

## Анализ основных показателей работы схемы электроснабжения распределительных электрических сетей г. Чита

С.Ю. Елпашев✉

Забайкальский институт железнодорожного транспорта, г. Чита, Российская Федерация

✉elkka64@mail.ru

### Резюме

В статье рассматривается район электроснабжения г. Чита, где реализуется три вида устройств: по производству электрической энергии (электрические станции), по передаче и распределению электроэнергии (электрические сети) и по потреблению электроэнергии в производственных и бытовых нуждах (приемники электроэнергии). С учетом того, что электрические сети в городах являются очень обширными и сложными, к ним предъявляют определенные технико-экономические требования: надежность, эффективность и энергоэффективность. В связи с этим важно обеспечить безопасность эксплуатации и обслуживания электрических сетей, чтобы избежать аварийных ситуаций и гарантировать бесперебойное электроснабжение городских жителей. Для организации эффективного функционирования электрических сетей необходимо проводить регулярное техническое обслуживание и модернизацию оборудования. Также нужно постоянно внедрять современные технологии управления и мониторинга сетей, чтобы повысить их надежность и производительность. Кроме того, для оптимизации работы электрических сетей требуется также учитывать специфику городской застройки и потребления электроэнергии, разрабатывать гибкие схемы распределения электроэнергии и проводить оценку нагрузки для ее балансировки и предотвращения перегрузок сетей. В целом обеспечение эффективного функционирования электрических сетей в городах требует комплексного подхода, включающего в себя технические, организационные и экономические меры, а также учет специфики городской среды и потребления электроэнергии. В связи с этим автором предложено снизить технологические потери электроэнергии в городских условиях.

### Ключевые слова

потери, трансформатор, линии электроснабжения, линии электрических передач, электроэнергия, электрическая сеть, оборудование, провода

### Для цитирования

Елпашев С.Ю. Анализ основных показателей работы схемы электроснабжения распределительных электрических сетей г. Чита / С.Ю. Елпашев // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2024. № 2 (82). С. 154–167. DOI 10.26731/1813-9108.2024.2(82).154-167.

### Информация о статье

поступила в редакцию: 28.03.2024 г.; поступила после рецензирования: 08.04.2024 г.; принята к публикации: 10.04.2024 г.

## Analysis of the main performance indicators of the scheme power supply of distribution electric networks of the Chita city

S.Yu. Elpashev✉

Transbaikal Institute of Railway Transport, Chita, the Russian Federation

✉elkka64@mail.ru

### Abstract

The article considers the power supply area of the city of Chita, where three types of devices are implemented: for the production of electric energy (electric power plants), for the transmission and distribution of electric energy (electric networks) and for the consumption of electric energy for industrial and household needs (electricity receivers). Considering that electric networks in cities are very extensive and complex, certain technical and economic requirements are imposed on them: reliability, efficiency and energy efficiency. In this regard, it is important to ensure the safety of operation and maintenance of electric networks in order to avoid emergency situations and guarantee uninterrupted power supply to city residents. To organize the effective functioning of electric networks, it is necessary to carry out regular maintenance and modernization of equipment. It is also necessary to constantly introduce modern technologies for network management and monitoring in order to increase their reliability and productivity. In addition, to optimize the operation of electric networks, it is also necessary to take into account the specifics of urban development and electricity consumption, develop flexible electricity distribution schemes and assess the load for its balancing and prevent network overloads. In general, ensuring the efficient operation of electric networks in cities requires a comprehensive approach, including technical, organizational and economic measures, as well as taking into account the specifics of the urban environment and electricity consumption. In this regard, the author proposes to reduce technological losses of electricity in urban conditions.

**Keywords**

losses, transformer, power supply lines, transmission lines, electric power, electric network, equipment, wires

**For citation**

Elpashev S.Yu. Analiz osnovnykh pokazatelei raboty skhemy elektrosnabzheniya raspredelitel'nykh elektricheskikh setei g. Chitya [Analysis of the main performance indicators of the scheme power supply of distribution electric net-works of the Chita city]. *Sovremennyye tekhnologii. Sistemnyi analiz. Modelirovanie* [Modern Technologies. System Analysis. Modeling], 2024, no. 2(82), pp. 154–167. DOI: 10.26731/1813-9108.2024.2(82).154-167.

**Article Info**

Received: March 28, 2024; Revised: April 8, 2024; Accepted: April 10, 2024.

**Введение**

Технологические потери – самая обширная категория, имеющая максимальный удельный вес в общем объеме потерь электроэнергии. Данную категорию представляют потери, связанные с передачей производителями электроэнергии своей продукции посредством воздушных линий электрической передачи (ЛЭП). Основными ее составляющими являются нагрузочные потери и потери за счет образования коронных разрядов, на которые уходит более 80 % всех потерь, остальные 20 % приходятся на потери в остальном технологическом оборудовании (потери трансформаторов напряжения, потери холостого хода и т.д.).

Причинами таких потерь являются: высокие нагрузочные токи и сопротивление проводов ЛЭП; условно-постоянные расходы (затраты на холостую работу силового оборудования, борьбу с реактивными нагрузками и пр.); климатические условия (потери на коронных разрядах и оттаивание обледенелых проводов).

Вторая категория потерь характеризуется расходом электроэнергии, необходимой для питания технологического оборудования подстанций, удовлетворения нужд персонала. Учет такого потребления электроэнергии ведется с помощью специальных учетных приборов.

Причины коммерческих потерь: погрешности расчетов; ошибки в тарифах по отпуску электроэнергии; погрешности показаний приборов учета; хищение электроэнергии.

Целью данной статьи является полный анализ схемы электроснабжения распределительных сетей для последующего снижения технологических потерь.

### **Анализ показателей работы схемы электроснабжения распределительных электрических сетей**

Эффективность работы схемы электроснабжения распределительных электрических

сетей (РЭС) во многом определяются технологическими потерями в основных ее элементах (линиях, трансформаторах) и коэффициентом загрузки силовых трансформаторов, также влияющим на эти потери. Поскольку для расчета технологических потерь в трансформаторах необходимо знание коэффициента загрузки силового трансформатора, начнем с расчета этого показателя по схеме электроснабжения РЭС г. Читы в общем случае по формуле (1) [1]:

$$K_{зтi} = \frac{S_{\text{факт.т.}i}}{S_{\text{ном.т.}i}}, \quad (1)$$

где  $K_{зтi}$  – коэффициент загрузки  $i$ -го трансформатора;  $S_{\text{факт.т.}i}$  – фактическая полная мощность нагрузки  $i$ -го трансформатора, кВА;  $S_{\text{ном.т.}i}$  – номинальная полная мощность  $i$ -го трансформатора, кВА.

Для определения  $S_{\text{факт.т.}i}$  будем использовать данные потребления активной мощности  $\mathcal{E}_{ai}$  по присоединениям РЭС г. Читы за 2023 г., предоставленные НТЭЛ-1 линейным отделом Трансэнерго.

Средняя мощность определяется по (2) [2]:

$$S_{\text{ср} \pi i} = \frac{\mathcal{E}_{ai}}{\cos \varphi \cdot T_{\text{рк}}}, \quad (2)$$

где  $\mathcal{E}_{ai}$  – расход активной электроэнергии по присоединениям, за 2023 г., кВт · ч;  $\cos \varphi$  – коэффициент мощности;  $T_{\text{рк}}$  – число часов работы данного трансформатора в год (для трансформаторов, питающих жилой сектор – 8 760 ч., для трансформаторов, питающих промышленную нагрузку, работающую в три смены – 8 400 ч., в две смены – 4 500 ч., в одну смену – 2 250 ч.) [3].

