

ЭНЕРГЕТИКА

Научная статья

УДК 621.311:621.314

EDN: TNLLMF

DOI: 10.21285/1814-3520-2026-1-100-112



Разработка мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях групповым регулированием коэффициентов трансформации силовых трансформаторов

К.Н. Паркачев¹, С.Г. Тигунцев²✉^{1,2}Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия¹Филиал АО «СО ЕЭС», Региональное диспетчерское управление энергосистемы Иркутской области (Иркутское РДУ), Иркутск, Россия

Резюме. Цель наших исследований заключается в предложении организационно-технических мероприятий по сокращению потерь электроэнергии при ее транспортировке в распределительных электрических сетях. Объектом исследований явились режимы работы электрических сетей, в которых оптимальный режим достигается перераспределением потоков реактивной мощности. Перераспределение создается при регулировании напряжений определенной методикой группового переключения коэффициентов трансформации силовых трансформаторов с помощью электронных ключей в переключателях регулирования под нагрузкой и переключения без возбуждения. Суть технических мероприятий заключается в замене электромеханических устройств переключателей устройствами с электронными ключами. В качестве технологического метода исследования применялось моделирование и последующий расчет режимов участка действующей электроэнергетической системы Республики Бурятия в программном комплексе RastrWin3. Оценка эффективности применения предлагаемых мероприятий по переключению проводилась путем сравнения оптимальных по критерию минимума потерь мощности в электрических режимах с использованием предлагаемых устройств и без них. Установлено, что суммарные потери активной мощности при номинальных коэффициентах трансформации составляют 1,22 МВт. Расчетами показано, что при оптимальных по минимуму потерь коэффициентах на трансформаторах с регулированием под нагрузкой и переключения без возбуждения – 1,09 МВт. Применение предлагаемых мероприятий позволит сократить технические потери электроэнергии при ее транспортировке за счет группового регулирования коэффициентов трансформации, в том числе и в режиме реального времени (по изменению нагрузки в течение суток).

Ключевые слова: электронные ключи, регулирование напряжения, оптимизация коэффициентов трансформации, минимум потерь, групповое регулирование

Для цитирования: Паркачев К.Н., Тигунцев С.Г. Разработка мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях групповым регулированием коэффициентов трансформации силовых трансформаторов // iPolytech Journal. 2026. Т. 30. № 1. С. 100–112. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2026-1-100-112>. EDN: TNLLMF.

POWER ENGINEERING

Original article

Development of measures to reduce energy losses in electrical networks by group regulation of current transformer ratios

Kirill N. Parkachev¹, Stepan G. Tiguntsev²✉^{1,2}Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia¹Branch of JSC "System Operator of the Unified Energy System", Regional Dispatch Office of the Irkutsk Region Power System (Irkutsk RDO), Irkutsk, Russia

Abstract. The study aims to propose organizational and technical measures reducing losses of electricity during its transportation in distribution electrical networks. The object of the study was operation modes of electrical networks with the optimum achieved by redistributing reactive power flows. The flows are redistributed by regulating voltage using certain group switching of current transformer ratios via current-controlled switches of regulation under load and without excitation. The essence of these technical measures is the replacement of electromechanical switch devices with current-controlled ones. A technological method of the study included simulation and sub-

sequent calculation of the modes on the section of the operated electric power system of the Republic of Buryatia using the RastrWin3 software suite. The effectiveness of the proposed switching activities was assessed by comparing the minimum optimal power loss in electrical modes with and without the proposed devices. The total active power loss at the nominal current transformer ratios was determined to be 1.22 MW. The calculations show that for optimal loss ratios, losses are equal to 1.09 and 1.17 MW for on-load regulated transformers with and without unexcited switching, respectively. The implementation of the proposed measures will reduce the technical losses of electricity during its transport due to the group regulation of current transformer ratios, including on-line by changing the load during the day.

Keywords: electronic switches, voltage regulation, transformation ratio optimization, minimum losses, group regulation

For citation: Parkachev K.N., Tiguntsev S.G. Development of measures to reduce energy losses in electrical networks by group regulation of current transformer ratios. *iPolytech Journal*. 2026;30(1):100-112. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2026-1-100-112>. EDN: TNLLMF.

ВВЕДЕНИЕ

Для поддержания нормального уровня напряжения у потребителей электроэнергии преимущественно применяется регулирование напряжения изменением числа витков обмоток трансформаторов на сетевых подстанциях. Устройства по изменению коэффициента трансформации силовых трансформаторов на текущий момент используют преимущественно в поддержании требуемого уровня напряжения, при этом недостаточно находят свое применение потенциал дополнительного функционала данных устройств, связанный с возможностью уменьшения потерь в сети путем групповой оптимизации коэффициентов трансформации с перераспределением перетоков реактивной мощности. Групповое регулирование в рамках данной статьи подразумевает изменение коэффициентов трансформации сразу на нескольких подстанциях, силовые трансформаторы на которых заведены под централизованную автоматизированную систему, определяющую оптимальные положения переключающих устройств по критерию минимизации потерь мощности при сохранении уровня напряжения на шинах подстанции в допустимых пределах.

В рамках одного энергорайона нецелесообразно наличие нескольких групп подстанций ввиду зависимости воздействий в одной группе на режим в другой, следовательно, наиболее эффективным является включение всех трансформаторов одного района электрической сети в единую группу. При этом границами одной группы будут служить крупные узловые подстанции, являющиеся центрами питания для своего района, например, для рассматриваемой в рамках настоящей статьи Тункинского энергорайона в групповое регулирование не входят автотрансформаторы ПС 220 кВ Слюдянка, от которых осу-

ществляется электроснабжение, т.е. шины подстанции являются «энергосистемой» относительно других объектов данного района. В то же время для Иркутско-Черемховского энергорайона отходящие линии от ПС 220 кВ Слюдянка являются эквивалентной нагрузкой, следовательно, наиболее целесообразно автотрансформаторы ПС 220 кВ Слюдянка включить в групповое регулирование «питающей» сети.

