

УДК 621.316.1

Оценка эффективности замены одного силового трансформатора на два в однотрансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ при сезонной нагрузке

А. В. Виноградова*, А. В. Виноградов, Н. С. Сорокин

*Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ, г. Москва, Россия;
e-mail: alinawin@rambler.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8935-7086>

Информация о статье Реферат

Поступила
в редакцию
19.09.2025;

получена
после доработки
14.10.2025;

принята
к публикации
27.10.2025

Ключевые слова:

энергоэффективность,
надежность
электрообеспечения,
трансформаторная
подстанция, потери
электроэнергии, силовой
трансформатор, замена
трансформатора,
сезонная нагрузка

Оценка эффективности замены одного силового трансформатора на два в однотрансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ при сезонной нагрузке выполнялась на примере замены трансформатора 100 кВА. Рассматривалась установка двух трансформаторов с мощностями 40 и 40 кВА; 40 и 63 кВА; 63 и 63 кВА. Оценивались эффекты от сокращения потерь электроэнергии в зависимости от коэффициентов загрузки трансформаторов и от повышения надежности электрообеспечения потребителей. Сравнивались варианты схем однотрансформаторной неавтоматизированной, автоматизированной подстанции и автоматизированной подстанции с двумя трансформаторами. Разработана методика оценки эффективности вариантов. Наиболее рациональным в рассмотренном примере стал вариант замены на два трансформатора 63 и 63 кВА. В нем достигается эффект сокращения потерь электроэнергии при среднегодовом коэффициенте загрузки трансформатора 100 кВА, равном или меньшем 0,35, а также при коэффициенте загрузки трансформатора 100 кВА, равном или большем 0,55. Эффект повышения надежности заключается в сокращении времени перерывов в электрообеспечении потребителей с 9,44 до 0,79–1,33 ч/год в зависимости от объема потребляемой электроэнергии от трансформаторных подстанций.

Для цитирования

Виноградова А. В. и др. Оценка эффективности замены одного силового трансформатора на два в однотрансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ при сезонной нагрузке. Вестник МГТУ. 2025. Т. 28, № 4/1. С. 465–477. DOI: <https://doi.org/10.21443/1560-9278-2025-28-4/1-465-477>.

Evaluation of the efficiency of replacing one power transformer with two in 10/0.4 kV single transformer substations under seasonal load

Alina V. Vinogradova*, Alexander V. Vinogradov, Nikolay S. Sorokin

*Federal Scientific Agroengineering Center VIM, Moscow, Russia;
e-mail: alinawin@rambler.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8935-7086>

Article info

Received
19.09.2025;

received
in revised form
14.10.2025;

accepted
27.10.2025

Key words:

energy efficiency,
reliability of power
supply, transformer
substation, power losses,
power transformer,
transformer replacement,
seasonal load

Abstract

The efficiency of replacing one power transformer with two in 10/0.4 kV single transformer substations under seasonal load has been evaluated using the example of replacing a 100 kVA transformer. The installation of two transformers with capacities of 40 and 40 kVA; 40 and 63 kVA; 63 and 63 kVA has been considered. The effects of reducing electricity losses have been evaluated depending on the load factors of transformers and on increasing the reliability of power supply to consumers. The variants of circuits of a single-transformer non-automated, automated substation and an automated substation with two transformers have been compared. A methodology for evaluating the effectiveness of options has been developed. The most rational option in the considered example is to replace it with two 63 and 63 kVA transformers. It achieves the effect of reducing electricity losses with an average annual load factor of 100 kVA equal to or less than 0.35, as well as with a load factor of 100 kVA equal to or greater than 0.55. The effect of increased reliability is to reduce the time of interruptions in the power supply to consumers from 9.44 hours/year to 0.79–1.33 hours/year, depending on the amount of electricity consumed from the transformer substations.

For citation

Vinogradova, A. V. et al. 2025. Evaluation of the efficiency of replacing one power transformer with two in 10/0.4 kV single transformer substations under seasonal load. *Vestnik of MSTU*, 28(4/1), pp. 465–477. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.21443/1560-9278-2025-28-4/1-465-477>.

Введение

Электрические нагрузки сельских потребителей чаще всего сезонны как по времени года, так и по времени суток. Это касается как производственных, так и коммунально-бытовых потребителей. У последних данная особенность наиболее выражена в населенных пунктах, где высока доля приусадебных участков, используемых как дачные. Такие выводы делаются в экономических исследованиях, работах по электрификации и автоматизации, механизации сельскохозяйственных технологических процессов сельского хозяйства¹ (Герашенкова, 2011; Морозов, 2011; Кузьменкова, 2010; Виноградов и др., 2023а).

Сезонность электрических нагрузок приводит к тому, что силовые трансформаторы (СТ) на трансформаторных подстанциях (ТП) 10/0,4 кВ загружены в течение года неравномерно. Невысоким является и средний коэффициент загрузки СТ 10/0,4 кВ в течение года. Так, в работе (Виноградов и др., 2023б) показано, что в условиях Орловской области годовые потери электроэнергии холостого хода СТ 10/0,4 кВ в 1,8–2,9 выше потерь короткого замыкания в них. Показано, что 74 % от общего количества СТ загружены не более, чем на 20 % в течение года (Виноградов и др., 2023б). Одной из причин указанного является и то, что до 1 июля 2022 г. потребители могли подавать заявку на технологическое мощности 15 кВт за одинаковую стоимость. При этом фактически присоединяемая мощность часто не превышала 3–5 кВт.

Исследователями ведется поиск решений по сокращению потерь электроэнергии в СТ, особенно потерь холостого хода. Для этого разрабатываются СТ с сердечниками из аморфных сплавов (Хавроничев и др., 2015), предлагаются методы выявления СТ с повышенными потерями (в том числе возникающими вследствие ремонтов и большого срока эксплуатации) для их замены на энергоэффективные (Балабин, 2011; Хисматуллин и др., 2016; Левин и др., 2016). Рассматриваются вопросы применения СТ с различными схемами соединения для снижения потерь (Федоровская и др., 2021). Данные решения, тем не менее, не позволяют сезонно изменять потери холостого хода в трансформаторах.

Наряду с низкой загрузкой СТ на ТП 10/0,4 кВ в сельских электрических сетях существует проблема низкой надежности. Потоки отказов составляют до 37 год⁻¹ на 100 км, а время восстановления – до 8 ч (Виноградов и др., 2023в).

На примере электрических сетей Мценского района Орловской области показано, что порядка 8,25 % отказов в электрических сетях связаны с отказами оборудования ТП 10/0,4 кВ, которые приводят к большим материальным затратам и наносят большой экономический ущерб из-за нарушения электроснабжения значительного числа потребителей. Частота отказов оборудования ТП составляет порядка 6 год⁻¹ на 100 единиц оборудования (Васильев и др., 2018).

Одним из вариантов сокращения потерь электроэнергии в СТ ТП 10/0,4 кВ и одновременно повышения надежности электроснабжения сельских потребителей является замена одного СТ на однотрансформаторной ТП 10/0,4 кВ на два. При этом предполагается сезонная работа каждого из СТ отдельно или их работа параллельно при необходимости питать нагрузку с мощностью, превышающей мощность каждого из СТ в отдельности. Применение сезонной работы СТ рассматривалось в ряде работ. В (Хорольский и др., 2017) предложено ручное отключение одного из СТ при малых сезонных нагрузках и выполнена оценка условия, когда это выгодно. В (Кaya et al., 2018) разработана модель автоматического управления СТ. Она предполагает выбор включаемого трансформатора в зависимости от мощности нагрузки.

Вариант алгоритма автоматического переключения СТ при замене одного СТ на два предложен в (Большев и др., 2024). Алгоритм отражает способ, предложенный в (Способ..., 2023).

Эффект сокращения потерь электроэнергии ТП 10/0,4 кВ при замене одного СТ на два при наличии фотоэлектрической установки в подключенной к ТП сети рассмотрен в (Виноградов и др., 2023г), а эффект повышения надежности от этого – в работе (Виноградова и др., 2023).