Согласно рекомендациям [4] при отсутствии точных инструментальных данных замеров рекомендуется использовать в расчетах  $\text{tg} \varphi = 0,6$ , которому соответствует значение  $\cos \varphi = 0,85$ .

Произведем расчет на примере ТП-1,

ввод Т1. От данной тяговой подстанции (ТП) питаются потребители локомотивного депо, работающего в три смены, для которого  $T_{\text{рк}} = 8\,400$  ч. Тогда:

$$K_{3\text{ ср}} = \frac{955\,060,31}{0,85 \cdot 8400 \cdot 400} = 0,33.$$

Для оценки загрузки ТП в максимальном режиме выполним следующий расчет.

Средняя мощность определяется по (3) [5]:

$$P_{\text{ср}} = \frac{\mathcal{E}_{ai}}{T_{\text{рк}}}, \quad (3)$$

где  $\mathcal{E}_{ai}$  – расход активной электроэнергии по присоединениям, за 2023 г., кВт·ч;  $T_{\text{рк}}$  – число часов работы данного трансформатора в год.

Максимальная мощность определяется по формуле (4):

$$P_{\text{max}} = \frac{\mathcal{E}_{ai\text{ max}}}{T_{\text{рк мес}}}, \quad (4)$$

где  $\mathcal{E}_{ai\text{ max}}$  – расход активной электроэнергии по присоединениям в месяцы максимальных нагрузок (январь и декабрь) за 2023 г., кВт·ч;  $T_{\text{рк мес}}$  – число часов работы данного трансформатора в месяц.

Коэффициент увеличения определяется по формуле (5):

$$K_{\text{ув}} = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{ср}}}, \quad (5)$$

Коэффициент загрузки максимальный по формуле (6):

$$K_3 = K_{3\text{ ср}} \cdot K_{\text{ув}}. \quad (6)$$

Для оценки загрузки всех ТП в максимальном режиме выполним расчет на примере ТП-1, ввод Т1. Расход активной электроэнергии по присоединениям  $\mathcal{E}_{ai}$ , число часов работы трансформаторов  $T_{\text{рк}}$  и средний коэффициент загрузки силовых трансформаторов используем из табл. 2.

**Таблица 1.** Определение загрузки силовых трансформаторов  
**Table 1.** Determination of the loading of power transformers

Наименование тяговой подстанции Name of traction substation	$T_{\text{рк}}$ , ч	$S_{\text{ном т}}$ , кВт	$\mathcal{E}_a$ , кВт·ч	$K_{3\text{ ср}}$
ТП-1, ввод Т1	8 400	400	955 060,31	0,33
ТП-1, ввод Т2	8 400	630	5,56	0,000001
ТП-17, ввод Т1	4 500	200	197 967,62	0,25
ТП-20, ввод Т1	4 500	250	168 840	0,17
ТП-28, ввод Т1	4 500	630	466 075,19	0,19
ТП-28, ввод Т2	4 500	560	0,00	0,00
ТП-6, ввод Т2	2 250	400	202 119,74	0,26
ТП-7, ввод Т1	4 500	2 × 400	614 200	0,20
ТП-8, ввод Т1	8 400	400	573 360	0,20
ТП-8, ввод Т-2	8 400	630	0,00	0,00
ТП-19, ввод Т1	2 250	2 × 400	38 880	0,05
ТП-19, ввод Т2	2 250	2 × 400	194 880	0,25
ТП-23, ввод Т1	2 250	250	56 880	0,11
ТП-23, ввод Т-2	8 400	630	0	0
ЦРП, ввод Т1	4 500	2 × 630	1 536 216,93	0,63
ТП-2, ввод Т1	8 400	400	0	0
ТП-2, ввод Т2	2 250	250	207 200	0,43
ТП-2а, ввод Т1	8 400	2 × 630	645 760	0,14
ТП-3,	8 400	250	752 911,17	0,42
ТП-4, ввод Т1	8 400	250	568 353,59	0,31
ТП-9, ввод Т1	4 500	400	436 278,90	0,28
ТП-9, ввод Т-2	8 400	250	102 765,99	0,05
ТП-13, ввод Т2	8 400	2 × 630	378 200	0,08
ТП-37, ввод Т1	4 500	2 × 630	705 200	0,29
ТП-37, ввод Т2	4 500	2 × 630	284 600	0,11
КТПН-ДОЛБр	8 400	400	234 240	0,08
КТПН АБЗ ТЧЭ	2 250	2 × 630	152 800	0,12
КТП-630 кВА	8 400	630	1 532 700	0,34
$\Sigma \mathcal{E}_a$			11 290 095,03	

$$P_{cp} = \frac{955600}{8400} = 113,69 \text{ кВт};$$

$$P_{max} = \frac{127952}{700} = 182,78 \text{ кВт};$$

$$K_{ув} = \frac{182,78}{113,69} = 1,60;$$

$$K_{з max} = 0,33 \cdot 1,60 = 0,53.$$

Отразим результаты расчета в табл. 2.

По приведенному расчету можно сделать вывод о существовании режимов перегрузки по вводам ЦРП-Чита-1. Кроме этого, подобному воздействию подвергается ТП-17, также достаточно высокий коэффициент загрузки трансформаторов имеет ТП-3, ТП-4. У ТП-1 и ТП-2 следует учитывать наличие второго трансформатора, который при проведении замеров находился в резерве. Обращает на

себя внимание низкая загрузка ТП-20, ТП-28, ТП-7, ТП-8, ТП-19, ТП-23, ТП-2а, ТП-9, ТП-13, ТП-37 и КТПН-ДОЛБр, что можно учесть при оптимизации схемы или замены этих трансформаторов. Нагрузки на каждую подстанцию приведены в табл. 3.

Полученные результаты показывают среднегодовой коэффициент загрузки силовых трансформаторов, поскольку использованы данные годового потребления электроэнергии за 2023 г. Наиболее загруженными являются ТП-1 (ввод 1), ТП-7 (ввод 1), ТП-8 (ввод Т1), ТП-19 (ввод Т1), ТП-2 (ввод Т2), ТП-3, ТП-4 (ввод Т1).

Следует учитывать, что коэффициент загрузки в максимальном режиме гораздо выше и именно этот режим создает условия ускоренного износа изоляции и выхода трансформаторов из строя.

**Таблица 2.** Определение загрузки трансформаторов в максимальном режиме работы  
**Table 2.** Determination of transformer loading in maximum operating mode