Включение трансформаторов в групповое регулирование целесообразно только при наличии возможности изменения коэффициента трансформации неоднократно в течение суток. Однако во многих региональных электроэнергетических системах РФ в настоящее время изменение коэффициентов трансформации производится с привлечением обслуживающего и оперативного персонала объекта как для ПБВ (переключение без возбуждения), так и для РПН (регулирование под нагрузкой). При этом, если конструкция устройств ПБВ изначально предполагает регулирование с отключением трансформатора от сети, то устройства РПН, как правило, исчерпали свой ресурс, из-за чего все чаще возникают аварийные ситуации, связанные с неудачным переключением и требующие длительного ремонта. Замена устройств РПН на аналогичные в текущее время невозможна или экономически нецелесообразна ввиду производства большинства аппаратных средств на территориях недружественных по отношению к РФ иностранных государств, а замена на отечественный, но менее надежный аналог часто требует доработки конструкции бака трансформатора, что ведет к удорожанию такой замены. Ремонт отдельных моделей РПН невозможен в принципе, что особенно выражено у старых устройств РПН, произведенных в Болгарии.

Ввиду вышеизложенного, можно сделать вывод о том, что систематическое в текущем состоянии и режиме работы переключющих устройств снижение потерь путем изменения коэффициента трансформации силовых трансформаторов недостижимо.

Для минимизации потерь в сети без отключения потребителей предлагается использование электронных ключей (ЭК) в качестве переключателей отпайек трансформаторов. Развитие полупроводниковых элементов в настоящее время позволяет применять данную базу в качестве коммутационных компонентов в составе силового высоковольтного оборудования.

Исследования в данном направлении ведутся как в отечественном научном сообществе [6–12], так и в зарубежном [15–20].

ПРИНЦИП ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ В ПРЕДЛАГАЕМОМ УСТРОЙСТВЕ

Схема предлагаемого устройства представлена на рис. 1. Переключение отпайек в нем выполняется с помощью отдельного блока, состоящего из ЭК $VS1 \div VS_n(m)$, последовательно с которыми включаются токоограничивающие сопротивления $R1 \div R_n(m)$, а постоянно работающая отпайка подключается к питающей сети через контактор $KV1 \div KV_n(m)$. Данное решение позволяет применять предлагаемое устройство при замене существующего переключющего узла на эксплуатируемом силовом трансформаторе в виде отдельного выносного блока без замены основной силовой части.

В общем виде переключение в предлагаемом устройстве проходит в несколько стадий и реализуется следующим образом:

1) выбирается отпайка (вручную или автоматически), на которую необходимо произвести переключение (например, отпайка 2), при этом ЭК $VS2$ и контакт $KV2$ контактора отключены. ЭК VS_n и контакты KV_n в переключении не участвуют;

2) системой управления запускается цепочка переключения и в следующий момент происходит включение ЭК отпайки 1 ($VS1$), при этом отпайка 1 работает через контакт контактора $KV1$ и ЭК $VS1$;

3) далее выполняется переход на работу отпайки 1 только через ЭК ($VS1$) путем отключения контакта $KV1$ контактора;

4) далее включается ЭК выбранной на этапе № 1 отпайки 2 ($VS2$) и возникает параллельная (кратковременная) работа трансформатора на двух отпайках («1» и «2») через контуры токоограничивающих сопротивлений и ЭК ($R1 - VS1$ и $R2 - VS2$);

5) далее следует отключение ЭК отпайки, на которой работал трансформатор до начала переключения ($VS1$) с переходом работы на выбранную отпайку только через ее ЭК ($VS2$);

6) отключенное положение контакта $VS1$ инициирует включение вакуумного контактора выбранной отпайки 2 ($KV2$), переключенная отпайка находится в режиме параллельной работы ЭК $VS2$ и контакта $KV2$ контактора;

7) завершающим этапом переключения является отключение ЭК $VS2$ с переходом работы трансформатора на отпайку 2 только через контакт $KV2$ вакуумного контактора.

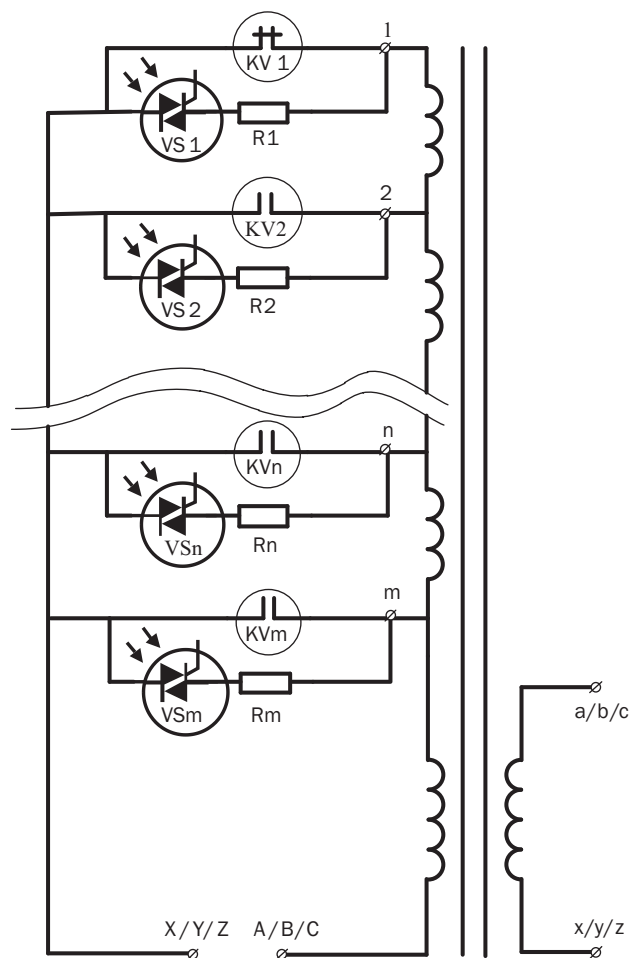


Рис. 1. Принципиальная схема переключющего устройства на электронные ключи

Fig. 1. Schematic diagram of a switching device for electronic keys

Аналогично можно выполнить переключение с какой угодно отпайки на любую без необходимости ступенчатого перехода.

В настоящей статье приведено ознакомительное описание устройства, направленное на общее понимание производства переключения посредством взаимодействия основных аппаратных узлов переключателя с системой управления, за счет чего возможно достижение полной автоматизации устройства, при этом постоянное привлечение в процесс переключения эксплуатирующего персонала не требуется. Более подробно предлагаемое устройство рассмотрено в [1–5].