Однако в вышеуказанных работах не приводится методик комплексной оценки эффективности замены одного СТ на два в ТП 10/0,4 кВ при сезонной нагрузке.

Материалы и методы

На рис. 1 показана структурная схема реализации способа замены одного СТ на два (Способ..., 2023). Схема содержит: Т1, Т2 – силовые трансформаторы, ЛЗ – питающая линия; Л4 – отходящая линия; ШВН5 – шины высокого напряжения; ШНН6 – шины низкого напряжения; УКА7, УКА8 – управляемые коммутационные аппараты высокого напряжения (например, вакуумные выключатели); УКА9, УКА10 – управляемые коммутационные аппараты низкого напряжения (например, вакуумные контакторы); КА11 – коммутационный аппарат отходящей линии (автоматический выключатель); НТП12 – нагрузка

¹ Карамнова Н. В., Белоусов В. М. Управление технологиями. Мичуринск : Изд-во Мичуринского ГАУ, 2018. 275 с. EDN: XUXIHB.

трансформаторной подстанции; ФЭУ13 – фотоэлектрическая установка (может отсутствовать на практике, в расчетах надежности не учитывалась); ДНТП14 – датчик нагрузки трансформаторной подстанции; БОИиУ15 – блок обработки информации и управления; УППД16 – устройство приема и передачи данных; КА17, КА18 – коммутационные аппараты низкого напряжения (рубильники) (*Способ...*, 2023; *Виноградова и др.*, 2023).

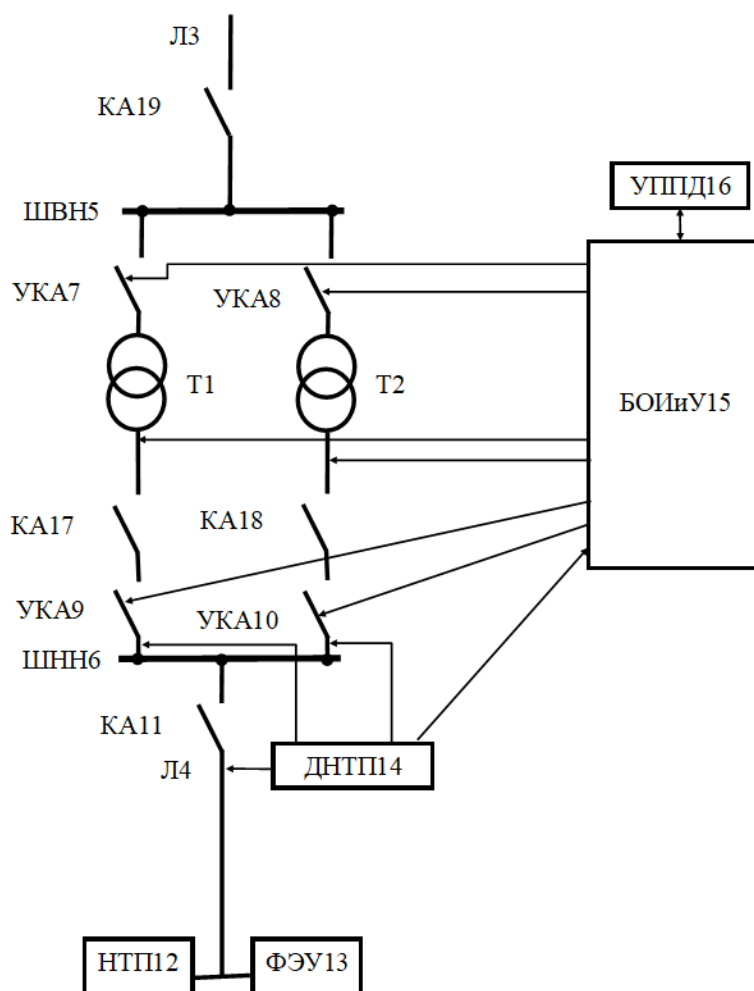


Рис. 1. Структурная схема реализации предлагаемого способа (*Виноградова и др.*, 2023)
Fig. 1. Structural diagram of the implementation of the proposed method

Суть реализуемого способа в следующем. На одотрансформаторной ТП вместо одного устанавливают два СТ. Задают и отсчитывают интервалы времени сезонной работы каждого из СТ и их параллельной работы. Включают каждый СТ в заданные интервалы времени. Выполняют мониторинг режимов работы ТП, в том числе измеряют потребляемую от ТП мощность. Если она превышает мощность подключенного в этот момент СТ, то автоматически подключают второй СТ на параллельную работу. Также при отказе работающего СТ его автоматически отключают и включают в работу второй (*Способ...*, 2023; *Виноградова и др.*, 2023).

В качестве вариантов схем трансформаторных подстанций, с которыми осуществлялось сравнение, выбраны неавтоматизированная одотрансформаторная ТП (рис. 2, а) и автоматизированная одотрансформаторная ТП (рис. 2, б).

В схеме на рис. 2, а в качестве коммутационного аппарата на стороне высокого напряжения (ВН) применяется разъединитель КА7, на стороне низкого напряжения – рубильник КА9 и автоматический выключатель КА14 на вводе и автоматический выключатель КА11 на отходящей линии. На рис. 2, б в качестве коммутационных аппаратов на стороне ВН применяется разъединитель КА18 и вакуумный выключатель УКА7, на стороне низкого напряжения – рубильник КА17 и вакуумный контактор УКА9 на вводе, а также автоматический выключатель КА11 на отходящей линии. Схема на рис. 2, б оснащена блоком обработки информации и управления БОИиУ15, датчиком нагрузки трансформаторной подстанции ДНТП14, устройством

приема и передачи данных УППД16. Блок БОИиУ15 осуществляет сбор данных и управление управляемыми коммутационными аппаратами УКА7 и УКА9 (Виноградова и др., 2023).

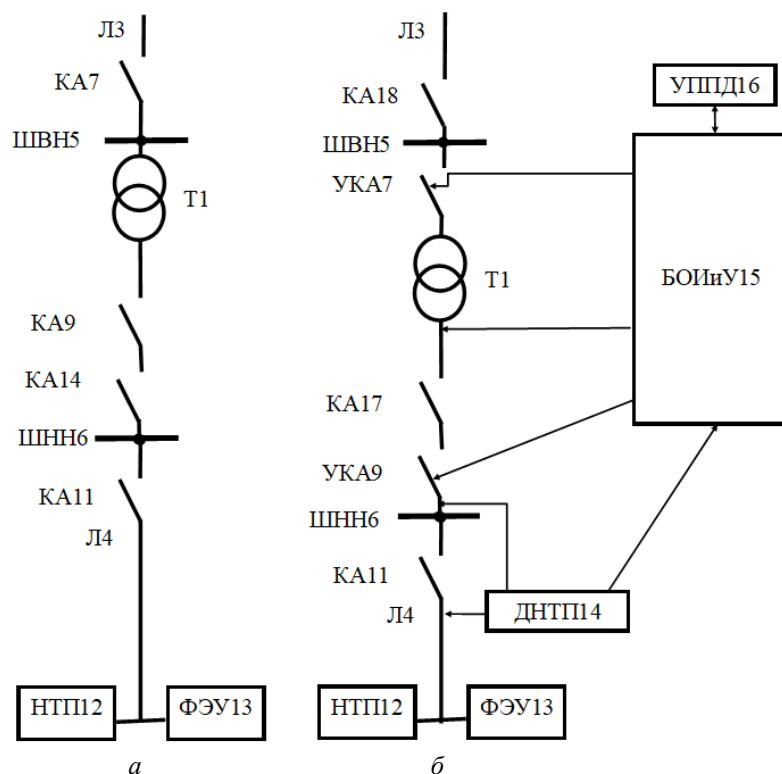


Рис. 2: а – схема однотрансформаторной ТП 10/0,4 кВ без автоматизации;
 б – схема однотрансформаторной ТП 10/0,4 кВ с автоматизацией (Виноградова и др., 2023)
 Fig. 2: а – diagram of a single-transformer transformer substation (10/0.4 kV) without automation;
 б – diagram of a single-transformer transformer substation (10/0.4 kV) with automation

В качестве материала исследования выбрана однотрансформаторная ТП 10/0,4 кВ с мощностью СТ 100 кВА. Трансформаторные подстанции такой мощности являются одними из наиболее массовых в сельской местности (Виноградов и др., 2023г). Рассматриваются варианты замены одного СТ 100 кВА на СТ как одинаковой мощности, так и разной, которые имеют общую мощность, достаточную для покрытия максимальной нагрузки ТП. В частности, рассмотрены варианты установки СТ с мощностью 40 и 63 кВА, 63 и 63 кВА, а также, с учетом допустимой перегрузки, 40 и 40 кВА. Разработана комплексная методика оценки экономического эффекта от замены одного СТ на два, учитывающая сокращение потерь электроэнергии и повышение надежности электроснабжения потребителей.