Наименование тяговой подстанции Name of traction substation	$P_{cp}$ , кВт	$P_{max}$ , кВт	$\mathcal{E}_{a i max}$ , кВт · ч	$T_{рк мес}$ , ч	$K_{ув}$	$K_{з max}$
ТП-1, ввод Т1	113,69	182,78	127 952	700	1,60	0,53
ТП-1, ввод Т2	0,001	0,001	1,00	700	2,15	0,00
ТП-17, ввод Т1	43,99	174,12	65 296	375	3,95	1,02
ТП-20, ввод Т1	37,52	53,28	19 980	375	1,42	0,25
ТП-28, ввод Т1	103,57	150,82	56 557	375	1,45	0,28
ТП-28, ввод Т2	0,00	0,00	0,00	375	0,00	0,00
ТП-6, ввод Т2	89,83	167,13	31 337	187,50	1,86	0,49
ТП-7, ввод Т1	136,48	194,13	72 800	375	1,42	0,28
ТП-8, ввод Т1	68,25	115,88	81 120	700	1,69	0,34
ТП-8, ввод Т-2	0,00	0,00	0,00	700	0,00	0,00
ТП-19, ввод Т1	17,28	29,44	5 520	187,50	1,70	0,08
ТП-19, ввод Т2	86,61	121,17	22 720	187,50	1,39	0,35
ТП-23, ввод Т1	25,28	75,52	14 160	187,50	2,98	0,35
ТП-23, ввод Т-2	0,00	0,00	0,00	700	0,00	0,00
ЦРП, ввод Т1	341,38	641,44	240 540	375	1,87	1,19
ТП-2, ввод Т1	0,00	0,00	0	700	0,00	0,00
ТП-2, ввод Т2	92,08	116,26	21 800	187,50	1,26	0,54
ТП-2а, ввод Т1	76,87	95,20	66 640	700	1,23	0,17
ТП-3, ввод Т1	89,63	140,44	98 311	700	1,56	0,66
ТП-4, ввод Т1	67,66	146,43	102 504	700	2,16	0,68
ТП-9, ввод Т1	96,95	154,23	57 838	375	1,59	0,45
ТП-9, ввод Т-2	12,23	18,77	13 143	700	1,53	0,08
ТП-13, ввод Т2	45,02	151,14	105 800	700	3,35	0,28
ТП-37, ввод Т1	156,71	182,40	68 400	375	1,16	0,34
ТП-37, ввод Т2	63,24	83,20	31 200	375	1,31	0,15
КТПН-ДОЛБр	27,88	37,02	25 920	700	1,32	0,10
КТПН АБЗ ТЧЭ	67,91	126,72	23 760	187,5	1,86	0,23
КТП-630 кВА	182,46	361,28	252 900	700	1,98	0,67

Определение максимального коэффициента загрузки фидеров РЭС Чита-1.

Представленные расчеты выполнены на основе данных месячного потребления. Поэтому полученный коэффициент загрузки яв-

ляется средним. Важно оценить загрузку трансформаторных подстанций при максимальной нагрузке [6].

Для определения достоверного коэффициента такого увеличения используем данные по

**Таблица 3.** Распределение потребителей по подстанциям  
**Table 3.** Distribution of consumers among substations

Наименование тяговой подстанции Name of traction substation	Нагрузка Load
ТП-1, ввод Т1	ДСП (дежурный северного парка), учебный корпус и контора ТЧ, наружное освещение
ТП-1, ввод Т2	Водокачка ДТВ, дом отдыха локомотивной бригады, техн. библиотека, учебный корпус ТЧ, матер. склад
ТП-17, ввод Т1	«Нептун», стадион «Локомотив», Горводоканал
ТП-17, ввод Т2	Насосная ДТВ, стадион «Локомотив», спортзал
ТП-20, ввод Т1	Бассейн «Нептун», наружное освещение
ТП-28, ввод Т1	СМП-618, контора МЧ, кооператив
ТП-28, ввод Т2	Контора НГЧ, здание ДС, дефектоскопия ПЧ, здание вокзала, контра ПЧ, СМП-618, фидер УТРК (жилой сектор)
ТП-6, ввод Т2	Пескосушилка, экипировка (локомотивное депо), склад жидкого топлива, угольный склад, наружное освещение северного парка
ТП-7, ввод Т1	Компрессор ВЧДР, РЩ ВЧД № 4
ТП-7, ввод Т2	РЩ ВЧД № 1–3, горючий пост ДС (1 категории), бомбоубежище НГЧ
ТП-8, ввод Т1	«Трансконейнер»
ТП-8, ввод Т-2	«Трансконейнер»
ТП-19, ввод Т1	Трансформаторный цех, ДКЭЛ ЭЧ-1
ТП-19, ввод Т2	ВИКС, здание ЭЧ-1, трансформаторный цех, здание ДКЭЛ
ТП-23, ввод Т1	ДГС-500 (дизель-генератор)
ТП-23, ввод Т-2	Вагоны (подогрев)
ЦРП, ввод Т1	Вагонно-ремонтное депо
ЦРП, ввод Т2	
ТП-2, ввод Т1	Терапевтический корпус больницы (1 категория)
ТП-2, ввод Т2	Поликлиника, кухня, рентген-кабинет, томограф
ТП-2а, ввод Т1	Корпус № 2 больницы, терапия № 2, водокачка, отделение дороги (1 категория)
ТП-2а, ввод Т2	Наружное освещение, рентген-кабинет, терапия № 1, инженерный центр, корпус больницы № 2 (1 категория)
ТП-3, ввод 0,4	Фидера НГЧ (жилой сектор), фидер ПЧ-4, фидер «Огонек» (полиция, магазин, жилой сектор)
ТП-4, ввод Т1	Товарный двор; контейнерное депо; ДСП транзитного парка фидер; наружное освещение южного парка; кран «Трансконтейнера»
ТП-9, ввод Т1	Наружное освещение, сортировка, здание КИПа (ШЧ), грузовой двор, 6-й корпус локомотивного депо
ТП-9, ввод Т-2	Пост ЭЦ, локомотивное депо (подъемка) (резерв)
ТП-13, ввод Т1	Пожарный поезд
ТП-13, ввод Т2	Пост ЭЦ, РЦС (гарантированное питание), бомбоубежище
ТП-37, ввод Т1	Насосная, ППВ, ДОО (для ВРК-2)
ТП-37, ввод Т2	Ремонтно-механический цех, компрессорная, здание эксплуатации, насос-котел
КТП-28	Подъемка (ФПК), дефектовка колесный пар, наружное освещение Чита-2, ИП «Бурушка» (парк отдыха)
КТП-ВОХР	Здание ВОХР, наружное освещение транзитного парка
КТПН-ДОЛБр	КТПН-ТЧ (дом отдыха локомотивной бригады)
КТПН АБЗ ТЧЭ	Административный корпус локомотивного депо
КТП-630 кВА	Наружное освещение южного парка

питающим фидерам от ТП «Молодежная» на ЦРП Чита», отражающий почасовой расход электроэнергии. Например, в январе 2023 г. по фидеру ячейки 30 максимальный расход пришелся на 16 января и составил 35 757 кВт · ч., т.е. в среднем 1 489 кВт · ч. за 1 ч. При этом инструментальные замеры показали максимум нагрузки этих суток 1 868 кВт · ч. с 4 до 5 утра. Соответственно максимальная нагрузка отличается от усредненной. Обработка инструментальных замеров по другим суткам и фидерам также подтверждает значение коэффициента увеличения максимальной загрузки по сравнению с усредненной в 25–30%. В табл. 4 отобразим максимальную нагрузку за год по фидерам.

Произведем расчет на примере ячейки 30. Суммарная нагрузка за все месяцы составляет  $\Sigma_a = 7\,790\,780$  кВт · ч. Максимальное значение расхода  $P_{\max} = 2\,369$  кВт. Наибольшее потребление выпадает на январь и декабрь. Тогда:

$$P_{\text{ср}} = \frac{7790780}{8760} = 889 \text{ кВт};$$

$$K_{\text{ув}} = \frac{2369}{889} = 2,66 [7].$$

Результаты расчета по остальным ячейкам сведем в табл. 5. Выделим 2–3 месяца максимального потребления на каждую ячейку, данные внесем в табл. 6.

