения. К сожалению, в [6] достаточно поверхностно представлен расчет синергии тягового электроснабжения, в частности, отсутствуют расчеты потерь мощности межподстанционной зоны тяговой сети. Поэтому задачей настоящей статьи является проверка на реальной схеме энергосистемы Нижновэнерго с тяговым электроснабжением правильности выводов [6] эффекта синергии для тяговой сети.

На рис. 2 представлена укрупненная схема электроснабжения Нижновэнерго в части питания районной подстанции Семеновская, к которой

подсоединена двухцепная ВЛ 110 кВ для питания тяговых подстанций участка в 170 км Семенов–Шахунья.



Выполнил: А.О. Мирзаабдуллаев, к.т.н.

Рис.2. Схема электроснабжения подстанции ПС 220 кВ Семеновская

Fig. 2. Power supply scheme for the 220 kV PS Semyonovskaya substation

Подстанция ПС 220 кВ Семеновская со стороны ПС 500 кВ Звезда подсоединена к ПС 220 кВ Рыжковская к линии ВЛ 220 кВ в 46,3 км. С другой стороны ПС 220 кВ Семеновская подсоединена к двум ПС 500 кВ Луч и Нижегородская через ПС 220 кВ Борская по линии ВЛ 220 кВ в 61,47 км, а также подсоединена к электростанции НиГЭС по линии ВЛ 220 кВ в 83,15 км. На схеме (рис. 2) указана установленная мощность генерации оборудования на ПС 220 кВ, конечно, обычно реальная мощность в несколько раз меньше установленной.

Как указано в [6] потери мощности в разветвленных сетях энергосистемы определяются суммой всевозможных произведений пар нагрузок на соответствующие взаимные активные сопротивления, включая произведения с емкостной нагрузкой КУ. Определив мощность потерь от указанных произведений с нагрузкой КУ, найдем эффект от синергии. Эта задача очень сложная, пока методов практического решения ее нет, поэтому в статье делаем попытку приближенного решения эффекта синергии, то есть определения дополнительной экономии потерь мощности в энергосистеме при учете КРМ в тяговой сети.

Итак, к моменту расчета не удалось определить точное распределение нагрузки по высоковольтным линиям в энергосистеме с КРМ в тяговой сети. Далее изложен предлагаемый порядок оценки синергии на конкретной схеме энергосистемы Нижновэнерго на основании реальных измерений.

1. Обычно в энергосистеме выделяются наиболее энергоемкие высоковольтные линии, за которыми осуществляется контроль. На этих линиях выполняются в определенные сутки измерения потоков активной мощности. На рис. 3 представлены измерения максимальных значений активной мощности в МВт. Оцениваются расчетами потоки реактивной мощности на этих линиях.
2. Принимается, что на этих контролируемых линиях протекают токи компенсации от системы тягового электроснабжения.
3. Формируются зоны энергосистемы, где проходят энергоемкие высоковольтные линии с токами емкостной компенсации от тягового электроснабжения.
4. Проводится расчет экономии потерь мощности в тяговой сети и во всех формируемых зонах с контролем протекаемых мощностей.
5. Проводится сравнение указанных расчетов экономии потерь мощности.

Ориентировочные расчеты показывают, что указанный порядок может дать погрешность в результатах в основном за счет правильной оценки всех высоковольтных линий, по которым протекает емкостной ток компенсации тягового электроснабжения. Неучет линий, по которым протекает емкостной ток компенсации, формирует погрешность расчета синергии.

В соответствии с указанным порядком расчета оценка синергии при КРМ в тяговой сети проведена на основе измеренных максимальных значений активной мощности в МВт на высоковольтных линиях ВЛ 220 кВ Нижновэнерго 06.02.26 в Нижновэнерго и относительно их далее ориентирована реактивная мощность по высоковольтным линиям следующим образом.

Как указано в [9], расчет мощности в тяговых сетях переменного тока можно проводить отдельно: сначала для активной мощности, затем для реактивной. Поэтому для упрощения расчетов ограничиваемся определением реактивной мощности в высоковольтных линиях и соответственно выполняем ее распределение в энергосистеме.

Если нет данных по реактивной мощности, то принимается коэффициент мощности 0,8, более приемлемый для сетей 220 кВ. От районной подстанции ПС 220 кВ Семеновская (установленная реактивная мощность $356 \cdot 0,6 = 213$ МВар) через трансформатор 220/110 кВ подается питание на участок с тяговым электроснабжением системы 25 кВ Семеновская-Керженец-Быструха-Арья-Шахунья.