Результаты и обсуждение

Применение рассмотренного выше способа рационально в том случае, если позволяет сократить потери электроэнергии и повысить надежность электроснабжения потребителей, получив за счет этого экономический эффект. Оценка такого эффекта должна производиться в каждом случае, когда предполагается применить предложенный способ. Ниже приводится методика осуществления оценки экономического эффекта от применения способа.

Первым действием методики является определение годового потребления электроэнергии, W , кВт·ч/год, потребителями, подключенными к рассматриваемой ТП 10/0,4 кВ. Его значение определяется по одному из способов:

- 1) по данным прибора учета, установленного на ТП;
- 2) расчетным способом по результатам замеров в режимные дни;
- 3) по расчетному графику нагрузки, подключенной к ТП.

Вторым действием является выбор СТ, которые могут быть установлены на ТП. Для этого изучается график нагрузки, оценивается возможность сезонного использования СТ той или иной мощности, время возможного использования в течение года каждого из двух устанавливаемых СТ и время их совместной работы. Чем более сезонный характер имеет нагрузка и при этом более длительным является время работы одного трансформатора наименьшей мощности, тем рациональнее применение способа. При выборе СТ следует учитывать возможность их параллельной работы.

Третьим действием является расчет сокращения потерь электроэнергии в случае реализации способа, ΔW_{Δ} , кВт·ч/год

$$\Delta W_{\Delta} = \Delta W_{T1} - (\Delta W_{T1.1} + \Delta W_{T1.2} + \Delta W_{T2.2}), \quad (1)$$

где ΔW_{T1} – потери электроэнергии в трансформаторе в случае установки одного трансформатора на ТП, кВт·ч/год; $\Delta W_{T1.1}$ – потери электроэнергии в первом из двух предполагаемых к установке трансформаторов взамен одного, кВт·ч/год; $\Delta W_{T1.2}$ – потери электроэнергии во втором из двух предполагаемых к установке трансформаторов взамен одного, кВт·ч/год; $\Delta W_{T2.2}$ – потери электроэнергии в двух параллельно работающих трансформаторах, предполагаемых к установке взамен одного, кВт·ч/год.

Данную формулу можно раскрыть следующим образом:

$$\Delta W_{\Delta} = (\Delta P_{xxT1} \cdot 8760 + \beta_{T1}^2 \cdot \Delta P_{k3T1} \cdot \tau_{T1}) - (((\Delta P_{xxT1.1} \cdot t_{T1.1} + \beta_{T1.1}^2 \cdot \Delta P_{k3T1.1} \cdot \tau_{T1.1}) + (\Delta P_{xxT1.2} \cdot t_{T1.2} + \beta_{T1.2}^2 \cdot \Delta P_{k3T1.2} \cdot \tau_{T1.2}) + ((\Delta P_{xxT1.1} \cdot t_{T2.2} + \beta_{T1.1.2}^2 \cdot \Delta P_{k3T1.1} \cdot \tau_{T1.1.2}) + (\Delta P_{xxT1.2} \cdot t_{T2.2} + \beta_{T1.2.2}^2 \cdot \Delta P_{k3T1.2} \cdot \tau_{T1.2.2}))), \quad (2)$$

где ΔP_{xxT1} – потери мощности холостого хода в трансформаторе в случае установки одного трансформатора на ТП, кВт; 8760 – число часов работы, ч/год; β_{T1} – коэффициент загрузки трансформатора в случае установки одного трансформатора на ТП, безразм.; ΔP_{k3T1} – потери мощности короткого замыкания в трансформаторе в случае установки одного трансформатора на ТП, кВт; τ_{T1} – расчетное время потерь для трансформатора в случае установки одного трансформатора на ТП, ч/год; $\Delta P_{xxT1.1}$, $\Delta P_{xxT1.2}$ – потери мощности холостого хода в первом и втором из двух предполагаемых к установке трансформаторов взамен одного, кВт; $t_{T1.1}$, $t_{T1.2}$ – время отдельной работы первого и второго из двух предполагаемых к установке трансформаторов взамен одного, ч/год; $\beta_{T1.1}$, $\beta_{T1.2}$ – коэффициенты загрузки первого и второго из двух предполагаемых к установке трансформаторов взамен одного во время их отдельной работы, безразм.; $\tau_{T1.1}$, $\tau_{T1.2}$ – расчетное время потерь для первого и второго из двух предполагаемых к установке трансформаторов взамен одного во время их отдельной работы, безразм.; $t_{T2.2}$ – время параллельной работы первого и второго из двух предполагаемых к установке трансформаторов взамен одного, ч/год; $\beta_{T1.1.2}$, $\beta_{T1.2.2}$ – коэффициенты загрузки первого и второго из двух предполагаемых к установке трансформаторов взамен одного во время их параллельной работы, безразм.; $\tau_{T1.1.2}$, $\tau_{T1.2.2}$ – расчетное время потерь для первого и второго из двух предполагаемых к установке трансформаторов взамен одного во время их параллельной работы, безразм.

Наиболее эффективным будет вариант, когда ΔW_{Δ} имеет максимальное значение. Как следует из выражения (2), на это влияет ряд факторов. Это показатели применяемых СТ, их потери мощности холостого хода и короткого замыкания, степень загрузки во время работы и время их работы отдельно и параллельно.

На рис. 3 показаны графики годовых потерь электроэнергии в СТ мощностью 100 кВА в зависимости от объема потребляемой электроэнергии в год и устанавливаемых альтернативно ему СТ с мощностью по вариантам: 40 и 40 кВА; 40 и 63 кВА; 63 и 63 кВА.

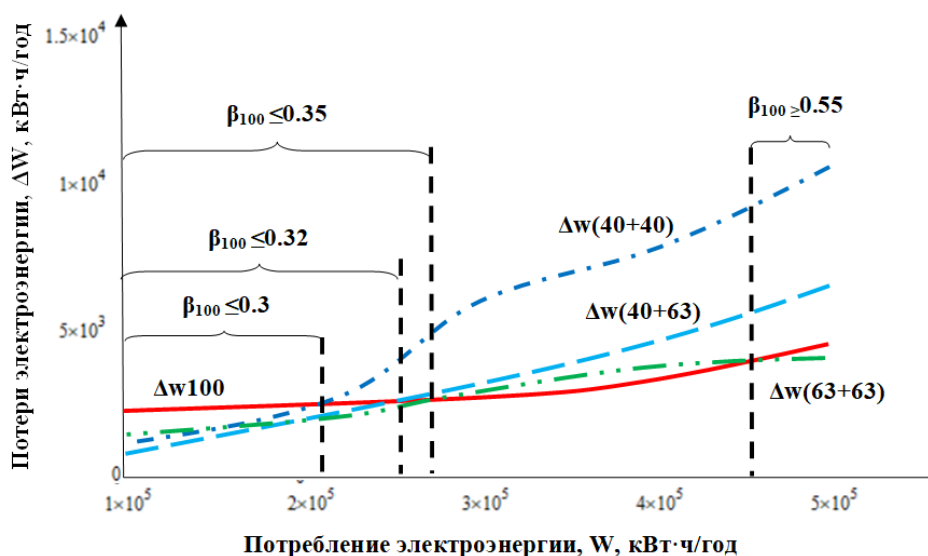


Рис. 3. Графики годовых потерь электроэнергии в СТ 100 кВА и устанавливаемых альтернативно ему СТ мощностью 40 и 40 кВА, 40 и 63 кВА, 63 и 63 кВА

Fig. 3. Graphs of annual electricity losses in a 100 kVA transformer power and alternative transformer power with the capacity of 40 and 40 kVA, 40 and 63 kVA, 63 and 63 kVA

В табл. 1 показаны расчетные параметры, для которых определялись точки на графиках (рис. 3).