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВА

Возможность достижения практически полной автономности работы переключающей системы от ресурса персонала подстанции и выездных бригад позволяет оценить эффективность использования предлагаемого устройства для цели снижения сетевых потерь в рамках группового регулирования, т.е. при воздействии на переключающие устройства всех трансформаторов энергосистемы (части энергосистемы) с условием полного перевооружения переключающей коэффициент трансформации аппаратуры на всех подстанциях одного энергорайона.

Аналогичные работы по влиянию на режим по реактивной мощности в сети при использовании устройств РПН описаны в [13, 14]. Отличительной особенностью данного исследования является оценка дополнительного эффекта от применения в регулировании как устройств РПН, так и трансформаторов с ПБВ на ЭК.

Проверка эффективности применения методики группового регулирования выполнена в программном комплексе RastrWin3 на расчетной модели схемы электрической сети (рис. 2), являющейся частью энергосистемы республики Бурятия, представляющей собой сложно-замкнутую сеть через транзит 35 кВ с радиальным участком по классу напряжения 110 кВ от шин 110 кВ ПС Слюдянка до ПС 110 кВ Самарта.

Расчетная модель рассматриваемой сети состоит из 71 ветви (в том числе 26 трансформаторов) и 59 узлов, мощность нагрузки составляет 19,954 МВт, что соответствует

зимнему максимуму для данного участка сети, изменение напряжения ограничивается только пределом сохранения статической устойчивости узлов нагрузки. В реальной схеме установлены батареи статических конденсаторов на ПС 110 кВ Самарта, наличие которых также учтено в расчетной модели. Оценка эффективности производится путем расчетного сравнения исходных потерь в сети с потерями, полученными при моделировании применения группового регулирования в результате оптимизации коэффициентов трансформации силовых трансформаторов по критерию нахождения минимума потерь мощности с сохранением допустимых пределов напряжений в узлах сети.

В базе данных (БД) «Анцапфы» на рис. 3 задаются параметры переключающих устройств. Стоит отметить, что в регулировании коэффициентов трансформации в исходной схеме трансформаторы с ПБВ не участвуют (до оснащения данных трансформатором переключающим устройством на ЭК), поэтому при «первичной» оптимизации их коэффициенты трансформации останутся неизменными.

В целях оценки влияния оптимизации коэффициентов трансформации на положение переключающих устройств в таблице «Ветви» было установлено номинальное положение ПБВ и РПН до расчетов режимов. Данные по нагрузкам и генерациям в узлах находятся в таблице «Узлы», в которой также задан требуемый уровень напряжения в конкретном узле, что использовано применительно к предлагаемой методике как выполнение задачи поддержания качества электрической энергии по показателю отклонения напряжения, так как в условиях дефицита реактивной мощности режим по напряжению на вторичных шинах рекомендуется поддерживать вблизи минимально допустимого предела.

Величины потерь мощности в сети (110 кВ и 35 кВ) в исходном режиме (до оптимизации) показаны на рис. 4.

После определения потерь мощности в исходной схеме производится первичная оптимизация коэффициентов трансформации, затрагивающая только трансформаторы, оборудованные устройством РПН, предполагая, что переключения данными устройствами производятся без эксплуатационных ограничений,

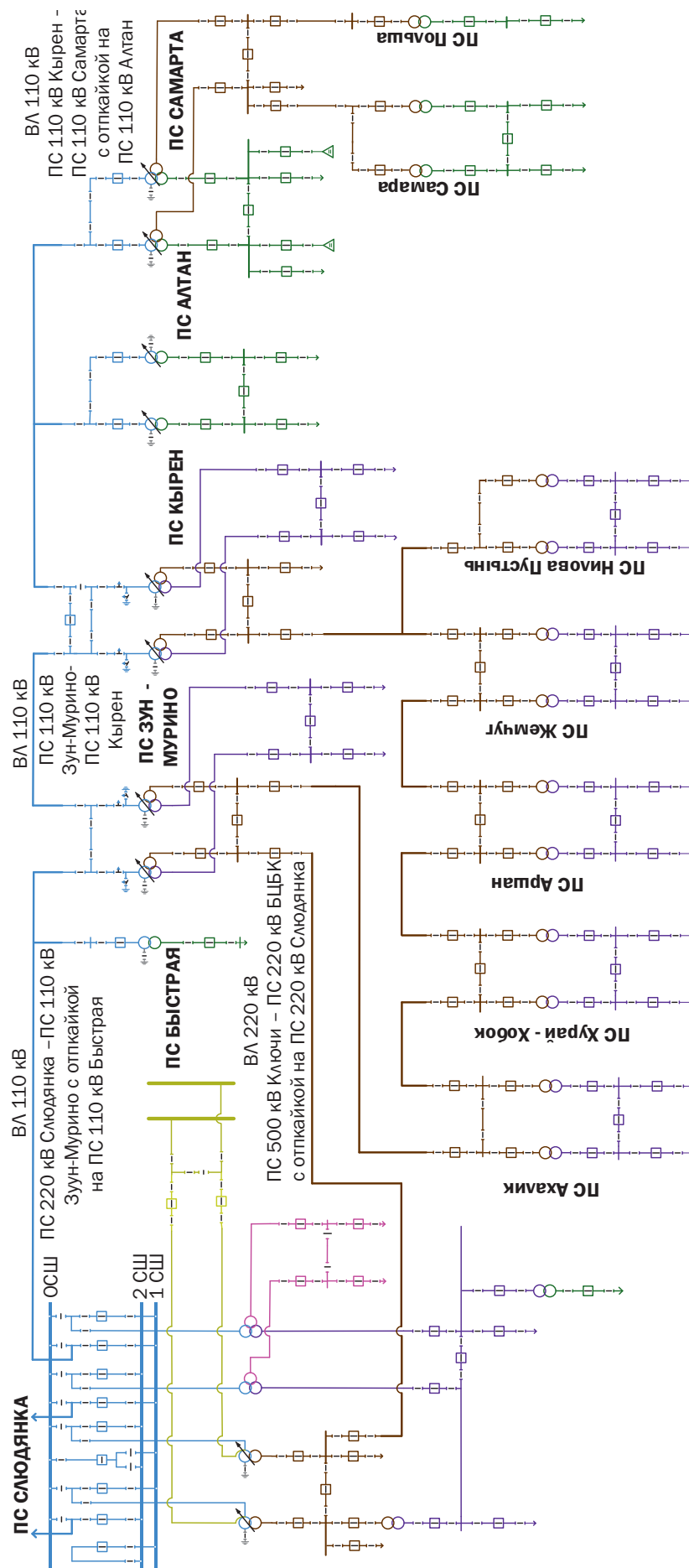


Рис. 2. Схема модели исследуемого участка электрической сети
Fig. 2. Schematic diagram of the model of the studied section of the electrical network