Подстанция Семеновская отдает по изиерениям в систему тягового электроснабжения на четыре участка тяговой сети мощность 82 МВт, при этом в тяговой сети устанавливаем на постах секционирования статические генераторы реактивной мощности СГРМ общей мощностью $10 \cdot 4 = 40$ МВар, и кроме того, подстанция Семеновская отдает трехфазную районную активную нагрузку 40 МВт напряжением 110 кВ районному потребителю. Для оценки потерь мощности в энергосистеме, как было указано, она условно разделена на четыре зоны с максимальным потреблением активной мощности, причем питание подстанции Семеновская осуществляется по магистральным схемам с двух сторон. На каждой зоне определены по измеренным активным мощностям расчетные реактивные мощности. Экономия потерь мощности на указанных зонах произведена по предложенной формуле в [6] с установленной мощностью компенсации КУ 40 МВар в тяговой сети. Далее представим итоги по распределению расчетной реактивной нагрузки по четырем зонам с высоковольтными линиями Нижневэнерго (рис. 3).

1. Тяговая нагрузка по всем четырем участкам тяговой сети Керженец – Шахунья $4 \cdot 20$ МВт плюс емкостная мощность СГРМ $4 \cdot 10$ МВар, причем СГРМ учитываются по $2 \cdot 10$ МВар слева и справа по высоковольтным линиям ВЛ 220 кВ подстанции Семеновская.
2. Районная нагрузка от шин 110 кВ подстанции Семеновская – 40 МВар.

3. Первая зона энергосистемы. Линия ВЛ-220 кВ Семеновская – Рыжковская 46,3 км – по измерениям 40 МВт, при коэффициенте мощности 0,8 реактивная мощность 30 МВар.
4. Вторая зона энергосистемы. Линии ВЛ-220 кВ Семеновская до ПС Борская - Линия ВЛ-220 кВ Семеновская – 61,47 км активная мощность 57 МВт, реактивная мощность 42,75 МВар.
5. Третья зона энергосистемы. Линия Рыжковская – Мантурово 136 км – активная мощность 47 МВт, реактивная мощность – 35,26 МВар.
6. Четвертая зона энергосистемы. От ПС-500 кВ Луч и Нижегородская до ПС Борская – активная мощность 111 МВт, реактивная мощность – 83,25 МВар.

V. Расчеты потерь мощности в системе тягового электроснабжения

Межподстанционное расстояние $l = 50$ км, потребляемая реактивная мощность тяговой сети на каждой межподстанционной зоне $Q_{TC} = 20$ МВар, а установленная мощность СГРМ на посту секционирования в середине участка – $Q_k = 10$ МВар, тогда потери мощности на межподстанционной зоне тяговой сети равны:

$$\Delta P = \left(\frac{Q_{TC}}{2U} \right)^2 l \cdot \frac{r}{4}, \quad (4)$$

где $r = 0,117$ Ом/км – активное сопротивление двухпутного участка [2].

В (4) после разложения распределенной нагрузки Q_{TC} между тяговыми подстанциями и постом секционирования на ПС приходится нагрузка $\frac{Q_{TC}}{2}$.

Экономия по потерям мощности в тяговой сети одной межподстанционной зоны равна [1]:

$$\delta P_{TC} = l \cdot r \cdot \frac{\left(\frac{2Q_k Q_{TC}}{2} - Q_k^2 \right)}{(4 \cdot U_{25}^2)}. \quad (5)$$

Для принятых исходных данных для одной межподстанционной зоны:

$$\delta P_{TC} = 50 \cdot 0,117 \left(\frac{2 \cdot 10 \cdot 20}{2} - 10^2 \right) 10^3 \cdot l \cdot r / (4 \cdot 25^2) = 234 \text{ кВт}. \quad (6)$$

Для четырех участков тяговой сети:

$$\delta P_{TC \Sigma} = 234 \cdot 4 = 936 \text{ кВт}. \quad (7)$$

Полученную далее дополнительную экономию потерь мощности в энергосистеме будем сравнивать с экономией потерь мощности в тяговом электроснабжении.