**Таблица 4.** Определение максимальных нагрузок за год по фидерам РЭС Чита-1

**Table 4.** Determination of maximum loads per year on feeders of the Chita-1 power grid

Месяц Month	Ячейка 30		Ячейка 23		Ячейка 10		Ячейка 32		Ячейка 2		Ячейка 5	
	Итого расход за месяц, кВт · ч	$P_{\max}$ , кВт	Итого расход за месяц, кВт · ч	$P_{\max}$ , кВт	Итого расход за месяц, кВт · ч	$P_{\max}$ , кВт	Итого расход за месяц, кВт · ч	$P_{\max}$ , кВт	Итого расход за месяц, кВт · ч	$P_{\max}$ , кВт	Итого расход за месяц, кВт · ч	$P_{\max}$ , кВт
Январь	1 016 882	1 868	521 108	1 001	0,00	0,00	330 573	987	209 555	308	118 501	269
Февраль	880 703	1 804	439 698	1 022	0,00	0,00	337 541	835	191 683	322	99 873	241
Март	794 424	1 429	406 400	798	328 758	817	11 314	481	174 972	277	78 971	184
Апрель	599 607	1 108	337 874	680	299 908	725	5 687	523	154 403	241	59 482	157
Май	378 817	930	365 902	1 641	233 440	595	0,00	0,00	140 676	219	46 394	123
Июнь	562 442	1 337	39 509	604	203 456	704	11 595	436	128 298	297	35 735	150
Июль	359 234	1246	302 378	811	148 094	639	25 756	712	87 660	193	35 296	94
Август	415 033	942	304 738	691	170 136	647	5 998	408	66 663	191	39 775	89
Сентябрь	482 866	1 188	312 343	698	180 122	670	0,00	0,00	136 266	266	37 071	119
Октябрь	596 419	1 145	489 724	1 934	137 497	657	68 242	756	199 699	301	66 570	144
Ноябрь	757 130	1 551	446 940	1 033	217 427	791	0,00	0,00	216 996	345	68 783	151
Декабрь	947 223	2 369	549 563	2 274	226 415	839	0,00	0,00	242 356	371	98 795	230
ИТОГО Total	7 790 780	–	4 516 177	–	2 145 253	–	796 706	–	1 949 227	–	785 246	–

**Таблица 5.** Определение загрузки ЦРП-Чита, ЦРП ВРД, ТП ЗаБИЖТ (итоговые показатели)

**Table 5.** Determination of the load of the CRP-Chita, CRP VRD, TP ZabIZhT (final indicators)

Показатель	Ввод ЦРП Чита-1		Ввод ЦРП – ВРД		Ввод РП ЗаБИЖТ	
	Ячейка 30	Ячейка 23	Ячейка 10	Ячейка 32	Ячейка 2	Ячейка 5
$P_{\text{ср}}$	889	515	244	91	22	90
$K_{\text{ув}}$	2,66	4,41	3,43	10,8	1,67	2,98

**Таблица 6.** Месяцы максимального потребления

**Table 6.** Months of maximum consumption

№ ячейки	Месяцы		
30	Январь (1 016 882)	Декабрь (947 223)	Февраль (880 703)
23	Декабрь (549 563)	Январь (521 108)	Ноябрь (446 940)
10	Март (328 758)	Апрель (299 908)	–
32	Февраль (337 541)	Январь (330 573)	–
2	Декабрь (242 356)	Ноябрь (216 996)	Январь (209 555)
5	Январь (118 501)	Февраль (99 873)	Декабрь (98 795)

Согласно табл. 6  $P_{\max}$  является значением почасового потребления суточного максимума. Тогда по формуле (7) [8]:

$$S_{\text{факт. макс}} = \frac{P_{\text{факт. макс}}}{\cos \varphi}, \quad (7)$$

где  $\cos \varphi = 0,85$ .

Фактический средний коэффициент загрузки трансформаторов определяется по формуле (8):

$$K_3 = \frac{S_{\text{факт. макс}}}{S_{\text{ном. т}}}, \quad (8)$$

где  $S_{\text{ном. т}}$  – номинальная мощность трансформатора, равная для ЦРП-Чита-2 – 630 кВА; ЦРП ВРД – 1560 кВА и 2 – 630 кВА; РП – ЗаБИЖТ 2·630 кВА.

Произведем расчет на примере ячейки 30. В январе 2023 г. часовой максимум составил 1 868 кВт. Номинальная мощность трансформатора  $S_{\text{ном. т}} = 630$  кВА. Тогда:

$$S_{\text{факт. макс}} = \frac{1868}{0,85} = 2197;$$

$$K_3 = \frac{2197}{630} = 3,48.$$

Коэффициент загрузки фидера – отношение рабочего тока нагрузки к номинальному току трансформатора или потребляемой мощности к номинальной мощности трансформатора – показывает, насколько эффективно трансформатор использует свои ресурсы и какую нагрузку может выдержать без перегрева или повреждения. Тем самым, чем меньше коэффициент загрузки, тем большую нагрузку можно подключить. Если  $K_3$  меньше оптимального, то потери будут больше.

В реальности  $K_3$  на многих ТП меньше 20%, так как при развитии городов старые подстанции оставались, добавляли новые, но трансформаторы не выгодно менять на новые, тем более на менее мощные (экономически не выгодно). Поэтому  $K_3$  малы, и они не являются аварийным режимом. Результаты расчета сведены в табл. 7.

Выполненный расчет показывает наличие постоянного режима перегрузки по вводам ЦРП-Чита, питаемого от ячеек 30 и 23 ТП «Молодежная». По остальным базовым ТП (ЦРП – ВРД и РП ЗаБИЖТ) ситуация удовлетворительная. Поскольку реконструкция ЦРП-Чита не меняет мощности силовых трансформаторов, необходимо рассмотреть вопрос перераспределения нагрузок, питаемых от ЦРП-Чита.

### Расчет потерь электроэнергии

Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям включают в себя технические потери в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии [8].

Технологические потери электроэнергии в электрических сетях, возникающие при ее передаче, состоят из потерь, не зависящих от величины передаваемой мощности (нагрузки) – условно-постоянных потерь, и потерь, объем

Таблица 7. Коэффициент загрузки фидеров на каждый месяц

Table 7. Feeder utilisation rate for each month

Месяц	$K_3$					
	Ячейка 30	Ячейка 23	Ячейка 10	Ячейка 32	Ячейка 2	Ячейка 5
Январь	3,48	1,80	0,00	1,84	0,57	0,50
Февраль	3,36	1,90	0,00	1,55	0,60	0,45
Март	2,60	1,49	1,71	0,89	0,51	0,34
Апрель	2,06	1,26	1,52	0,97	0,45	0,29
Май	1,73	3,06	1,25	0,00	0,40	0,22
Июнь	2,49	1,12	1,47	0,81	0,55	0,28
Июль	2,32	1,51	1,34	1,32	0,36	0,17
Август	1,75	1,29	1,35	0,76	0,35	0,16
Сентябрь	2,21	1,30	1,40	0,00	0,49	0,22
Октябрь	2,13	3,61	1,38	1,41	0,56	0,26
Ноябрь	2,89	1,92	1,66	0,00	0,64	0,28
Декабрь	4,42	4,24	1,76	0,00	0,69	0,42

которых зависит от величины передаваемой мощности (нагрузки) – нагрузочных (переменных) потерь [9].

Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям рассчитываются за базовый (отчетный год, предшествующий году расчета) и на регулируемый периоды (год) по фактическим и прогнозным показателям баланса электроэнергии [10].

Потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета, определяются в соответствии с методикой их определения. Расход электроэнергии на собственные нужды устанавливается в соответствии с приборами учета. Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям рассчитываются отдельно по составляющим: условно-постоянные, нагрузочные и потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета [11].