	N_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	К...	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	1	8*1,5	%	-	РПН	ВН	1	6,0	110,0	8	-1,500	8	1,500
2	2	2*2,5 (35)	%	-	ПБВ	ВН	1	35,0	110,0	2	-2,500	2	2,500
3	3	9*1,78 (35)	%	-	РПН	ВН	1	35,0	110,0	9	-1,780	9	1,780
4	4	6*1,5 (6)	%	-	РПН	ВН	1	6,0	35,0	6	-1,500	6	1,500
5	5	9*1,3	%	-	РПН	ВН	1	6,0	35,0	9	-1,300	9	1,300
6	6	6*1,5 (10)	%	-	РПН	ВН	1	10,0	35,0	6	-1,500	6	1,500
7	7	2*2,5 (6)	%	-	ПБВ	ВН	1	6,0	110,0	2	-2,500	2	2,500
8	8	9*1,78 (10)	%	-	РПН	ВН	1	10,0	110,0	9	-1,780	9	1,780

Рис. 3. База данных «Анцaфы» исследуемой модели

Fig. 3. «Anzapf» database of the model under study

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП	Q_XX_тр
1	110	1,22	1,18	0,04	-7,46	1,92	1,22	-11,16	0,56
2	35	0,14	0,12	0,02	0,63	0,14	0,14		0,34

Рис. 4. Потери мощности в исследуемой сети до оптимизации

Fig. 4. Power losses in the network under study before optimization

указанных ранее. При этом переключающее устройство на ЭК не моделируется на трансформаторах с устройством ПБВ.

Потери мощности после первичной оптимизации коэффициентов трансформации снизились (рис. 5): активные – на 60 кВт (относительно потерь на рис. 4), а реактивные – на 240 кВАр.

Далее на трансформаторах с ПБВ моделируется применение ЭК и выполняется расчет с полной оптимизацией коэффициентов трансформации, т.е. достижение минимума потерь мощности за счет изменения коэффициентов трансформации всех трансформаторов исследуемой сети. Как видно из рис. 6, потери в электрической сети снизились значительно, чем в преды-

дущем опыте: активные – на 140 кВт (относительно потерь на рис. 4), а реактивные – на 320 кВАр.

Результаты моделирования применения групповой методики регулирования в модели реальной энергосистемы в части сетевых потерь активной мощности сети 110 кВ сведены в таблицу.

Как видно из таблицы, предложенный способ изменения коэффициента трансформации позволяет снизить потери активной мощности и решить проблему отключения потребителей от сети ввиду отсутствия необходимости участия эксплуатирующего персонала на подстанции во время изменения коэффициента трансформации силового трансформатора.

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП	Q_XX_тр
1	110	1,17	1,13	0,04	-7,67	1,84	1,15	-11,23	0,57
2	35	0,13	0,12	0,02	0,60	0,13	0,13		0,34

Рис. 5. Потери мощности после первичной оптимизации

Fig. 5. Power losses after initial optimization

Узлы Ветви Потери Анцпфы Графика Районы Оптимизация									
	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП	Q_XX_тр
1	110	1,09	1,06	0,03	-7,73	1,73	1,29	-11,33	0,57
2	35	0,13	0,11	0,02	0,58	0,13	0,13		0,32

Рис. 6. Потери мощности после полной оптимизации

Fig. 6. Power losses after full optimization

Результаты оптимизации коэффициентов трансформации
Transformation coefficient optimization results

№ опыта	Описание опыта	Активная составляющая потерь dP, МВт
1	Потери мощности в исходной сети	1,22
2	Потери мощности после оптимизации коэффициентов трансформации только трансформаторов с устройствами РПН (первичная оптимизация)	1,17 (снизились на 4,098% относительно опыта № 1)
3	Потери мощности после оптимизации коэффициентов трансформации трансформаторов с устройствами ПБВ на ЭК и РПН (полная оптимизация)	1,09 (снизились на 10,656% относительно опыта № 1 и снизились на 6,838% относительно опыта № 2)

При внедрении групповой методики регулирования с применением переключающих устройств на базе электронных ключей возможно достижение более эффективного снижения потерь, однако шаг между отпайками обмоток реального переключающего устройства трансформатора не всегда обеспечивает условия оптимизации режима по минимуму потерь регулированием. В рамках настоящей статьи также предлагается дополнить способ изменения коэффициента трансформации силового трансформатора путем расширения диапазона регулирования.

СПОСОБ РЕГУЛИРОВАНИЯ С РАСШИРЕННЫМ ДИАПАЗОНОМ

Суть предлагаемого способа регулирования с расширенным диапазоном заключается в одновременном переключении как отпаяк «основного» диапазона регулирования обмотки трансформатора, так и отпаяк «дополнительного» диапазона регулирования, которые сформированы в границах между двух «основных» отпаяк путем деления крайней добавочной обмотки переключающего устройства на несколько частей, например, на 10 отпаяк с шагом 10% от шага основных отпаяк.

В предлагаемом способе переключение всех отпаяк осуществляется также электронными ключами аналогично способу, описанному в разделе 2.

Предлагаемый способ регулирования с расширенным диапазоном также формируется системой управления, в которой реализованы: средства управления и контроля состояния (включено или отключено) всего оборудования в составе переключающего устройства и логические алгоритмы переключения необходимыми блокировками, исключающими возможность появления аварийных режимов, например, межвитковое замыкание обмотки.