VI. Расчеты потерь мощности в энергосистеме Нижновэнерго

Экономия потерь мощности на указанных зонах энергосистемы произведена по предложенной формуле в [6] с установленной мощностью компенсации КУ 40 МВар в тяговой сети. В связи с тем, что нагрузка в сетях 220 кВ значительно превосходит тяговую нагрузку, в первом приближении не будем учитывать несимметрию в сетях 220 кВ. Расчет начнем с одного участка ВЛ 220 кВ между подстанциями Семеновская и Рыжковская длиной в $l = 46,3$ км, на котором протекает мощность в 53,2 МВт и от тяговой сети СГРМ 10 · 2 МВар. На этом участке экономия по потерям мощности за счет протекания токов компенсации от СГРМ равна (3):

$$\delta P_{220} = 3l \cdot r (2Q_K Q_{220}) / (\sqrt{3}U_{220})^2, \quad (8)$$

где $r = 0,1$ Ом/км – погонное сопротивление ВЛ 220 кВ [2]; $Q_{220} = 30$ МВар.

Для принятых исходных данных:

$$\begin{aligned} \delta P_{220} &= 3R_{220} (2Q_K Q_{220}) / (\sqrt{3}U_{220})^2 = \\ &= 3 \cdot 46,3 \cdot 0,1 \cdot 106 \left[2 \cdot 30 \cdot 2 \cdot \frac{10}{(220\sqrt{3})^2} \right] = 114,78 \text{ кВт}. \end{aligned} \quad (9)$$

Продолжим расчет по ВЛ 220 кВ Рыжковская-Мантурово длиной 136 км, ее нагрузка по показаниям 06.02.26 – 47 МВт и тогда реактивная – 35,26 МВар, тогда:

$$\begin{aligned} \delta P_{220} &= 3R_{220} (2Q_K Q_{220}) / (\sqrt{3}U_{220})^2 = \\ &= 3 \cdot 136 \cdot 0,1 \cdot 10^6 \left[2 \cdot 35,26 \cdot 20 / (220\sqrt{3})^2 \right] = 396,3 \text{ кВт}. \end{aligned} \quad (10)$$

Продолжим расчет для линий ВЛ 220 кВ в 61,47 км с другой стороны питания ПС Семеновская.

$$\begin{aligned} \delta P_{220} &= 3R_{220} (2Q_K Q_{220}) / (\sqrt{3}U_{220})^2 = \\ &= 3 \cdot 61,47 \cdot 0,1 \cdot 10^6 \left[2 \cdot 42,75 \cdot 20 / (220\sqrt{3})^2 \right] = 217,1 \text{ кВт}. \end{aligned} \quad (11)$$

Расчет для четвертой зоны при длине 43,53 км:

$$\begin{aligned} \delta P_{220} &= 3R_{220} (2Q_K Q_{220}) / (\sqrt{3}U_{220})^2 = \\ &= 3 \cdot 43,53 \cdot 0,1 \cdot 10^6 \left[2 \cdot 83,25 \cdot 20 / (220\sqrt{3})^2 \right] = 299,49 \text{ кВт}. \end{aligned} \quad (12)$$

Суммарная экономия потерь равна:

$$\delta P_{\Sigma} = 114,78 + 396,3 + 217,17 + 299,9 = 1027 \text{ кВт}. \quad (13)$$

Укажем, что данная экономия потерь мощности в системе внешнего электроснабжения составит $1027/936 = 1,097$ или 109,7 % от экономии потерь мощности в тяговой сети. Как видно, сумма немалая и поэтому вывод один: применять синергию в расчетах тяговой сети целесообразно при рассмотрении КРМ большого участка тяговой сети, где происходит КРМ, например, при электрификации заданного направления железной дороги, с несколькими тяговыми подстанциями.

Как указывалось, в [6], экономия потерь мощности в сетях внешнего электроснабжения превосходит экономию потерь мощности в тяговой сети в 2-2,5 раза. Однако, как видно по статье, этого не получилось, снижение потерь мощности в сетях примерно такие же, как и в тяговых сетях, но и этого не мало, дополнительная экономия потерь мощности существенная. На основании полученных расчетов можно сделать два вывода:

1) прежде всего напомним формулу (3) $\delta P = 3R_{220}(2I_{220}^* I_K)$. Как указано в [6], дополнительная экономия потерь в энергосистеме в основном определяется произведением $2I_{220}^* I_K$. Поэтому, чем меньше суммарное значение I_K , тем меньше экономия потерь мощности в энергосистеме. Следовательно, при рассмотрении единичной установленной мощности КУ 10-16 Мвар вряд ли можно ожидать повышенных значений дополнительной экономии электроэнергии в энергосистеме. Это значит, что при рассмотрении ТЭР КРМ для одной межподстанционной зоны тяговой сети расчеты синергии можно не производить;

2) расчеты в статье показали, что в общем случае необходимо вычислять синергию, на основании которой следует решать вопрос об ее учете в расчете ТЭР КРМ тяговой сети. В частности, при рассмотрении ТЭР КРМ для целого направления электроснабжения железной дороги, которое обычно выполняют при проектировании, как правило, следует выполнять расчеты синергии, и которые, кстати, повышают срок окупаемости КРМ при введении СГРМ.

VII. Методика технико-экономических расчетов КРМ в тяговой сети железных дорог

Как было указано, расчет КРМ производим по двум показателям: по увеличению пропускной способности участка железной дороги и по экономии электроэнергии в тяговой сети.

А. Проведем расчет экономии затрат на одной межподстанционной зоны при увеличении пропускной способности участка следующим образом.

1. По программе КОРТЭС [10] производится расчет снижения интервала попутного следования поездов в связи с установкой ФКУ.

2. Определяется время хода тяжелого поезда по межподстанционной зоне до (t_1) и после (t_2) включения ФКУ. Рассчитывается разность времен $\Delta t = t_1 - t_2$.

3. Определяются затраты на тяжеловесный поезд по нормативному документу. На основании Распоряжения ст. вице-президента ОАО «РЖД» № 675р от 7 апреля 2017 г. «Об утверждении расходных ставок и оценочных уровней затрат для экономических задач» стоимость 1 поезд-часа в грузовом движении (электротяга) для Горьковской ж. д. (для оценки изменения скорости движения) составляет – 8441,35 руб. Из опыта работы в 2026 г на Горьковской стоимость 1 поезд-часа повысилась на 20 % и составила 10129,62 руб.

4. Выполняется расчет экономии денежных средств в связи с уменьшением времени хода тяжеловесного поезда по рассматриваемой межподстанционной зоне:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta t \cdot T_{\text{год}} \cdot m \cdot C / 60, \quad (13)$$

где Δt – разность времен хода ЭПС с ФКУ и без ФКУ; $T_{\text{год}}$ – годовое число суток (365); m – число тяжеловесных поездов в сутки; C – затраты на тяжеловесный поезд, руб.

Расчет экономии затрат регулируемого СГРМ выполним на примере конкретного участка системы 2х25 кВ Сергач – Шумерля, где контактная сеть питается от подстанции Сергач, а на консоли контактной сети у подстанции Шумерля включена СГРМ. По программе КОРТЭС за счет СГРМ (включена мощность СГРМ $Q_k = 10$ МВар) снизилось время движения тяжеловесного поезда по межподстанционной зоне на $\Delta t = 72 - 67 = 5$ мин. В расчетах учтем только тяжеловесные поезда (включая двоянные), на этом участке их – 10. Тогда на основании (13):

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta t \cdot T_{\text{год}} \cdot m \cdot \frac{C}{60} = 5 \cdot 365 \cdot 10 \cdot \frac{10129,62}{60} = 3,081 \text{ млн руб.} \quad (14)$$

Б. Экономия затрат при снижении потерь мощности в тяговой сети.

Расчет экономии электроэнергии выполняется только в тяговой сети. Счетчик мощности СГРМ показывает электроэнергию, генерируемую СГРМ, которая компенсирует реактивную мощность тяговой сети, то есть на это значение уменьшаются потери мощности в тяговой сети. По показаниям счетчика СГРМ определяем за год энергию генерации – $920 \cdot 10^3$ кВт·ч. Таким образом, стоимость экономии потерь электроэнергии в тяговой сети составит

$$\mathcal{E}_{\text{тс}} = 920 \cdot 10^3 \cdot 5 = 4,6 \text{ млн руб.} \quad (15)$$

Поскольку расчет выполняется для одной межподстанционной зоны, постольку расчет дополнительной экономии электроэнергии в сети внешнего электроснабжения производить не будем.