Таблица 1. Расчетные параметры для варианта замены трансформатора
100 кВА на два трансформатора по 63 кВА

Table 1. Calculated parameters for the option of replacing a 100 kVA transformer with two 63 kVA transformers

| № п/п | W, кВт·ч/год | Время параллельной работы T1 и T2, ч/год | β_{100} , безразм. | ΔW_{T1} , кВт·ч/год | $(\Delta W_{T1.1} + \Delta W_{T1.2} +$ $+ \Delta W_{T2.2}),$ кВт·ч/год | ΔW_{Δ} , кВт·ч/год | $\Delta W_{\Delta \text{руб}}$, руб/год |
|----------|-----------------|---|-----------------------------|--------------------------------|---|------------------------------------|---|
| 1 | 100 000 | 760 | 0,114 | 2 292 | 1 437 | 855 | 2 591 |
| 2 | 150 000 | 760 | 0,171 | 2 327 | 1 539 | 788 | 2 388 |
| 3 | 200 000 | 760 | 0,228 | 2 403 | 1 770 | 633 | 1 918 |
| 4 | 250 000 | 760 | 0,285 | 2 545 | 2 206 | 339 | 1 027 |
| 5 | 300 000 | 760 | 0,342 | 2 780 | 2 946 | -166 | -502,98 |
| 6 | 400 000 | 1 760 | 0,457 | 3 681 | 3 676 | 6 | 18,18 |
| 7 | 500 000 | 3 760 | 0,571 | 5 434 | 3 899 | 1 535 | 4 651 |

Из сравнения графиков следует, что вариант замены СТ 100 кВА на два СТ по 40 кВА имеет эффект сокращения потерь электроэнергии при среднегодовом коэффициенте загрузки трансформатора 100 кВА, β_{100} , безразм., равном или меньшем 0,3, при годовом потреблении электроэнергии менее 210 000 кВт·ч.

Вариант замены на два трансформатора 40 и 63 кВА имеет эффект сокращения потерь электроэнергии при среднегодовом коэффициенте загрузки трансформатора 100 кВА, β_{100} , безразм., равном или меньшем 0,32, при годовом потреблении электроэнергии менее 250 000 кВт·ч.

Вариант замены на два трансформатора 63 и 63 кВА имеет эффект сокращения потерь электроэнергии при среднегодовом коэффициенте загрузки трансформатора 100 кВА, β_{100} , безразм., равном или меньшем 0,35, при годовом потреблении электроэнергии менее 270 000 кВт·ч. При использовании этого варианта эффект проявляется также при коэффициенте загрузки трансформатора 100 кВА, β_{100} , безразм., равном или большем 0,55, годовое потребление более 450 000 кВт·ч. Это связано со значительным ростом нагрузочных потерь в трансформаторе 100 кВА по сравнению с 2 параллельно работающими трансформаторами по 63 кВА.

Для наиболее эффективного варианта оценка, в том числе в денежном выражении, показана в табл. 1.

Следующим действием согласно методики является оценка эффекта от повышения надежности электроснабжения. Сравнительный расчет надежности для вариантов ТП с одним или двумя трансформаторами выполнен в (Виноградова и др., 2023). Суммарное время перерывов в год для однотрансформаторной ТП составляет 9,44 ч/год (Виноградова и др., 2023).

В табл. 2 показаны значения показателей надежности оборудования, применяемого на схеме согласно рис. 2, а и б.

Таблица 2. Данные для расчета надежности схем ТП (Виноградова и др., 2023)

Table 2. Data for calculating the reliability of TS circuits

| № п/п | Вид электрооборудования | Параметр потока отказов, ω_{0i} , год ⁻¹ | Время восстановления, $T_{в}$, ч | Параметр потока плановых отключений, m_{0i} , год ⁻¹ | Продолжительность плановых отключений, ч |
|----------|-------------------------------|--|---|--|--|
| 1 | Силовой трансформатор | 0,016 | 50 | 0,25 | 6 |
| 2 | Вакуумный выключатель | 0,004 | 8 | 0,004 | 15 |
| 3 | Разъединитель | 0,01 | 7 | 0,166 | 3,7 |
| 4 | Рубильник | 0,038 | 7 | 0,166 | 3,7 |
| 5 | Автоматический выключатель | 0,05 | 4 | 0,33 | 10 |
| 6 | ШВН | 0,03 | 7 | 0,166 | 5 |
| 7 | ШНН | 0,03 | 7 | 0,166 | 5 |
| 8 | БОИиУ | 0,000114 | 4 | 0,33 | 0,5 |
| 9 | Контактор вакуумный | 0,04 | 4 | 0,04 | 0,5 |

Расчетное количество часов аварийных перерывов в электроснабжении, связанных с отказами каждого вида оборудования, $T_{\text{пер ав об}i}$, ч/год

$$T_{\text{пер ав об}i} = T_{\text{Вср}i} \cdot \omega_{0i} \cdot n_i, \quad (3)$$

где n_i – количество оборудования, шт.; ω_{0i} – параметр потока отказов на 1 шт. оборудования, год⁻¹; $T_{\text{Вср}i}$ – среднее время восстановления, ч.

Вероятность безотказной работы (ВБР) оборудования $P_{(обі)}$, безразм.

$$P_{(обі)} = \frac{8\,760 - T_{пер\,ав\,обі}}{8\,760}, \quad (4)$$

где 8 760 – число часов в году, ч/год.

Рассчитаем ВБР последовательно соединенных участков, $P_{посл}$

$$P_{посл} = \prod_{i=1}^{n_{посл}} P_{(обі)}, \quad (5)$$

где $n_{посл}$ – число последовательно соединенных участков сети в рассматриваемой цепи.

ВБР параллельных участков ВБР, $P_{пар}$, для $n_{пар}$, шт., количества параллельных участков

$$P_{пар} = 1 - \prod_{i=0}^{n_{пар}} (1 - P_{(обі)}). \quad (6)$$

ВБР всей схемы после приведения ее к одному элементу обозначается $P_{(безотк\,ав\,сі)}$, безразм.

С использованием расчетных значений ВБР определяется время аварийных перерывов в работе ТП

$$T_{пер\,ав\,сі} = 8\,760 - 8\,760 \cdot P_{(сіав)}, \quad (7)$$

где $P_{(сіав)}$ – ВБР всей рассматриваемой схемы с учетом последовательных и параллельных цепей (полученная после упрощения схемы замещения). Таким методом рассчитывалась схема замещения, приведенная на рис. 4, а.