Схема предлагаемого переключающего устройства с регулированием в расширенном диапазоне изображена на рис. 7 и состоит из следующих элементов:

- 1) фазная обмотка высокого напряжения трансформатора с отпайками переключающего устройства (A/B/C – X/Y/Z);
- 2) фазная обмотка низкого напряжения трансформатора (a/b/c – x/y/z);
- 3) $KV1 \div KVn(m)$ – контакты вакуумных контакторов «основных» отпаяк, шунтирующие ЭК на каждой основной $(1 \div m)$ отпайке;
- 4) $KV0, KVi, KVj, KVk$ – контакты вакуумных контакторов «дополнительных» отпаяк, шунтирующие ЭК на каждой дополнительной $(0, i, j, k)$ отпайке;
- 5) $VS0 \div VSn(m), VSi, VSj, VSk$ – электронные ключи;
- 6) $R0 \div Rn(m), Ri, Rj, Rk$ – токоограничивающие сопротивления.

Способ регулирования с расширенным диапазоном позволяет изменять напряже-

ние на вторичной обмотке путем изменения количества витков первичной обмотки одновременно за счет витков основных и дополнительных отпайк. При этом в любом положении предполагается одновременная работа трансформатора через два соединения (одно из основного и одно из дополнительного диапазона), например, на рис. 7 в работе находится основная отпайка «1», подключенная через контактор KV1, и дополнительная отпайка «i», подключенная через контактор KVi.

Способ регулирования с расширенным диапазоном реализуется отдельными этапами в зависимости от требуемого изменения коэффициента трансформации соответственно: одним этапом при регулировании основным или дополнительным диапазоном, дву-

мя этапами при регулировании основным и дополнительным диапазоном.

Переключение, требующее комбинированного регулирования в основном и дополнительном диапазонах, не может осуществляться одновременно в двух диапазонах. Такое переключение реализуется в два этапа первоочередным изменением основного диапазона. После изменения в основном диапазоне следуют переключения в дополнительном диапазоне. Порядок переключений на любом из этапов аналогичен алгоритму, описанному в разделе 2 настоящей статьи.

Дальнейшим шагом развития исследования является проверка эффективности использования переключающего устройства с расширенным диапазоном регулирования в модели энергосистемы в рамках групповой оптимизации коэффициентов трансформации, ход которой был ранее представлен в разделе 3 настоящей статьи. Ожидаемым результатом исследования применения расширенного диапазона регулирования является снижение потерь мощности в сети относительно предыдущих опытов.

Данный этап выполнен также в программном комплексе RastrWin3, для чего в БД «Анцапфы» было смоделировано деление одной «основной» отпайки на десять «дополнительных» отпайк с шагом 10% от шага основных, при этом границы диапазона регулирования не изменились. Например, в рамках исследуемой модели части энергосистемы:

- для трансформаторов с переключающим устройством диапазона регулирования $2 \times \pm 2,5\%$ количество возможных состояний увеличилось с 5 до 41 положения;
- для устройств с диапазоном $6 \times \pm 1,5\%$ – с 13 до 121 положения;
- $8 \times \pm 1,5\%$ – с 17 до 161 положения;
- $9 \times \pm 1,3\%$ и $9 \times \pm 1,78\%$ – с 19 до 181 положения.

Обновленная БД «Анцапфы» показана на рис. 8.

После внесения изменений в БД «Анцапфы» выполняется расчет с оптимизацией всех коэффициентов трансформации. Как видно из рис. 9, потери в электрической сети 110 кВ снизились еще значительно относительно потерь на рис. 4: активные – на 200 кВт, реактивные – на 670 кВАр.

Результаты расчетного применения переключающего устройства с расширенным

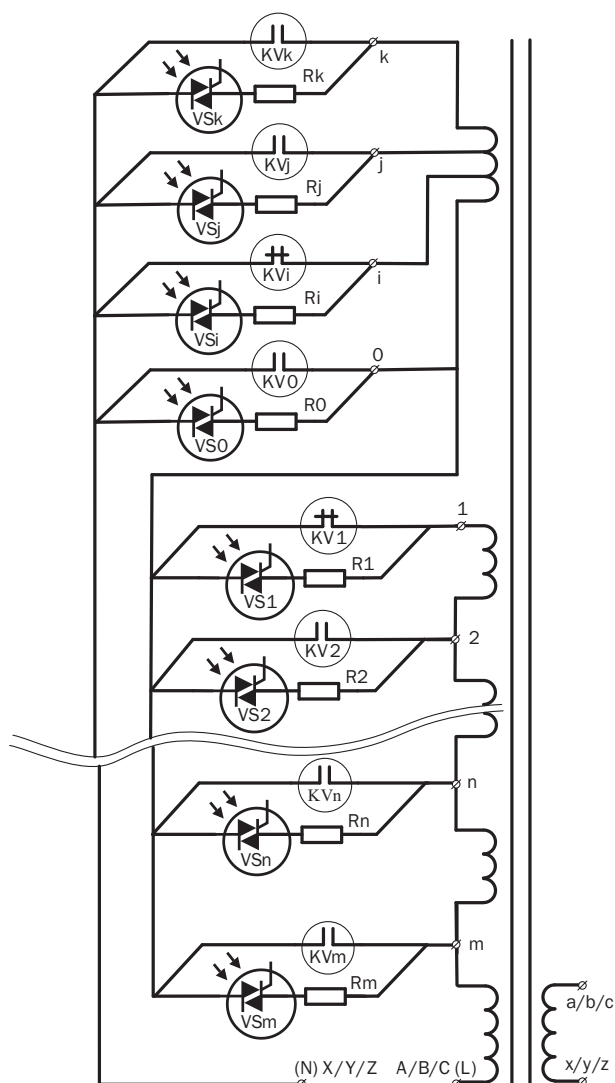


Рис. 7. Схема устройства с расширенным диапазоном регулирования

Fig. 7. Schematic diagram of a device with an extended control range

Анцaфы													
	N_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	K...	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	1	8*1,5	%	-	РПН	ВН	1	6,0	110,0	80	-0,150	80	0,150
2	2	2*2,5 (35)	%	-	РПН	ВН	1	35,0	110,0	20	-0,250	20	0,250
3	3	9*1,78 (35)	%	-	РПН	ВН	1	35,0	110,0	90	-0,178	90	0,178
4	4	6*1,5 (6)	%	-	РПН	ВН	1	6,0	35,0	60	-0,150	60	0,150
5	5	9*1,3	%	-	РПН	ВН	1	6,0	35,0	90	-0,130	90	0,130
6	6	6*1,5 (10)	%	-	РПН	ВН	1	10,0	35,0	60	-0,150	60	0,150
7	7	2*2,5 (6)	%	-	РПН	ВН	1	6,0	110,0	20	-0,250	20	0,250
8	8	9*1,78 (10)	%	-	РПН	ВН	1	10,0	110,0	90	-0,178	90	0,178