В. Оценим стоимость капитальных вложений. Стоимость СГРМ мощностью 16 Мвар равна 105 млн руб по данным Красноуфимской дистанции электроснабжения Горьковской ж. д. Это значит, что удельная стоимость СГРМ равна $105 / 16 = 6,25$ млн руб/Мвар. С учетом исследований в [2], где предполагается для снижения гармоник тока ЭПС вводить в СГРМ типовую установку ФКУ на резонансной, частотой на 150 и 250 Гц и отказаться от СГРМ для снижения гармоник тока, стоимость СГРМ с уменьшенной мощностью и совместно с ФКУ в 2,5 раза меньше, чем СГРМ. Теперь следует учитывать уменьшенную удельную стоимость СГРМ $6,25 / 2,5 = 2,5$ млн руб/Мвар.

Расчет срока окупаемости. Простой срок окупаемости СГРМ 10 Мвар составит:

$$T_{\text{ок}} = 2,5 \cdot 10 / (3,081 + 4,6) = 3,25 \text{ г.} \quad (16)$$

Итак, простой срок окупаемости, модернизированной СГРМ 10 Мвар составляет 3,25 года.

VIII. Заключение

Полный расчет КРМ в тяговом электроснабжении предполагает учитывать эффект повышения пропускной способности железной дороги, стоимость снижения потерь электроэнергии в тяговой сети и энергосистеме, а также ущерб от снижения качества электроэнергии (КЭ) в тяговой сети. Однако в связи с отсутствием данных по характеристикам ущерба от снижения КЭ расчеты КРМ пришлось ограничить вычислениями эффекта увеличения пропускной способности и стоимости сэкономленной электрической энергии в тяговой сети.

При оценке синергии для дополнительной экономии электроэнергии в сетях энергосистемы при КРМ в тяговых сетях следует определить сумму произведений $2I_{\text{вл}}^* I_{\text{к}}$ (произведения токов высоковольтных линий $I_{\text{вл}}^*$ на токи емкостной компенсации тягового электроснабжения, протекающих на этих линиях). Приведенные в статье расчеты показали, что при оценке дополнительных потерь мощности в энергосистеме расчеты синергии следует производить только при рассмотрении больших участков тяговой сети с компенсацией КРМ, например, при проектировании целого направления железной дороги с несколькими межподстанционными зонами. При электрификации одиночной тяговой подстанции или одной межподстанционной зоны вряд ли можно ожидать повышенных значений дополнительной экономии потерь мощности, и потому в этом случае расчет синергии не производится.

Выполненные расчеты синергии для Нижновэнерго по реальным значениям токов линий ВЛ-110 кВ и 220 кВ показали, что дополнительная экономия потерь мощности в сетях энергосистемы при КРМ в тяговом электроснабжении железных дорог составляет примерно такое же значение, что

и экономия потерь мощности в тяговой сети. Поэтому следует вводить соответствующую корректировку в правилах технико-экономических расчетов КРМ тяговой сети.

Представлен пример расчета ТЭР КРМ тяговой сети с СГРМ на посту секционирования. Эффект увеличения пропускной способности железных дорог определен по снижению времени прохода поездов по межподстанционной зоне в связи повышением среднего уровня напряжения в контактной сети путем установки СГРМ на постах секционирования. Для снижения стоимости СГРМ и соответствующего срока окупаемости предложено изменить схему его включения с добавлением типовой фильтрокомпенсирующей установки.

© Герман Л.А., 2026

© Мирзаабдуллаев А.О., 2026

© Саликов И.А., 2026

Поступила в редакцию 18.05.2026

Принята к публикации 03.07.2026

Received 18.05.2026

Accepted 03.07.2026

Библиографический список

- [1] Герман Л.А. Совершенствование тягового электроснабжения переменного тока для повышения пропускной способности железных дорог. М.: ФГБУ ДПО «Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте», 2025. – 208 с.
- [2] Герман Л.А., Субханвердиев К.С., Герман В.Л. Автоматизация электроснабжения тяговой сети переменного тока. Часть 2. Режимная автоматика. М.: ФГБУ ДПО «Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте», 2024. – 195 с.
- [3] Караев Р.И., Волобровский С.Д., Ковалев И.Н. Электрические сети и энергосистемы. М.: Транспорт, 1988. – 326 с.
- [4] Ковалев И.Н. Электроэнергетические системы и сети. М.: ФГБУ ДПО «Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте», 2024. – 195 с.
- [5] Карташов И.И., Тульский В.Н., Шамонов Р.Г., Шаров Ю.В., Воробьев А.Ю. Управление качеством электроэнергии. М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 320 с.
- [6] Ковалев И.Н. Энергосберегающая синергетика при компенсации реактивной мощности в энергосистемах на современном этапе // Энергосбережение. 2019. № 6. С. 58-62.
- [7] Бородулин Б.М., Герман Л.А., Николаев Г.А. Конденсаторные установки электрифицированных железных дорог. М.: Транспорт, 1983. – 183 с.
- [8] Фигурнов Е.П. Релейная защита. Часть 2. М.: ГОУ УМЦ, 2009. – 604 с.
- [9] Марквардт К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог. М.: Транспорт, 1982. – 528 с.