Цели анализа потерь электроэнергии заключаются в выявлении зон конкретных элементов с повышенными технологическими потерями в сетях всех напряжений; оценке влияния на технологические потери основных параметров поступления и отпуска электроэнергии в сети на основе сопоставительных расчетов потерь при различных значениях параметров или по нормативной характеристике потерь; определение количественных заданий по снижению потерь для различных служб и подразделений сетевой организации.

### Расчет потерь электроэнергии в линиях

При передаче электрической энергии от электростанций до потребителя около 12–18 % всей вырабатываемой электроэнергии теряется в проводниках воздушных и кабельных линий.

Потери электроэнергии определим по (9):

$$\Delta \mathcal{E}_a = K_\phi^2 \cdot \frac{\mathcal{E}_a^2 - (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) \cdot 10^{-3}}{U_{\text{ном}}^2 \cdot T_{\text{рх}}} \cdot r_0 \cdot l, \quad (9)$$

где  $K_\phi^2$  – коэффициент формы, учитывающий отличие среднеквадратичного тока от среднего, принимается равным 1,1;  $\mathcal{E}_a$  – расход активной электроэнергии по присоединению за 2023 г., кВт · ч;  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение, равное 6,3 кВ;  $T_{\text{рх}}$  – число часов работы линии в год, равное 8 760;  $r_0$  – удельное активное сопротивление одной фазы, Ом/км;  $l$  – длина линии, км;  $\operatorname{tg} \varphi = 0,6$  (при отсутствии данных).

Произведем расчет на примере ТП-1, ввод Т1. Марка провода данного присоединения СБ 3×95 мм<sup>2</sup>, длина составляет 0,2 км. Удельное активное сопротивление  $r_0 = 0,194$  Ом/км. Потребление на 2023 г. 955 060 кВт · ч. Тогда:

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_a &= 1,1 \cdot \frac{955060 \cdot (1 + 0,6^2) \cdot 10^{-3}}{6,3^2 \cdot 8760} \cdot 0,194 \cdot 0,2 = \\ &= 167,51 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Результаты расчета потерь в линиях по остальным ТП сведем в табл. 8.

Оценим долю технологических потерь в линиях в общем потреблении 2023 г. по формуле (10):

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{л}\%} = \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{л}}}{\mathcal{E}_a} \cdot 100\%. \quad (10)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{л}\%} = \frac{8224,41}{11290095,03} \cdot 100\% = 0,07\%.$$

Наибольшие потери электроэнергии при расчете в кабельных и воздушных линиях получили ТП-3 ввод 0,4 кВ, ЦРП ввод Т1, ТП-4, ввод Т1, КТП 630 кВА, ТП-37 ввод Т1 и ТП-8 ввод Т1. Это объясняется либо значительной передаваемой мощностью (ЦРП, ТП-3), либо небольшим сечением линии (ТП-4), либо значимой длиной (ТП-37), либо сочетанием этих факторов (ТП-37).

### Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах

Потери электроэнергии в сетях (включая трансформаторы) составляют в среднем 4–7 % от общего объема потребления электроэнергии предприятием и зависят от многих факторов, в частности: величины электрической нагрузки предприятия; конфигурации и разграничения общезаводских и внутрицеховых сетей, их сечения и длины; режима работы трансформаторов; значения средневзвешенного коэффициента мощности предприятия; места установки компенсационных устройств.

Потери электроэнергии в силовых трансформаторах определяются по формуле (11) [12]:

$$\Delta \mathcal{E}_t = \Delta \mathcal{E}_x + \Delta \mathcal{E}_k, \quad (11)$$

где  $\Delta \mathcal{E}_x$  – потери холостого хода, кВт · ч;  $\Delta \mathcal{E}_k$  – нагрузочные потери, кВт · ч.

Потери холостого хода определяются по формуле (12):

$$\Delta \mathcal{E}_x = (\Delta P_x + K_{\text{ин}} \cdot \Delta Q_x) \cdot T_{\text{рх}}, \quad (12)$$

где  $\Delta P_x$  – активные потери холостого хода, взятые из справочника для данного трансформатора, кВт;  $K_{ин}$  – коэффициент изменения потерь активной мощности из-за наличия реактивной. Для ТП 6-10/0,4 кВ принимается согласно [13] 0,15 кВт/кВАр;  $\Delta Q_x$  – реактивные потери холостого хода, кВАр.

Нагрузочные потери определяются по формуле (13):

$$\Delta \mathcal{E}_k = (\Delta P_k + K_{ин} \cdot \Delta Q_k) \cdot K_3^2 \cdot T_{рк}, \quad (13)$$

где  $\Delta P_k$  – активные нагрузочные потери, кВт, принимается по справочнику [14].

Таблица 8. Потери электроэнергии в линиях

Table 8. Power losses in lines

Наименование присоединения	Марка провода, длина, км	Удельное активное сопротивление, Ом/км	Потребление электроэнергии за 2023 г., кВт·ч	Потери электроэнергии, кВт
ТП-1, ввод Т1	СБ 3×95, 0,02	0,19	955 060	167,51
ТП-1, ввод Т2	СБ 3×95, 0,02	0,19	5,56	0,00
ТП-17, ввод Т1	АСБ 3×120, 0,35	0,25	197 520	16,67
ТП-17, ввод Т2	2 АСБ 3×120, 0,82	0,25	448	0,00
	СИП 3×50, 0,15	0,72		
	АС 3×70, 0,1	0,42		
	2 АСБ 3×120, 0,08	0,25		
ТП-20, ввод Т1	АСБ 3×120, 0,35	0,25	168 840	12,18
ТП-28, ввод Т1	2 АСБ 3×50, 0,4	0,62	466 075	127,49
ТП-28, ввод Т2	2 АСБ 3×50, 0,4	0,62	0	0,00
ТП-6, ввод Т2	АПвБП 3×95, 0,27	0,32	202 119	17,02
ТП-7, ввод Т1	АСБ 3×50, 0,35	0,62	356 800	130,75
ТП-7, ввод Т2	2 АСБ 3×120, 0,22	0,62	257 400	21,39
ТП-8, ввод Т1	ААБЛу 3×35, 0,4	0,89	573 360	553,92
ТП-8, ввод Т-2	2 ААБЛу 3×35, 0,48	0,89	0	0,00
ТП-19, ввод Т1	ААБ 3×120, 0,4	0,25	194 880	18,55
ТП-19, ввод Т2	АСБ 3×120, 0,38	0,25	38 880	0,70
ТП-23, ввод Т1	ААБУ 3×120, 0,16	0,25	56 880	0,63
ТП-23, ввод Т2	ААБУ 3×120, 0,16	0,25	0	0,00
ЦРП, ввод Т1	2 АСБ 3×240, 2,5	0,12	1 536 216	1801,12
ТП-2, ввод Т1	ААБ 3×70, 0,5	0,44	0	0,00
ТП-2, ввод Т2	АСБ 3×50, 0,5	0,62	207 200	62,99
ТП-2а, ввод Т1	2 АСБ 3×120, 0,55	0,25	645 760	140,03
ТП-3, ввод 0,4	АСБ 3×70, 0,8	0,44	752 911	2 255,09
	2 АСБ 3×240, 0,8	0,065		
	АС 3×35, 0,55	0,79		
ТП-4, ввод Т1	АСБ 3×50, 0,2	0,62	568 353	1017,78
	СБ 3×16, 0,2	1,15		
	АСБ 3×95, 0,2	0,32		
	СИП 3×35, 0,25	0,98		
ТП-9, ввод Т1	АСБ 3×35, 0,18	0,89	436 278	144,32
ТП-9, ввод Т-2	ААБЛу 3×120, 0,02	0,25	102 765	0,26
ТП-13, ввод Т1	ААБЛу 3×120, 0,4	0,25	378 200	69,87
ТП-13, ввод Т2	ААБЛу 3×120, 0,02	0,25	0	0,00
ТП-37, ввод Т1	ААШ 3×120, 1,2	0,25	705 200	728,73
ТП-37, ввод Т2	ААБ 3×120, 0,4	0,25	284 600	39,56
КТПН-ДОЛБр	2 ААБЛу 3×35, 0,135	0,89	234 240	15,60
КТПН АБЗ ТЧЭ	ААБЛу 3×120, 0,7	0,25		19,44
КТП-630 кВА	СБ 3×95, 0,4	0,19	1 532 700	862,81
$\Sigma \Delta \mathcal{E}_л$				8 224,41