Рис. 8. База данных «Анцaфы» расширенного диапазона регулирования

Fig. 8. «Anzapf» database of extended control range

Узлы x Ветви x Потери x Анцaфы x Графика x Районы x Оптимизация x									
	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП	Q_XX_тр
1	110	1,02	0,99	0,03	-8,13	1,61	1,03	-11,35	0,57
2	35	0,12	0,11	0,01	0,62	0,17	0,11		0,35

Рис. 9. Потери мощности после расширенной оптимизации

Fig. 9. Power losses after advanced optimization

диапазоном в рамках групповой методики регулирования коэффициентов трансформации на модели реальной энергосистемы ожидаемо показывают снижение потерь активной мощности сети 110 кВ на 16,393% (до уровня 1,02 МВт) относительно исходных потерь (таблица, опыт № 1) и более эффективное (на 6,422%) снижение потерь относительно аналогичного применения переключающих устройств, но со стандартным диапазоном регулирования (таблица, опыт № 3).

Таким образом, предлагаемый способ регулирования с расширенным диапазоном может использоваться для получения более приближенного к минимуму потерь результату при изменении коэффициента трансформации с использованием методики группового регулирования. Стоит также отметить, что частота дискретизации диапазона регулирования требует индивидуального исследования с точки зрения экономической целесообразности для отдельных энергосистем или их частей, результаты в настоящей статье затрагивают только вопросы рациональности применения с технической точки зрения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей статье рассмотрены организационно-технические мероприятия по сокращению потерь электроэнергии в электроэнергетической системе. Исследованы расчетные режимы работы электрических сетей, в которых используется регулирование напряжения и изменение режима по реактивной мощности разработанной системой переключения коэффициентов трансформации силовых трансформаторов с помощью электронных ключей в переключателях РПН и ПБВ. Исследование проводилось расчетным путем по схеме замещения действующей линейной схемы электроэнергетической системы «Бурятэнерго» с помощью программного комплекса RastrWin3. В результате исследований рассчитаны оптимальные по минимуму потерь электрические режимы схемы замещения электроэнергетической системы при групповом регулировании коэффициентов трансформации силовых трансформаторов с помощью разработанной системы переключения отпаяк трансформаторов электронными ключами в режиме реального времени. Показано, что суммарные потери активной мощности при номинальных коэф-

фициентах трансформации составляют 1,22 МВт, при оптимальных по минимуму потерь коэффициентах на трансформаторах с РПН потери – 1,17 МВт, при оптимальных коэффициентах на трансформаторах с РПН и ПБВ – 1,09 МВт. Рассмотрено переключение отпаек трансформаторов электронными ключами с использованием расширенного диапазона коэффициентов трансформации. При этом суммарные потери активной мощности снизились на 0,2 МВт, при суммарной мощности нагрузок – около 20 МВт.

Применение в электроэнергетических системах предлагаемых устройств позволит избежать главного недостатка эксплуатируемых на данный момент переключающих устройств, а именно невозможности производить регулирование устройств ПБВ и РПН в режиме реального времени с учетом изменений в суточном графике нагрузки вви-

ду конструктивных особенностей или износа оборудования. Процесс изменения положения переключающих устройств трансформаторов не потребует организации работ и задействования обслуживающего и оперативного персонала, и, как следствие, происходит быстрое выполнение таких операций при изменении графика нагрузок в течение суток. Соответственно, возможно и уменьшение потерь электроэнергии в схеме части реальной энергосистемы, что позволяет сделать вывод о технической целесообразности применения электронных устройств для изменения коэффициентов трансформации силовых трансформаторов. Целесообразно дальнейшее продолжение исследования в части рассмотрения получаемого экономического эффекта от применения методики группового регулирования с переключающим устройством на базе ЭК.

Список источников

1. Тигунцев С.Г., Паркачев К.Н. Разработка и исследование эффективности работы устройства для изменения коэффициента трансформации силового трансформатора // Электрические станции. 2025. № 10. С. 31–36. <https://doi.org/10.71841/EP.elst.2025.1131.10.05>. EDN: SZTUNB.
2. Паркачев К.Н., Тигунцев С.Г. Исследование эффективности применения устройства для изменения коэффициента трансформации силового трансформатора // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: сб. матер. Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием (г. Иркутск, 19–23 апреля 2023 г.). Иркутск: ИрНТУ, 2023. Т. 1. С. 325–330. EDN: URRAL.
3. Паркачев К.Н., Паркачева В.В., Тигунцев С.Г. Разработка и исследование эффективности применения устройства для изменения коэффициента трансформации силового трансформатора // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: сб. матер. Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием (г. Иркутск, 19–22 апреля 2022 г.). Иркутск: ИрНТУ, 2022. Т. 1. С. 227–282. EDN: ULWMVP.
4. Паркачев К.Н., Копылова В.В., Пестряков М.В., Тигунцев С.Г. Разработка и исследование устройства для изменения коэффициента трансформации силового трансформатора // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: сб. матер. Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием (г. Иркутск, 20–24 апреля 2021 г.). Иркутск: ИрНТУ, 2021. Т. 1. С. 300–305. EDN: RSCMRB.
5. Пат. № 2752000, Российская Федерация, С1. Способ изменения коэффициента трансформации силового трансформатора / С.Г. Тигунцев, В.В. Копылова, К.Н. Паркачев; заявитель и патентообладатель Иркутский национальный исследовательский технический университет. Заявл. 18.02.2021; опубл. 21.07.2021. Бюл. № 21.
6. Асташев М.Г., Лунин К.А., Панфилов Д.И., Петров М.И., Рашитов П.А. Полупроводниковые регуляторы-стабилизаторы напряжения для распределительных сетей // Электрические станции. 2021. № 2. С. 16–20. <https://doi.org/10.34831/EP.2021.1075.2.003>. EDN: EPCOTQ.
7. Асташев М.Г., Панфилов Д.И., Горчаков А.В., Красноперов Р.Н., Рашитов П.А. Управление полупроводниковыми регуляторами напряжения трансформаторов под нагрузкой в распределительных сетях 6–10 кВ // Международный научно-исследовательский журнал. 2021. № 4-1. С. 41–50. <https://doi.org/10.23670/IRJ.2021.106.4.007>. EDN: ZIOMPP.
8. Панфилов Д.И., Рожков А.Н., Петров М.И., Асташев М.Г., Рашитов П.А., Красноперов Р.Н. [и др.]. Разработка и исследование полупроводниковых регуляторов напряжения трансформаторов под нагрузкой для распределительных сетей // Электротехника. 2021. № 11. С. 59–66. EDN: FRWVWT.
9. Асташев М.Г., Панфилов Д.И., Рожков А.Н., Петров М.И., Рашитов П.А., Горчаков А.В. Быстродействующие полупроводниковые регуляторы напряжения трансформаторов под нагрузкой для распределительных сетей // Электрические станции. 2021. № 5. С. 23–31. <https://doi.org/10.34831/EP.2021.1078.5.004>. EDN: YAEVVK.
10. Пат. № 2741335, Российская Федерация, С1. Устройство управления напряжением трансформатора под нагрузкой / Д.И. Панфилов, П.А. Рашитов, М.Г. Асташев, А.В. Горчаков; заявитель и патентообладатель Национальный исследовательский университет «МЭИ». Заявл. 08.09.2020; опубл. 25.01.2021. Бюл. № 3.