- [10] Марский В.Е. Программа КОРТЭС. Комплекс расчетов тягового электроснабжения. ВНИИЖТ, 2011г.
- [11] Саликов И.А., Герман Л.А. Способ регулирования статического генератора реактивной мощности (СГРМ) на посту секционирования межподстанционной зоны тяговой сети с односторонним питанием // Вестник транспорта Поволжья. 2025. №6 (114). С.67-73.

References

- [1] L.A. German, *Improving the AC Traction Power Supply to Increase Railway Capacity*. Moscow: Federal State Budgetary Educational Institution of Additional Professional Education "Educational and Methodological Center for Education in Railway Transport", 2025.
- [2] L.A. German, K.S. Subkhanverdiev and V.L. German. *Automation of the AC Traction Network Power Supply, Part 2. Regime Automation*. Moscow: Federal State Budgetary Educational Institution of Additional Professional Education "Educational and Methodological Center for Education in Railway Transport", 2024.
- [3] R.I. Karaev, S.D. Volobrinisky and I.N. Kovalev, *Electrical Networks and Power Systems*. Moscow: Transport, 1988.
- [4] I.N. Kovalev, *Electric Power Systems and Networks*. Moscow: Federal State Budgetary Educational Institution of Additional Professional Education "Educational and Methodological Center for Education in Railway Transport", 2024.
- [5] I.I. Kartashov, V.N. Tulskey, R.G. Shamonov, Yu.V. Sharov and A.Yu. Vorobyov, *Electric Power Quality Management*. Moscow: MPEI Publishing House, 2006.
- [6] I.N. Kovalev, "Energy-saving synergetics in reactive power compensation in power systems at the present stage", *Energy Saving*, no. 6, pp. 58-62. 2019.
- [7] B.M. Borodulin, L.A. German and G.A. Nikolaev, *Capacitor units of electrified railways*. Moscow: Transport, 1983.
- [8] E.P. Figurnov, *Relay Protection. Part 2*. Moscow: State Educational Institution "University of the Moscow Metropolitan Center," 2009.
- [9] K.G. Marquardt, *Power supply of electrified railways*. Moscow: Transport, 1982.
- [10] Marsky, V.E. KORTES Program. Traction Power Supply Calculation Suite. VNIIZhT, 2011.
- [11] I.A. Salikov, L.A. German, "Method for regulating the static reactive power generator (SRPG) at the inter-substation zone sectioning post of a traction network with single-way feeding", *Volga Region Transport Bulletin*, No. 6 (114), pp. 67-73, 2025.

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ
INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**

Герман Леонид Абрамович, доктор технических наук, профессор Нижегородского института путей сообщения – филиал Приволжского государственного университета путей сообщения, г. Нижний Новгород, Российская Федерация.

Мирзаабдуллаев Акрамжан Одилович, главный эксперт АО «Техническая инспекция ЕЭС», Москва, Российская федерация.

Саликов Илья Александрович, старший электромеханик Владимирской дистанции электроснабжения – структурного подразделения Горьковской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД», г. Нижний Новгород, Российская Федерация.

Leonid A. German, D. Sci. (Eng.), professor of the Nizhny Novgorod Institute of Railways branch of the Volga State Transport University, Nizhny Novgorod, Russian Federation.

Akramzhan O. Mirzaabdullaev, chief expert of the JSC “Technical Inspection of the Unified Energy System”, Moscow, Russian Federation.

Илья А. Саликов, senior electrical engineer of the Vladimir Power Supply Distance – Branch of the Gorky Directorate for Energy Supply of the Transenergo – Branch of JSC «Russian Railways», Nizhny Novgorod, Russian Federation.