Активные потери определяются по (14):

$$\Delta Q_k = \frac{U_k}{100} \cdot S_{\text{ном. т.}} \quad (14)$$

где  $U_k$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, % (принимается по справочнику [15]);  $\Delta Q_k$  – реактивные нагрузочные потери, кВАр;  $K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора, у.е.

Произведем расчет на примере ТП 1, ввод Т1. Согласно справочнику [16, 17]  $\Delta P_x = 1,05$  кВт,  $\Delta Q_x = 8,4$  кВАр,  $\Delta P_k = 5,5$  кВт,  $\Delta Q_k = 18$  кВАр.

$$\Delta \mathcal{E}_x = (1,05 + 0,15 \cdot 8,4) \cdot 8760 = 20225,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_k = (5,5 + 0,15 \cdot 18) \cdot 0,334^2 \cdot 8400 = 7702,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_t = 20225,6 + 7702,6 = 27938,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Результаты расчета потерь электроэнергии в трансформаторах по остальным ТП сведены в табл. 9.

Оценим величину потерь электроэнергии в трансформаторах по отношению к общему потреблению РЭС-Чита в 2023 г. по формуле (15):

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ат}\%} = \frac{\sum \Delta \mathcal{E}_{\text{ат}\%}}{\sum \mathcal{E}_a} \cdot 100\% \quad (15)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ат}\%} = \frac{221977}{11290095,03} \cdot 100\% = 1,96\%.$$

### Снижение технологических потерь в линиях РЭС-Чита

На основе полученных данных по потерям в линиях РЭС-Чита (см. табл. 8) проведен анализ возможных снижений технологических потерь в линиях.

ТП-8 питается по двум вводам: первый выполнен кабелем ААБЛу 3×35 мм<sup>2</sup>, а второй – 2ААБЛу 3×35 мм<sup>2</sup>. Питание осуществляется по вводу с одним кабелем, где годовые потери со-

Таблица 9. Потери электроэнергии в трансформаторах

Table 9. Power losses in transformers

Наименование тяговой подстанции	$S_{\text{ном}}$ , кВА	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta Q_x$ , кВАр	$\Delta P_k$ , кВт	$U_k$ , %	$\Delta Q_k$ , кВАр	$K_3$ , у.е.	$T_{\text{рк}}$ , ч	$\Delta \mathcal{E}_x$ , кВт·ч	$\Delta \mathcal{E}_k$ , кВт·ч	$\Delta \mathcal{E}_t$ , кВт·ч
ТП-1, ввод Т1	400	1,05	8,4	5,5	4,5	18	0,33	8 400	20 225,60	7 702,62	27 938,21
ТП-1, ввод Т2	630	1,56	12,6	7,6	5,5	34,65	0,00	8 400	30 222,00	0,00	30 222
ТП-17, ввод Т1	250	0,82	5,8	3,7	4,5	11,25	0,26	4 500	14 804,40	1 623,55	16 427,94
ТП-20, ввод Т1	250	0,82	5,8	3,7	4,5	11,25	0,18	4 500	14 804,40	755,80	15 560,20
ТП-28, ввод Т1	630	1,56	12,6	7,6	5,5	34,65	0,19	4 500	30 222,00	2 154,30	32 376,29
ТП-28, ввод Т2	560	2,5	33,6	9,4	5,5	30,8	0,00	4 500	66 050,40	0,00	66 050,40
ТП-6, ввод Т2	400	1,05	8,4	5,5	4,5	18	0,26	2 250	20 225,60	1 287,93	21 513,53
ТП-7, ввод Т1	2×400	1,05	8,4	5,5	4,5	18	0,20	4 500	20 225,60	1 486,63	21 712,23
ТП-8, ввод Т1	400	1,05	8,4	5,5	4,5	18	0,20	8 400	20 225,60	2 776,08	23 001,68
ТП-8, ввод Т-2	630	1,56	12,6	7,6	5,5	34,65	0,00	8 400	30 222,00	0,00	30 222
ТП-19, ввод Т1	2×400	1,05	8,4	5,5	4,5	18	0,05	2 250	20 225,60	47,66	20 273,26
ТП-23, ввод Т1	250	0,82	5,8	3,7	4,5	11,25	0,12	2 250	14 804,40	171,56	14 975,96
ТП-23, ввод Т2	630	1,56	12,6	7,6	5,5	34,65	0,00	8 400	30 222,00	0,00	30 222
ЦРП, ввод Т1	2×630	1,56	12,6	7,6	5,5	34,65	0,64	4 500	30 222,00	23 404,47	53 626,47
ТП-2, ввод Т1	400	1,05	8,4	5,5	4,5	18	0,00	8 400	20 225,60	0,00	20 225,60
ТП-2, ввод Т2	250	0,82	5,8	3,7	4,5	11,25	0,43	2 250	14 804,40	2 276,49	17 080,89
ТП-2а, ввод Т1	2×630	1,56	12,6	7,6	5,5	34,65	0,14	8 400	30 222,00	2 215,49	32 437,49
ТП-3, ввод 0,4	250	0,82	5,8	3,7	4,5	11,25	0,42	8 400	14 804,40	8 051,52	22 855,92
ТП-4, ввод Т1	250	0,82	5,8	3,7	4,5	11,25	0,32	8 400	14 804,40	4 588,04	19 392,44
ТП-9, ввод Т1	400	1,05	8,4	5,5	4,5	18	0,29	4 500	20 225,60	3 000,35	23 225,95
ТП-9, ввод Т-2	250	0,82	5,8	3,7	4,5	11,25	0,06	8 400	14 804,40	150,00	14 954,40
ТП-13, ввод Т2	2×630	1,56	12,6	7,6	5,5	34,65	0,08	8 400	30 222,00	759,92	30 981,92
ТП-37, ввод Т1	630	1,56	12,6	7,6	5,5	34,65	0,29	4 500	30 222,00	4 931,95	35 153,95
ТП-37, ввод Т2	630	1,56	12,6	7,6	5,5	34,65	0,12	4 500	30 222,00	803,27	31 025,27
КТПН-ДОЛБр	400	1,05	8,4	5,5	4,5	18	0,08	8 400	20 225,60	463,34	20 688,94
КТПН. АБЗ ТЧЭ	2×630	1,56	12,6	7,6	5,5	34,65	0,13	2 250	30 222,00	463,10	30 685,10
КТП-630 кВА	630	1,56	12,6	7,6	5,5	34,65	0,34	8 400	30 222,00	12 480,30	42 702,30
$\Sigma \Delta \mathcal{E}_t$											767 035,26

ставили 553,92 кВт · ч. При переключении питания ТП-8 на второй ввод с двумя кабелями потери снизятся вдвое за счет снижения сопротивления эквивалентного кабеля. Уменьшение потерь на год составит  $553,92/2 = 276,96$  кВт · ч.