11. Тульский В.Н., Ванин А.С., Асташев М.Г., Панфилов Д.И., Королев В.М. Оценка эффективности применения быстродействующих полупроводниковых устройств регулирования в распределительных электрических сетях // Электротехника. 2020. № 10. С. 37–44. EDN: BWSXRG.
12. Панфилов Д.И., Асташев М.Г., Горчаков А.В. Полупроводниковое устройство регулирования напряжения под нагрузкой для силовых трансформаторов распределительных электрических сетей 10-0,4 кВ // Вестник Московского энергетического института. Вестник МЭИ. 2020. № 6. С. 82–90. <https://doi.org/10.24160/1993-6982-2020-6-82-90>. EDN: FGIRXX.
13. Маркушевич Н.С. Управление реактивной мощностью в энергосистеме // Электричество. 1982. № 9. С. 1–5.
14. Zakutsky V.I., Gadzhiev M.G., Yermolov N.S. Analysis of the influence of installed FACTS devices and transformer on-load tap changers (OLTC) in transmission networks on a total power losses Unified Energy System (UES) of Russia // Proceedings of the 1st IEEE 2019 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering, REEPE 2019 (Moscow, 14–15 March 2019). Moscow: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2019. Vol. 1. P. 8708847. <https://doi.org/10.1109/REEPE.2019.8708847>. EDN: YOGPFM.
15. Hasan E.O., Hatata A., Badran E.A., Yossef F.H. Voltage control of distribution systems using electronic OLTC // Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON). 2018. <https://doi.org/10.1109/MEPCON.2018.8635151>.
16. Pezeshki H., Arefi A., Ledwich G., Wolfs P. Probabilistic voltage management using OLTC and dSTATCOM in distribution networks // IEEE Transactions on Power Delivery. 2018. Vol. 33. Iss. 2. P. 570–580. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2017.2718511>.
17. De Oliveira Quevedo J., Cazakevicius F.E., Beltrame R.C., Marchesan T.B., Michels L., Rech C. Analysis and design of an electronic on-load tap changer distribution transformer for automatic voltage regulation // IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2017. Vol. 64. Iss. 1. P. 883–894. <https://doi.org/10.1109/TIE.2016.2592463>.
18. Mouli G.R.C., Bauer P., Wijekoon T., Panosyan A. Design of a power-electronic-assisted OLTC for grid voltage regulation // IEEE Transactions on Power Delivery. 2014. Vol. 30. Iss. 3. P. 1086–1095. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2014.2371539>.
19. Valouch V., Bejvl M., Šimek P., Škramlík J. Power control of gridconnected converters under unbalanced voltage conditions // IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2015. Vol. 62. Iss. 7. P. 4241–4248. <https://doi.org/10.1109/TIE.2014.2384473>.
20. Echavarría R., Claudio A., Cotorogea M. Analysis, design, and implementation of a fast on-load tap changing regulator // IEEE Transactions on Power Electronics. 2007. Vol. 22. Iss. 2. P. 527–534.

References

1. Tiugntsev S.G., Parkachev K.N. Development and research of the efficiency of a device for changing the transformation ratio of a power transformer. *Power Technology and Engineering*. 2025;10:31-36. (In Russ.). <https://doi.org/10.71841/EP.elst.2025.1131.10.05>. EDN: SZTUNB.
2. Parkachev K.N., Tiguntsev S.G. Studying application efficiency of a device for changing the power transformer transformation ratio. In: *Increasing efficiency of energy production and use in Siberia: Collected materials of the All-Russian scientific and practical conference with international participation*. 19–23 April 2023, Irkutsk. Irkutsk: Irkutsk National Research Technical University; 2023, vol. 1, p. 325-330. (In Russ.). EDN: URRAL.
3. Parkachev K.N., Parkacheva V.V., Tiguntsev S.G. Development and study of the efficiency of a device for changing the transformation ratio of a power transformer. In: *Increasing efficiency of energy production and use in Siberia: Collected materials of the All-Russian scientific and practical conference with international participation*. 19–22 April 2022, Irkutsk. Irkutsk: Irkutsk National Research Technical University; 2022, vol. 1, p. 227-282. (In Russ.). EDN: ULWMVP.
4. Parkachev K.N., Kopylova V.V., Pestryakov M.V., Tiguntsev S.G. Development and study of the device for changing the power transformer transformation ratio. In: *Increasing efficiency of energy production and use in Siberia: Collected materials of the All-Russian scientific and practical conference with international participation*. 20–24 April 2021, Irkutsk. Irkutsk: Irkutsk National Research Technical University; 2021, vol. 1, p. 300-305. (In Russ.). EDN: RSCMRB.
5. Tiguntsev S.G., Kopylova V.V., Parkachev K.N. *Method of changing the transformation ratio of a power transformer*. Patent RF, no. 2752000; 2021. (In Russ.).
6. Astashev M.G., Lunin K.A., Panfilov D.I., Petrov M.I., Rashitov P.A. Semiconductor voltage regulators-stabilizers for distribution networks. *Power Technology and Engineering*. 2021;2:16-20. (In Russ.). <https://doi.org/10.34831/EP.2021.1075.2.003>. EDN: EPCOTQ.
7. Astashev M.G., Panfilov D.I., Gorchakov A.V., Krasnoperov R.N., Rashitov P.A. Operating semiconductor voltage regulators of transformers under 6-10 kV load in power distribution networks. *International Research Journal*. 2021;4-1:41-50. (In Russ.). <https://doi.org/10.23670/IRJ.2021.106.4.007>. EDN: ZIOMPP.
8. Panfilov D.I., Rozhkov A.N., Petrov M.I., Astashev M.G., Rashitov P.A., Krasnoperov R.N., et al. Development and study of semiconductor voltage regulators of loaded transformers for distribution networks. *Russian Internet Journal of Electrical Engineering*. 2021;11:59-66. (In Russ.). EDN: FRWVWT.
9. Astashev M., Panfilov D.I., Rozhkov A.N., Petrov M.I., Rashitov P., Gorchakov A.V. High speed semiconductor voltage regulators of on-load transformers for distribution networks. *Power Technology and Engineering*. 2021;5:23-31. (In Russ.). <https://doi.org/10.34831/EP.2021.1078.5.004>. EDN: YAEXVK.