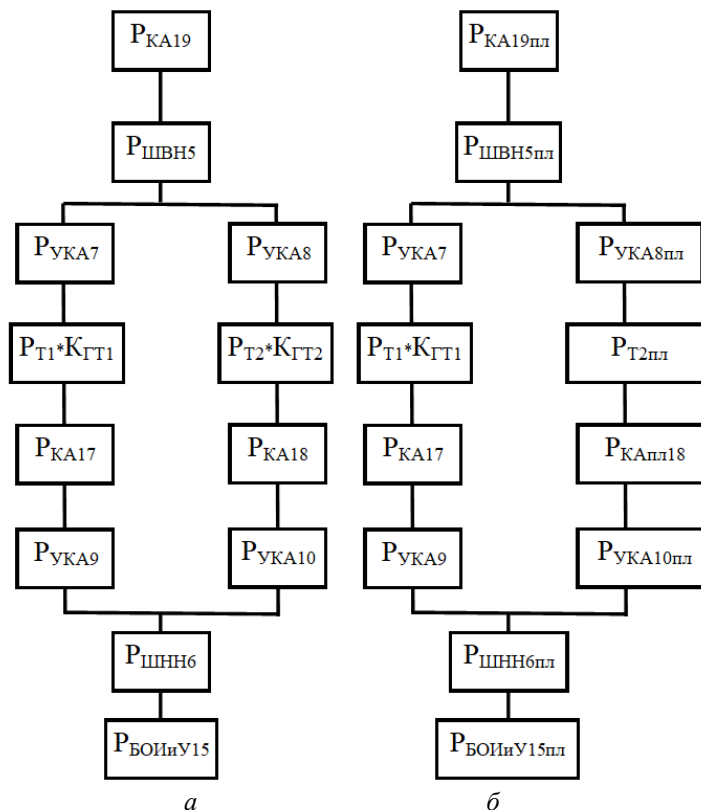


Рис. 4: а – схема замещения двухтрансформаторной ТП 10/0,4 кВ с автоматизацией для расчета ВБР; б – схема замещения двухтрансформаторной ТП 10/0,4 кВ с автоматизацией для расчета ВБРпл (Виноградова и др., 2023)

Fig. 4: а – equivalent circuit of a two-transformer 10/0.4 kV TS with automation for calculating the probability of failure-free operation; б – equivalent circuit of a two-transformer 10/0.4 kV TP with automation for calculating the probability of failure-free operation (planned)

Расчетное количество часов плановых отключений оборудования ТП, $T_{пер\,пл\,обі}$, ч/год

$$T_{пер\,пл\,обі} = T_{плсрi} \cdot m_{0i} \cdot n_i, \quad (8)$$

где m_{0i} – параметр потока плановых отключений на 1 шт. оборудования, год⁻¹; $T_{плсрi}$ – среднее время плановых отключений, ч.

Следующим шагом является определение вероятности безотказной работы оборудования ТП по плановым отключениям (ВБРпл), $P_{(обіпл)}$, безразм.

$$P_{(обіпл)} = \frac{8\,760 - T_{пер\,пл\,обі}}{8\,760}. \quad (9)$$

Аналогично расчету ВБР по аварийным отключениям рассчитывается ВБР по плановым (преднамеренным) отключениям ТП ($P_{(ciпл)}$) с учетом того, что во время ремонта или обслуживания одной из цепей ТП, вторая (резервная) в плановый ремонт не выводится. Поэтому при расчетах резервирующих цепей учитывают ВБРпл одной цепи и ВБР второй, т. е. определяют вероятность возникновения аварийного отключения в резервной цепи во время планового ремонта первой (Виноградова и др., 2023). Таким методом рассчитывалась схема замещения, приведенная на рис. 4, б.

Время плановых перерывов ТП

$$T_{пер пл ci} = 8760 - 8760 \cdot P_{(ciпл)}. \quad (10)$$

На рис. 4, а и б: $P_{КАп}$ – ВБР соответствующих коммутационных аппаратов; $P_{ШВН}$ – ВБР шин высокого напряжения; $P_{ШНН}$ – ВБР шин низкого напряжения; $P_{УКАп}$ – ВБР соответствующих управляемых коммутационных аппаратов; $P_{Тп}$ – ВБР соответствующих силовых трансформаторов; $P_{БОИиУ}$ – ВБР блока обработки информации и управления; $P_{КАплл}$ – ВБРпл соответствующих коммутационных аппаратов; $P_{УКАплл}$ – ВБРпл соответствующих управляемых коммутационных аппаратов; $P_{Тплл}$ – ВБРпл соответствующих силовых трансформаторов; $K_{гт1}$, $K_{гт2}$ – коэффициенты готовности трансформаторов Т1 и Т2 соответственно (под $K_{гт}$ понимается отношение времени года, в часах, в которое один из трансформаторов готов питать полную нагрузку ТП к продолжительности года, т. е. 8760 ч) (Виноградова и др., 2023).

В табл. 3 приведены результаты расчета основных показателей надежности для оборудования схемы, показанной на рис. 1 (схема замещения на рис. 4, а и б).

Таблица 3. Результаты расчета основных показателей надежности для оборудования схемы, показанной на рис. 1 (схемы замещения на рис. 4, а и б) (Виноградова и др., 2023)

Table 3. Results of calculation of the main reliability indicators for the equipment of the circuit shown in Fig. 1 (equivalent circuits in Fig. 4, a and б)

| Вид оборудования | T _{пер ав обі, ч/год} | P _(обі) | P _(ші) | T _{пер пл обі, ч/год} | P _(обіпл) | P _(шіпл) |
|---|--------------------------------|--------------------|-------------------|--------------------------------|----------------------|---------------------|
| Последовательная цепь T1 | | | | | | |
| УКА7 | 0,32 | 0,99996 | 0,99981 | 0,6 | 0,99993 | 0,99967 |
| T1 | 0,8 | 0,99990 | | 1,5 | 0,99982 | |
| КА17 | 0,26 | 0,99997 | | 0,614 | 0,99993 | |
| УКА9 | 0,16 | 0,99998 | | 0,02 | 0,99999 | |
| Последовательная цепь T2 | | | | | | |
| УКА8 | 0,32 | 0,99996 | 0,99981 | 0,6 | 0,99993 | 0,99967 |
| T2 | 0,8 | 0,99990 | | 1,5 | 0,99982 | |
| КА18 | 0,26 | 0,99997 | | 0,614 | 0,99993 | |
| УКА10 | 0,16 | 0,99998 | | 0,02 | 0,99999 | |
| Параллельная цепь T1 и T2 (расчет ВБР) | | | | | | |
| 0,99999996 | | | | | | |
| Параллельная цепь T1 и T2 (расчет ВБРпл) | | | | | | |
| 0,99999994 | | | | | | |
| Общая последовательная цепь | | | | | | |
| КА19 | 0,07 | 0,999992 | 0,99993 | 0,614 | 0,99993 | 0,99973 |
| ШВН | 0,21 | 0,99997 | | 0,83 | 0,99991 | |
| ШНН | 0,21 | 0,99997 | | 0,83 | 0,99991 | |
| БОИиУ15 | 0,00056 | 0,9999999 | | 0,165 | 0,99998 | |
| Общие показатели схемы для расчета ВБР | | | | | | |
| T _{пер ав ci} = 0,613 ч/год; P _(ci) = 0,999929 | | | | | | |
| Общие показатели схемы для расчета ВБРпл | | | | | | |
| T _{пер пл ci} = 0,000000000027 ч/год; P _(ciпл) = 0,99999999999997 | | | | | | |

Суммарное время перерывов в год равно 0,613 ч для случая, когда значения коэффициентов готовности трансформаторов Т1 и Т2 составляют единицу. По результатам расчета сделан вывод, что замена ТП одного трансформатора на два, питаемых по одной линии 10 кВ, позволяет сократить время перерывов в электроснабжении потребителей с 9,44 до 0,613 ч/год при условии, что каждый из установленных трансформаторов способен нести всю нагрузку ТП (с учетом допустимой перегрузки), т. е. при коэффициенте готовности 1 (Виноградова и др., 2023).

Мощность одного трансформатора 63 кВ в течение некоторого времени в течение года недостаточна для покрытия всей нагрузки. Согласно табл. 1 это время равно времени параллельной работы трансформаторов. Если в течение данного времени произойдет выход из строя одного из трансформаторов или другого оборудования, соединенного с ним последовательно, то нарушится электроснабжение потребителей.

Цепи трансформаторов Т1 и Т2 имеют одинаковую ВБР, равную 0,99981. С учетом ее значения, а также ВБР общей последовательной цепи (0,9993) определяется вероятное время перерывов в электроснабжении за период времени параллельной работы трансформаторов, $T_{\text{пер ав с22}}$, ч

$$T_{\text{пер ав с22}} = t_{T2.2} - t_{T2.2} \cdot P_{(\text{ЦТ1})} \cdot P_{(\text{ОПЦ})}, \quad (11)$$

где $P_{(\text{ЦТ1})}$ – ВБР последовательной цепи трансформатора Т1 или Т2, безразм.; $P_{(\text{ОПЦ})}$ – ВБР общей последовательной цепи (табл. 3).