Питание ТП-4 осуществляется по сложной линии из четырех участков с тремя разными марками кабелей, в том числе СБ  $3 \times 16$  мм<sup>2</sup> и участком ВЛ. Удельное сопротивление кабеля такого сечения достаточно большое – 1,15 Ом/км, соответственно годовые потери в нем:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{л тп-4}} = 1,1^2 \cdot \frac{568333^2 \cdot (1 + 0,6^2) \cdot 10^{-3}}{6,3^2 \cdot 8760} \cdot 1,15 \cdot 0,2 = 351,64 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Предлагается при возможности заменить этот кабель на АСБ  $3 \times 50$  мм<sup>2</sup> с удельным сопротивлением 0,62 Ом/км. Тогда потери на этом участке составят:

$$\Delta \mathcal{E}'_{\text{л тп-4}} = 1,1^2 \cdot \frac{568333^2 \cdot (1 + 0,6^2) \cdot 10^{-3}}{6,3^2 \cdot 8760} \cdot 0,62 \cdot 0,2 = 189,58 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Сокращение потерь в год:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{л тп-4}} - \Delta \mathcal{E}'_{\text{л тп-4}} = 351,64 - 189,58 = 162,06 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

На линии, питающей ТП-3 имеется участок, выполненный проводом АС  $3 \times 35$  мм<sup>2</sup>. Годовые потери по этому участку составят:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{л тп-3}} = 1,1^2 \cdot \frac{752911^2 \cdot (1 + 0,6^2) \cdot 10^{-3}}{6,3^2 \cdot 8760} \cdot 0,79 \cdot 0,55 = 1165,78 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

При замене этого провода на АС  $3 \times 70$  мм<sup>2</sup> с удельным сопротивлением 0,43 Ом/км потери составят:

$$\Delta \mathcal{E}'_{\text{л тп-3}} = 1,1^2 \cdot \frac{752911^2 \cdot (1 + 0,6^2) \cdot 10^{-3}}{6,3^2 \cdot 8760} \cdot 0,43 \cdot 0,55 = 634,54 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Сокращение потерь в год:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{л тп-3}} - \Delta \mathcal{E}'_{\text{л тп-3}} = 1165,78 - 634,54 = 531,24 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Сокращение потерь в линиях, питающие двухтрансформаторные подстанции, также будет проходить при выводе одного из них в резерв.

Оценим снижение потерь от предлагаемых мероприятий по формуле (16):

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{л}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{л тп-8}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{л тп-4}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{л тп-3}}. \quad (16)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{л}} = 276,96 + 189,58 + 634,54 = 1101,08 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

В относительных единицах снижение потерь определим по формуле (17):

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{л} \%} = \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{л}}}{\sum \Delta \mathcal{E}_{\text{л}}} \cdot 100\%. \quad (17)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{л} \%} = \frac{1101,08}{8224,41} \cdot 100\% = 13,38\%.$$

### Снижение технологических потерь в трансформаторах РЭС-Чита

Анализ полученных результатов показывает, что наибольшие потери электроэнергии приходят на трансформаторы с наибольшей передаваемой мощностью (ТП-28, ЦРП, ТП-2а, ТП-37, КТП-630) и наибольшей нагрузкой (ЦРП). При этом имеется значимая группа двухтрансформаторных подстанций, работающих на одном трансформаторе. Второй включен и находится в резерве, что дает большие потери электроэнергии. Согласно табл. 9 к таким ТП относятся: ТП-28, ТП-8, ТП-1, ТП-19, ТП-23, ТП-2а, ТП-9, ТП-13. Оценим сокращение величины потерь в этих ТП в случае отключения одного из трансформаторов в 2023 г по формуле (18):

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{сокр.}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{ТП-28}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{ТП-8}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{ТП-1}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{ТП-19}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{ТП-23}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{ТП-2а}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{ТП-9}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{ТП-13}}. \quad (18)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{сокр.}} = 66050 + 30222 + 30222 + 20225 + 30222 + 15111 + 14804 + 15111 = 221977 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Сокращение величин потерь электроэнергии в 2023 г. в относительных единицах составит:

$$\frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{сокр.}}}{\Delta \mathcal{E}_{\text{тс}}} \cdot 100\%,$$

где  $\Delta \mathcal{E}_{\text{тс}}$  – суммарные потери электроэнергии по всем ТП за 2023 г., кВт · ч.

$$\frac{221977}{767035,3} \cdot 100\% = 28,93\%.$$

В денежном эквиваленте это составляет:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ден}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{сокр.}} \cdot T_{6,3},$$

где  $\Delta \mathcal{E}_{\text{ден}}$  – стоимость потерь в денежном эквиваленте;  $T_{6,3}$  – действующий тариф на 6,3 кВт.

Таким образом, данное мероприятие позволяет весьма значительно снизить величину тех-

нологических потерь по РЭС-Чита за счет потерь холостого хода трансформаторов.

Решение вопроса о замене силовых трансформаторов на малозагруженных подстанциях на менее мощные предлагается осуществлять после определения оптимального коэффициента загрузки этих трансформаторов и сравнения его с фактическим.

Дело в том, что при уменьшении мощности силового трансформатора его потери холостого хода уменьшаются, но при этом нелинейно (из-за коэффициента загрузки) возрастают нагрузочные потери. Оптимальный коэффициент загрузки как раз соответствует минимуму суммарных потерь электроэнергии. Согласно [18, 19], в условиях эксплуатации оптимальным коэффициентом загрузки считается такой, который обеспечивает максимальный приведенный коэффициент полезного действия, соответствующий формуле (19):

$$K_{30} = \sqrt{\frac{\Delta P'_x}{\Delta P'_k}}, \quad (19)$$

где  $\Delta P'_x$  – холостой ход, кВт;  $\Delta P'_k$  – нагрузочные потери, кВт.

Потери холостого хода определим по формуле (20):

$$\Delta P'_x = \Delta P_x + K_{ин} \cdot Q_x \quad (20)$$

Нагрузочные потери определим по (21):

$$\Delta P'_k = \Delta P_k + K_{ин} \cdot Q_k \quad (21)$$

Данные для расчета  $\Delta P'_x$  и  $\Delta P'_k$  возьмем из табл. 9.

Рассчитаем эти величины на примере ТП-20.

$$\Delta P'_x = 0,82 + 0,15 \cdot 5,8 = 1,69 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_k = 3,7 + 0,15 \cdot 11,2 = 5,38 \text{ кВт}.$$

$$K_{30} = \sqrt{\frac{1,69}{5,38}} = 0,56.$$

Аналогичный расчет по остальным малозагруженным ТП сведем в табл. 10.

Сопоставление оптимального и фактического коэффициентов загрузки рассматриваемых подстанций показывает целесообразность их замены на менее мощные при их плановом или внеплановом перевооружении в рамках реконструкции (модернизации) (см. табл. 10).

### Заключение

В целях повышения надежности системы и снижения технологических потерь электроэнергии определены основные показатели работы схемы электроснабжения РЭС-Чита: годовое потребление, потери электроэнергии в линиях и трансформаторах. Установлен фактический средний, максимальный и оптимальный коэффициент загрузки трансформаторов каждой ТП. На этой основе были разработаны мероприятия по снижению технологических потерь электроэнергии.