10. Panfilov D.I., Rashitov P.A., Astashev M.G., Gorchakov A.V. Transformer voltage control device under load. Patent RF, no. 2741335; 2021. (In Russ.).
11. Tulskey V.N., Vanin A.S., Astashev M.G., Panfilov D.I., Korolev V.M. Evaluating the effectiveness of the application of high-speed semiconductor control devices in electrical distribution networks. *Russian Internet Journal of Electrical Engineering*. 2020;10:37-44. (In Russ.). EDN: BWSXRG.
12. Panfilov D.I., Astashev M.G., Gorchakov A.V. A solid-state on-load tap changer for the power transformers of 10-0.4 kV distribution networks. *Bulletin of Moscow Power Engineering Institute*. 2020;6:82-90. (In Russ.). <https://doi.org/10.24160/1993-6982-2020-6-82-90>. EDN: FGIRXX.
13. Markushevich N.S. Reactive power control in power system. *Elektrichestvo*. 1982;9:1-5. (In Russ.).
14. Zakutsky V.I., Gadzhiev M.G., Yermolov N.S. Analysis of the influence of installed FACTS devices and transformer on-load tap changers (OLTC) in transmission networks on a total power losses Unified Energy System (UES) of Russia. In: *Proceedings of the 1st IEEE 2019 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering, REEPE 2019*. 14–15 March 2019, Moscow. Moscow: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.; 2019, vol. 1, p. 8708847. <https://doi.org/10.1109/REEPE.2019.8708847>. EDN: YOGPFM.
15. Hasan E.O., Hatata A., Badran E.A., Yossef F.H. Voltage control of distribution systems using electronic OLTC. In: *Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*. 2018. <https://doi.org/10.1109/MEPCON.2018.8635151>.
16. Pezeshki H., Arefi A., Ledwich G., Wolfs P. Probabilistic voltage management using OLTC and dSTATCOM in distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2018;33(2):570-580. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2017.2718511>.
17. De Oliveira Quevedo J., Cazakevicius F.E., Beltrame R.C., Marchesan T.B., Michels L., Rech C. Analysis and design of an electronic on-load tap changer distribution transformer for automatic voltage regulation. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2017;64(1):883-894. <https://doi.org/10.1109/TIE.2016.2592463>.
18. Mouli G.R.C., Bauer P., Wijekoon T., Panosyan A. Design of a power-electronic-assisted OLTC for grid voltage regulation. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2014;30(3):1086-1095. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2014.2371539>.
19. Valouch V., Bejvl M., Šimek P., Škramlík J. Power control of gridconnected converters under unbalanced voltage conditions. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2015;62(7):4241-4248. <https://doi.org/10.1109/TIE.2014.2384473>.
20. Echavarría R., Claudio A., Cotorogea M. Analysis, design, and implementation of a fast on-load tap changing regulator. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2007;22(2):527-534.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Паркачев Кирилл Николаевич,

аспирант,
Иркутский национальный исследовательский
технический университет,
664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83, Россия;
ведущий специалист Отдела внешних
информационных систем службы
автоматизированных систем
диспетчерского управления,
филиал АО «СО ЕЭС», Региональное
диспетчерское управление энергосистемы
Иркутской области (Иркутское РДУ),
664009, Иркутск, ул. Ширямова, 54 а, Россия
parkachev-kn@irk.so-ups.ru

Тигунцев Степан Георгиевич,

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры «Электрические
станции, сети и системы»,
Иркутский национальный исследовательский
технический университет,
664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83, Россия
stiguntcev@yandex.ru
<https://orcid.org/0000-0003-1525-0937>

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Kirill N. Parkachev,

Postgraduate Student,
Irkutsk National Research Technical University,
83, Lermontov St., Irkutsk 664074, Russia
Leading Specialist of the External Information Systems
Department
of the Automated Dispatch Control Service,
Branch of JSC "System Operator of the Unified Energy
System",
Regional Dispatch Office of the Irkutsk Region Power
System (Irkutsk RDO),
54a, Shiryamov St., Irkutsk 664009, Russia
parkachev-kn@irk.so-ups.ru

Stepan G. Tiguntsev,

Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor,
Associate Professor of the Department of Electrical
Power Plants,
Networks, and Systems,
Irkutsk National Research Technical University,
83, Lermontov St., Irkutsk 664074, Russia
stiguntcev@yandex.ru
<https://orcid.org/0000-0003-1525-0937>

Заявленный вклад авторов

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Authors' contribution

The authors contributed equally to this article.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Информация о статье

Статья поступила в редакцию 15.10.2025 г.; одобрена после рецензирования 24.12.2025 г.; принята к публикации 12.01.2026 г.

Information about the article

The article was submitted 15.10.2025; approved after reviewing 24.12.2025; accepted for publication 12.01.2026.