Например, для случая, когда $t_{T2.2} = 760$ ч, $T_{\text{пер ав с22}}$, ч составит

$$T_{\text{пер ав с22}} = 760 - 760 \cdot 0,99981 \cdot 0,99993 = 0,2.$$

Для остального времени года время перерывов в электроснабжении, $T_{\text{пер ав с}}$, ч, рассчитываем с учетом ВБР всей схемы ТП (0,99993), но без учета времени параллельной работы трансформаторов

$$T_{\text{пер ав с}} = 8\,000 - 8\,000 \cdot 0,999929 = 0,57.$$

Общее время аварийных перерывов в электроснабжении в год, $T_{\text{пер ав}}$, ч/год, составит

$$T_{\text{пер ав}} = T_{\text{пер ав с}} + T_{\text{пер ав с22}} = 0,57 + 0,2 = 0,79. \quad (12)$$

В табл. 4 показаны результаты расчета показателей надежности для случая замены трансформатора 100 кВА на два трансформатора по 63 кВА в зависимости от времени их параллельной работы. Также в таблице приведены значения сокращения времени перерывов в электроснабжении, $\Delta T_{\text{пер}}$, ч/год, в сравнении с временем перерывов при однотрансформаторном исполнении ТП (9,44 ч/год). Суммы сокращения ущербов при этом, $C_{\text{сокр ущ}}$, руб/год, показаны в табл. 4. Сумма сокращения ущербов определена следующим образом:

$$C_{\text{сокр ущ}} = (C_{\text{удээ}} + K_{\text{недээ}}) \cdot \Delta T_{\text{пер}}, \quad (13)$$

где $C_{\text{удээ}}$ – удельная почасовая стоимость недооплаченной электроэнергии, 28,72 руб/ч; $K_{\text{недээ}}$ – удельный ущерб от необходимости выплат компенсаций электросетевыми компаниями при перерывах в электроснабжении потребителей, 1 214,4 руб/ч (Виноградов, 2022).

Таблица 4. Расчетные показатели надежности для варианта замены трансформатора 100 кВА на два трансформатора по 63 кВА

Table 4. Calculated reliability indicators for the option of replacing a 100 kVA transformer with two 63 kVA transformers

| № п/п | Потребление электроэнергии, W, кВт·ч/год | Время параллельной работы Т1 и Т2, ч/год | $P_{(\text{ЦТ1})} \cdot P_{(\text{ОПЦ})}$, безразм. | $T_{\text{пер ав с22}}$, ч | $T_{\text{пер ав с}}$, ч | $T_{\text{пер ав}}$, ч/год | $\Delta T_{\text{пер}}$, ч/год | $C_{\text{удээ}} + K_{\text{недээ}}$, руб/ч | $C_{\text{сокр ущ}}$, руб/год |
|-------|--|--|--|-----------------------------|---------------------------|-----------------------------|---------------------------------|--|--------------------------------|
| 1 | 100 000 | 760 | 0,99974 | 0,2 | 0,57 | 0,79 | 8,65 | 1 243,12 | 10 750 |
| 2 | 150 000 | 760 | 0,99974 | 0,2 | 0,57 | 0,79 | 8,65 | 1 243,12 | 10 750 |
| 3 | 200 000 | 760 | 0,99974 | 0,2 | 0,57 | 0,79 | 8,65 | 1 243,12 | 10 750 |
| 4 | 250 000 | 760 | 0,99974 | 0,2 | 0,57 | 0,79 | 8,65 | 1 243,12 | 10 750 |
| 5 | 300 000 | 760 | 0,99974 | 0,2 | 0,57 | 0,79 | 8,65 | 1 243,12 | 10 750 |
| 6 | 400 000 | 1 760 | 0,99974 | 0,46 | 0,49 | 0,95 | 8,49 | 1 243,12 | 10 550 |
| 7 | 500 000 | 3 760 | 0,99974 | 0,98 | 0,35 | 1,33 | 8,11 | 1 243,12 | 10 078 |

В то же время можно рассчитать эффект для потребителей, который будет заключаться в сокращении недоотпуска электроэнергии. Для этого определяем сокращение объема недоотпущенной электроэнергии потребителям, $C_{\text{онээ}}$, кВт·ч/год

$$C_{\text{онээ}} = \frac{W}{8\,760} \cdot \Delta T_{\text{пер}}. \quad (14)$$

Далее определяем сокращение ущерба от недоотпуска электроэнергии, $C_{\text{унээ}}$, руб/год, с учетом удельного ущерба, y_0 , равного 140 руб за один кВт·ч недоотпущенной электроэнергии (Виноградов, 2022)

$$C_{\text{унээ}} = C_{\text{онээ}} \cdot y_0. \quad (15)$$

Результаты расчетов показаны в табл. 5.

Сокращение ущерба при замене одного трансформатора двумя с учетом сокращения потерь электроэнергии и повышения надежности электроснабжения показано в табл. 5.

Для оценки выгодности каждого из вариантов необходимо также вычислить капитальные вложения в их реализацию (зависят от исполнения ТП) и эксплуатационные издержки. Сравнение может проводиться по приведенным затратам или по дисконтированному сроку окупаемости.

Экономический эффект от варианта ТП с двумя трансформаторами определяется

$$E_2 = (C_{\text{унээ}} + \Delta W_{\text{друб}}) - (E_2 - E_1), \quad (16)$$

где E_1 и E_2 – эксплуатационные издержки, без учета стоимости потерь электроэнергии для первого (1 трансформатор на ТП) и второго (2 трансформатора на ТП) вариантов, руб/год.

Срок окупаемости варианта ТП с двумя трансформаторами, T_{OK2} , лет, определяется

$$T_{OK2} = \frac{K_2 - K_1}{E_2}, \quad (17)$$

где K_1 , K_2 – капитальные вложения в 1 и 2 вариант, руб.

Показатели сокращения затрат и срока окупаемости для варианта ТП с двумя трансформаторами показаны в табл. 5.

Таблица 5. Сокращение затрат при замене одного трансформатора двумя
и срок окупаемости варианта ТП с двумя трансформаторами
Table 5. Cost reduction when replacing one transformer with two
and the payback period of the TS option with two transformers

| № п/п | Потребление электроэнергии, W , кВт·ч/год | Время параллельной работы T_1 и T_2 , ч/год | ΔW_{Δ} , кВт·ч/год | $\Delta W_{\Delta \text{руб}}$, руб/год | $C_{\text{унз}}$, кВт·ч/год | $C_{\text{унз}}$, руб/год | $C_{\text{унз}} + \Delta W_{\Delta \text{руб}}$, руб/год | $K_1 - K_2$, руб | $(\mathcal{E}_2 - \mathcal{E}_1)$, руб | T_{OK2} , лет |
|----------|---|--|------------------------------------|---|---------------------------------|-------------------------------|--|-------------------|--|-----------------|
| 1 | 100 000 | 760 | 855 | 2 591 | 99 | 13 824 | 16 415 | 300 000 | 7 500 | 33,7 |
| 2 | 150 000 | 760 | 788 | 2 388 | 148 | 20 736 | 23 124 | 300 000 | 7 500 | 19,2 |
| 3 | 200 000 | 760 | 633 | 1 918 | 197 | 27 648 | 29 566 | 300 000 | 7 500 | 13,6 |
| 4 | 250 000 | 760 | 339 | 1 027 | 247 | 34 560 | 35 587 | 300 000 | 7 500 | 10,6 |
| 5 | 300 000 | 760 | –166 | –503 | 296 | 41 473 | 40 970 | 300 000 | 7 500 | 9 |
| 6 | 400 000 | 1 760 | 6 | 18 | 395 | 55 297 | 55 315 | 300 000 | 7 500 | 6,3 |
| 7 | 500 000 | 3 760 | 1 535 | 4 651 | 493 | 69 121 | 73 772 | 300 000 | 7 500 | 4,5 |

Как показывают результаты расчетов при предположении о разнице в стоимости ТП с одним и двумя трансформаторами в 300 000 руб (например, цены на ТП 100 кВА разного исполнения с одним трансформатором составляют от 88 000 до 700 000 руб и более²), а также разнице в эксплуатационных издержках между ними в 7 500 руб (2,5 % от разницы в стоимости) срок окупаемости зависит от объема потребляемой электроэнергии и, соответственно, получаемого эффекта от сокращения потерь электроэнергии и повышения надежности электроснабжения. Наибольший вклад в экономический эффект вносит повышение надежности электроснабжения потребителей, компенсируя в определенных случаях отрицательный эффект сокращения потерь электроэнергии. Приемлемые сроки окупаемости, от 9 до 4,5 лет, достигаются при объеме потребления электроэнергии от ТП не менее 300 000 кВт·ч/год.

Предложенная выше методика позволяет обосновывать применение способа замены одного трансформатора на два для разных мощностей и характеристик ТП.

Заключение

Замена одного силового трансформатора на два на однострановых подстанциях является одним из способов сокращения потерь электроэнергии и повышения надежности электроснабжения потребителей. Данный способ рассмотрен на примере замены трансформатора 100 кВА. Вариант замены на два трансформатора 40 и 63 кВА имеет эффект сокращения потерь электроэнергии при среднегодовом коэффициенте загрузки трансформатора 100 кВА, равном или меньшем 0,32, при годовом потреблении электроэнергии менее 250 000 кВт·ч. Наиболее рациональный вариант замены на два трансформатора 63 и 63 кВА имеет эффект сокращения потерь электроэнергии при среднегодовом коэффициенте загрузки трансформатора 100 кВА, равном или меньшем 0,35, при годовом потреблении электроэнергии менее 270 000 кВт·ч, а также при коэффициенте загрузки трансформатора 100 кВА, равном или большем 0,55 (годовое потребление более 450 000 кВт·ч).

Применение двух трансформаторов вместо одного при условии автоматизации ТП позволяет сократить время перерывов в электроснабжении потребителей с 9,44 ч/год до 0,79–1,33 ч/год в зависимости от объема потребляемой электроэнергии от ТП.

Наибольший вклад в экономический эффект вносит повышение надежности электроснабжения потребителей, компенсируя в определенных случаях отрицательный эффект сокращения потерь электроэнергии. Приемлемые сроки окупаемости, от 9 до 4,5 лет, достигаются при объеме потребления электроэнергии от ТП не менее 300 000 кВт·ч/год.

² Трансформаторные подстанции 100 кВт в Москве по выгодной цене. Электронный ресурс. Заголовок с экрана. Режим доступа: https://msk.pulscen.ru/price/070303-transformatornye-podstancii/f:43_100-kvt?ysclid=m1qcfv5sh_164306234 (дата обращения 30.04.2025 г.)

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Библиографический список

- Балабин А. А. О целесообразности проведения капитального ремонта силовых трансформаторов с разборкой магнитопровода // Энерго- и ресурсосбережение XXI век : сб. материалов IX-й междунар. науч.-практ. интернет-конференции, Орёл, 15 марта – 30 июня 2011 г. Орёл, 2011. С. 104–107. EDN: YOMTUP.
- Большев В. Е., Папков Б. В., Букреев А. В., Конкин Д. В. Алгоритм применения двух трансформаторов взамен одного на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ // Электротехнологии и электрооборудование в АПК. 2024. Т. 71, № 1(54). С. 24–30. DOI: <https://doi.org/10.22314/2658-4859-2024-71-1-24-30>. EDN: VPQIYO.
- Васильев А. Н., Виноградов А. В., Виноградова А. В., Большев В. Е. [и др.] Анализ количества и причин отключений в электрических сетях 0,38...10 кВ // Инновации в сельском хозяйстве. 2018. № 4(29). С. 8–18. EDN: YQVOQR.
- Виноградов А. В. Принципы управления конфигурацией сельских электрических сетей и технические средства их реализации. Орёл, 2022. 392 с. EDN: DOFZZD.
- Виноградов А. В., Виноградова А. В., Букреев А. В. Выбор технических средств для осуществления сезонного резервирования электроснабжения // Техника и оборудование для села. 2023а. № 10(316). С. 38–42. DOI: <https://doi.org/10.33267/2072-9642-2023-10-38-42>. EDN: KSNUGUY.
- Виноградов А. В., Виноградова А. В., Букреев А. В., Лансберг А. А. Анализ загрузки и распределения потерь электроэнергии в силовых трансформаторах напряжением 6–10 кВ // Агроинженерия. 2023б. Т. 25, № 6. С. 67–75. DOI: <https://doi.org/10.26897/2687-1149-2023-6-67-75>. EDN: CZWQAV.
- Виноградов А. В., Виноградова А. В., Крамской С. В. Обоснование совместного применения средств секционирования и мобильных энергетических платформ для резервирования электроснабжения сельских потребителей // Электротехнологии и электрооборудование в АПК. 2023в. Т. 70, № 2(51). С. 26–36. DOI: <https://doi.org/10.22314/2658-4859-2023-70-2-26-36>. EDN: DHFGBZ.
- Виноградов А. В., Виноградова А. В., Лансберг А. А., Конкин Д. В. Сокращение потерь электроэнергии трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ заменой одного трансформатора на два и применением ФЭУ // Техника и оборудование для села. 2023г. № 11(317). С. 40–44. DOI: <https://doi.org/10.33267/2072-9642-2023-11-40-44>. EDN: UHNWDK.
- Виноградова А. В., Виноградов А. В., Конкин Д. В. Повышение надёжности трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ заменой одного трансформатора на два // Агротехника и энергообеспечение. 2023. № 3(40). С. 65–75. EDN: XXNCND.
- Герашенкова Т. М. Развитие системы инновационной деятельности агропромышленного комплекса. Брянск : Изд-во Брянской ГСХА, 2011. 135 с. EDN: TUEYFH.
- Кузьменкова В. Д. Методологические основы размещения и специализации сельского хозяйства в российской экономике // Вестник Института дружбы народов Кавказа (Теория экономики и управления народным хозяйством). Экономические науки. 2010. № 3(15). С. 74–80. EDN: NECROT.
- Левин В. М., Керимкулов Н. Н. Экспресс-оценка состояния силовых трансформаторов для обеспечения эксплуатационной надёжности // Системы. Методы. Технологии. 2016. № 4(32). С. 101–109. DOI: <https://doi.org/10.18324/2077-5415-2016-4-101-109>. EDN: XEENYL.
- Морозов Н. М. Организационно-экономические и технологические основы механизации и автоматизации животноводства. М. : Росинформагротех, 2011. 284 с. EDN: SCFRVV.
- Способ и устройство сезонного сокращения потерь электрической энергии и повышения надёжности в электрической сети : пат. № 2813851 Рос. Федерация / А. В. Виноградов, А. В. Виноградова, А. В. Букреев, Н. С. Сорокин [и др.] № 2023106664 ; заявл. 21.03.2023 ; опубл. 19.02.2024, Бюл. № 5.
- Федоровская А., Фишман В. Силовые трансформаторы 6(10)/0,4 кВ. Особенности применения различных схем соединения обмоток // Новости ЭлектроТехники, 2009. № 6(60). URL: <http://news.elteh.ru/arh/2009/60/07.php>.
- Хавроничев С. В., Сошинов А. Г., Галушак В. С., Копейкина Т. В. Современные тенденции применения аморфных сплавов в магнитопроводах силовых трансформаторов // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2015. № 12–4. С. 607–610. EDN: VBUMSH.
- Хисматуллин А. С., Вахитов А. Х., Феоктистов А. А. Мониторинг и ремонт промышленных силовых трансформаторов по техническому состоянию // Современные наукоемкие технологии. 2016. № 4–2. С. 271–274. EDN: VWQDFR.
- Хорольский В. Я., Ефанов А. В., Ершов А. Б., Ястребов С. С. Организационные мероприятия по снижению технических потерь электроэнергии в сельских электрических сетях // Энергетическая безопасность : сб. науч. ст. II междунар. молодежного конгресса, Курск, 28–29 ноября 2017 г. Курск : Университетская книга, 2017. С. 199–206. EDN: YUZEGV.
- Kaya Z., İmal N., Gökhasan O. On power transformers energy efficiency-based load transfer analysis // International Journal of Energy Applications and Technologies, 2018. Vol. 5, Iss. 3. P. 115–118. DOI: <https://doi.org/10.31593/ijeat.442589>.

References

- Balabin, A. A. 2011. On the feasibility of carrying out major repairs of power transformers with disassembly of the magnetic circuit. In coll. articles of the IX intern. scien. and pract. Internet conf. *Energy and resource saving XXI century*, Oryol, 15 March – 30 June, 2011. Oryol, pp. 104–107. EDN: YOMTUP. (In Russ.)
- Bolshev, V. E., Papkov, B. V., Bukreev, A. V., Konkin, D. V. 2024. Algorithm for using two transformers instead of one at 10/0.4 kV transformer substations. *Electrical Engineering and Electrical Equipment in Agriculture*, 71(1(54)), pp. 24–30. DOI: <https://doi.org/10.22314/2658-4859-2024-71-1-24-30>. EDN: VPQIYO. (In Russ.)
- Vasiliev, A. N., Vinogradov, A. V., Vinogradova, A. V., Bolshev, V. E. et al. 2018. Analysis of the number and causes of outages in 0.38...10 kV electrical networks. *Innovations in Agriculture*, 4(29), pp. 8–18. EDN: YQVOQP. (In Russ.)
- Vinogradov, A. V. 2022. Principles of configuration management of rural electric networks and technical means of their implementation. Oryol. EDN: DOFZZD. (In Russ.)
- Vinogradov, A. V., Vinogradova, A. V., Bukreev, A. V. 2023a. Selection of technical means for implementing seasonal backup of power supply. *Machinery and Equipment for Rural Area*, 10(316), pp. 38–42. DOI: <https://doi.org/10.33267/2072-9642-2023-10-38-42>. EDN: KSNGUY. (In Russ.)
- Vinogradov, A. V., Vinogradova, A. V., Bukreev, A. V., Lansberg, A. A. 2023б. Analysis of the load and distribution of electric power losses in power transformers with a voltage of 6–10 kV. *Agricultural Engineering (Moscow)*, 25(6), pp. 67–75. DOI: <https://doi.org/10.26897/2687-1149-2023-6-67-75>. EDN: CZWQAV. (In Russ.)
- Vinogradov, A. V., Vinogradova, A. V., Kramskoy, S. V. 2023в. Justification of the joint use of sectioning means and mobile energy platforms for backup power supply of rural consumers. *Electrical Engineering and Electrical Equipment in Agriculture*, 70(2(51)), pp. 26–36. DOI: <https://doi.org/10.22314/2658-4859-2023-70-2-26-36>. EDN: DHFGBZ. (In Russ.)
- Vinogradov, A. V., Vinogradova, A. V., Lansberg, A. A., Konkin, D. V. 2023г. Reduction of electric power losses of 10/0.4 kV transformer substations by replacing one transformer with two and using photomultiplier tubes. *Machinery and Equipment for Rural Area*, 11(317), pp. 40–44. DOI: <https://doi.org/10.33267/2072-9642-2023-11-40-44>. EDN: UHNWDK. (In Russ.)
- Vinogradova, A. V., Vinogradov, A. V., Konkin, D. V. 2023. Increasing the reliability of 10/0.4 kV transformer substations by replacing one transformer with two. *Agrotechnics and Energy Supply*, 3(40), pp. 65–75. EDN: XXNCND. (In Russ.)
- Gerashchenkova, T. M. 2011. Development of the innovation system of the agro-industrial complex. Bryansk. EDN: TUEYFH. (In Russ.)
- Kuzmenkova, V. D. 2010. Methodological foundations of the placement and specialization of agriculture in the Russian economy. *Bulletin Peoples' Friendship Institute of the Caucasus (THE Economy and National Economy Management). Economic Sciences*, 3(15), pp. 74–80. EDN: NECROT. (In Russ.)
- Levin, V. M., Kerimkulov, N. N. 2016. Express assessment of the state of power transformers to ensure operational reliability. *Systems. Methods. Technologies*, 4(32), pp. 101–109. DOI: <https://doi.org/10.18324/2077-5415-2016-4-101-109>. EDN: XEENYL. (In Russ.)
- Morozov, N. M. 2011. Organizational, economic and technological foundations of mechanization and automation of animal husbandry. Moscow. EDN: SCFRVV. (In Russ.)
- Vinogradov, A. V., Vinogradova, A. V., Bukreev, A. V. et al. 2024. Method and device for seasonal reduction of electrical energy losses and increase of reliability in the electrical network, Russian Federation, Pat. 2813851. (In Russ.)
- Fedorovskaya, A., Fishman, V. 2021. Power transformers 6(10)/0.4 kV. Features of the application of various winding connection schemes. *News of Electrical Engineering*, 6(60). URL: <http://news.elteh.ru/arh/2009/60/07.php>. (In Russ.)
- Khavronichev, S. V., Soshinov, A. G., Galushchak, V. S., Kopeikina, T. V. 2015. Modern trends in the use of amorphous alloys in magnetic cores of power transformers. *International Journal of Applied and Fundamental Research*, 12–4, pp. 607–610. EDN: VBUMSH. (In Russ.)
- Khismatullin, A. S., Vakhitov, A. Kh., Feoktistov, A. A. 2016. Monitoring and repair of industrial power transformers by technical condition. *Modern Science-Intensive Technologies*, 4–2, pp. 271–274. EDN: VWQDFR. (In Russ.)
- Khorolsky, V. Ya., Efanov, A. V., Ershov, A. B., Yastrebov, S. S. 2017. Organizational measures to reduce technical losses of electricity in rural electrical networks. *Energy Security*, pp. 199–206. EDN: YUZEGV. (In Russ.)
- Kaya, Z., İmal, N., Gökhasan, O. 2018. On power transformers energy efficiency-based load transfer analysis. *International Journal of Energy Applications and Technologies*, 5(3), pp. 115–118. DOI: <https://doi.org/10.31593/ijeat.442589>.

Сведения об авторах

Виноградова Алина Васильевна – 1-й Институтский пр., 5, стр. 1, г. Москва, Россия, 109428; Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ, канд. техн. наук, вед. науч. сотрудник; ул. Генерала Родина, 69, г. Орёл, Россия, 302019; Орловский государственный аграрный университет, доцент; e-mail: alinawin@rambler.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8935-7086>

Alina V. Vinogradova – 1st Institutsky Ave., 5, building 1, Moscow, Russia, 109428; Federal Scientific Agroengineering Center VIM, Cand. Sci. (Engineering), Leading Researcher; 69 Generala Rodina St., Orel, Russia, 302019; Orel State Agrarian University, Associate Professor; e-mail: alinawin@rambler.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8935-7086>

Виноградов Александр Владимирович – ул. Тимирязевская, 49, г. Москва, 127434; Российский государственный аграрный университет – МСХА им. К. А. Тимирязева, д-р техн. наук, профессор; ул. Генерала Родина, 69, г. Орёл, Россия, 302019; Орловский государственный аграрный университет, профессор; e-mail: winaleksandr@gmail.com, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8845-9718>

Alexander V. Vinogradov – 49 Timiryazevskaya Str., Moscow, 127434; Russian State Agrarian University – K. A. Timiryazev Moscow Agricultural Academy, Dr Sci. (Engineering), Professor; 69 Generala Rodina St., Orel, Russia, 302019; Orel State Agrarian University, Professor; e-mail: winaleksandr@gmail.com, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8845-9718>

Сорокин Николай Сергеевич – ул. Генерала Родина, 69, г. Орёл, Россия, 302019; Орловский государственный аграрный университет, ст. преподаватель; e-mail: sorokinnc@rambler.ru, ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-0465-325X>

Nikolay S. Sorokin – 69 Generala Rodina Str., Orel, Russia, 302019; Orel State Agrarian University, Senior Lecturer; e-mail: sorokinnc@rambler.ru, ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-0465-325X>