**Таблица 10.** Оптимальный коэффициент загрузки силовых трансформаторов

**Table 10.** Optimal load factor of power transformers

Наименование тяговой подстанции Name of traction substation	$S_{ном}$	$\Delta P'_x$	$\Delta P'_k$	$K_{30}$	$K_{з \text{ факт}}$	Предлагаемая замена, кВА Suggested replacement, kVA
ТП-20	250	1,69	5,38	0,56	0,17	100
ТП-28 T1	630	3,45	12,79	0,51	0,19	250
ТП-28 T2	560	7,54	14,02	0,73	0,00	250
ТП-7	2×400	2,31	8,2	0,53	0,20	2×250
ТП-8 T1	400	2,31	8,2	0,53	0,20	250
ТП-8 T2	630	3,45	12,79	0,51	0,00	250
ТП-19 T1	2×400	2,31	8,2	0,53	0,05	250
ТП-19 T2		2,31	8,2	0,53	0,25	250
ТП-23 T1	250	1,69	5,38	0,56	0,11	100
ТП-23 T2	630	3,45	12,79	0,51	0,00	100
ТП-2а	2×630	3,45	12,7975	0,51	0,14	2×250
ТП-9 T1	400	2,31	8,2	0,53	0,28	250
ТП-13 T2	2×630	3,45	12,7975	0,51	0,08	2×100
ТП-37 T1	2×630	3,45	12,7975	0,51	0,29	2×250
ТП-37 T2		3,45	12,7975	0,51	0,11	
КТПН-ДОЛЬр	400	2,31	8,2	0,53	0,08	100

В линиях:

1. При переключении питания ТП-8 на второй ввод с двумя кабелями, потери снизятся вдвое за счет снижения сопротивления эквивалентного кабеля, уменьшение потерь на год составит 276,96 кВт·ч.

2. При замене кабеля на ТП-4 с СБ 3×16 мм<sup>2</sup> на АСБ 3×50 мм<sup>2</sup> с удельным сопротивлением 0,62 Ом/км, сокращение потерь в год составит 162,06 кВт.

3. При замене кабеля на ТП-3 с АС 3×35 мм<sup>2</sup> на АС 3×70 мм<sup>2</sup> с удельным сопротивлением 0,43 Ом/км, сокращение потерь в год составит 531,24 кВт.

4. Сокращение потерь в линиях, питающих двухтрансформаторные подстанции, будет проходить при выводе одного из них в резерв. Данные мероприятия позволят снизить величину технологических потерь в линиях с 25,18 % до 13,38 %.

В трансформаторах:

1. Есть значительная группа двухтрансформаторных подстанций, работающих на одном трансформаторе, у которых второй включен и находится в резерве. В случае отключения одного из трансформаторов за счет потерь холостого хода возможно снизить величину технологических потерь на РЭС-Чита. К таким двухтрансформаторным подстанциям относятся: ТП-28, ТП-8, ТП-1, ТП-19, ТП-23, ТП-2а, ТП-9, ТП-13.

2. Предлагаются замены силовых трансформаторов на малозагруженных подстанциях на менее мощные: ТП-20 (с 250 на 100 кВА); ТП-28 Т1 (с 630 на 250 кВА) и ТП-28 Т2 (с 560 на 250 кВА); ТП-7 (с 2×400 на 2×250 кВА); ТП-8 Т1 (с 400 на 250 кВА) и ТП-8 Т2 (с 630 на 250 кВА); ТП-19 (с 2×400 на 2×250 кВА); ТП-23 Т1 (с 250 на 100 кВА) и ТП-23 Т2 (с 630 на 100 кВА); ТП-2а (с 2×630 на 2×250 кВА); ТП-9 Т1 (с 400 на 250 кВА); ТП-13 (с 2×630 на 2×100 кВА); ТП-37 (с 2×630 на 2×250 кВА); КТПН-ДОЛБр (с 400 на 100 кВА).

#### Список литературы

1. Фоков К.И., Твердохлебов И.А., Григорьев Н.П. Выбор проектных решений при разработке подстанции 10–500 кВ. Хабаровск : ДВГУПС, 2001. 53 с.
2. Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям : приказ Минэнерго России № 326 от 30.12.2008 (ред. 01.02.2010). Доступ из справ.-прав. системы КонсультантПлюс в локал. сети.
3. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях : Руководство для практических расчетов. М. : Энергоатомиздат, 1989. 176 с.
4. Об утверждении аннотированного перечня действующих нормативных материалов для нормирования труда в подразделениях филиалов ОАО «РЖД» : распоряжение ОАО «РЖД» №513/р от 02.03.2022. Доступ из справ.-прав. системы «АСПИЖТ» в локал. сети.
5. Об утверждении глав правил устройства электроустановок : приказ Минэнерго России № 204 от 08.07.2002. Доступ из справ.-прав. системы КонсультантПлюс в локал. сети.
6. Чекулаев В.Е., Горожанкина Е.Н., Лелеха В.В. Охрана труда и электробезопасность. М. : УМЦ по образованию на ж.-д. трансп., 2012. 304 с.
7. Петров Е.Б. Электрические подстанции. М. : Маршрут, 2004. 246 с.
8. Ристхейн Э.М. Электроснабжение промышленных установок. М. : Энергоатомиздат, 1991. 423 с.
9. Поплавский А.Н., Краснов Б.Д., Недачин В.В. Стационарная электроэнергетика железнодорожного узла. М. : Транспорт, 1986. 279 с.
10. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. В.И. Круповича, Ю.Г. Барыбина, М.Л. Самовера. М. : Энергия, 1980. 456 с.
11. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. Руководство для практических расчетов. М. : ЭНАС, 2009. 456 с.
12. Грунин О.М., Филиппов С.А. Электрические сети и системы в примерах и задачах. Чита : ЗАБИЖТ, 2010. 251 с.
13. Энергосбережение и повышение эффективности использования энергоресурсов в зданиях и сооружениях / А.П. Баскаков, Н.И. Данилов, С.Е. Щеклеин и др. Екатеринбург : УГТУ-УПИ, 2002. 326 с.
14. Ратнер М.П., Могилевский Е.Л. Электроснабжение нетяговых потребителей железных дорог. М. : Транспорт, 1985. 295 с.
15. Марквардт К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог. М. : Транспорт, 1982. 528 с.
16. Об утверждении Правил технической эксплуатации железных дорог Российской Федерации : приказ Минтранса России № 250 от 23.06.2022. Доступ из справ.-прав. системы АСПИЖТ в локал. сети.
17. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 2014–07–01. М. : Стандартинформ, 2014. 19 с.
18. СТО 34.01-3.2-011-2021. Трансформаторы силовые распределительные 6-10 кВ мощностью 63-2500 кВА. Требования к уровню потерь холостого хода и короткого замыкания. Введ. 2021–06–21. М. : ПАО «Россети», 2021. 10 с.
19. Фролов А.В., Бакаева Т.Н. Безопасность жизнедеятельности. Охрана труда. Ростов н/Д. : Феникс, 2008. 750 с.

## References

1. Fokov K.I., Tverdokhlebov I.A., Grigor'ev N.P. Vybory proektnykh reshenii pri razrabotke podstantsii 10–500 kV [The choice of design solutions for the development of a 10–500 kV substation]. Khabarovsk: DVGUPS Publ., 2001. 53 p.
2. Prikaz Minenergo Rossii № 326 ot 30.12.2008 «Ob organizatsii v Ministerstve energetiki Rossiiskoi Federatsii raboty po utverzhdeniyu normativov tekhnologicheskikh poter' elektroenergii pri ee peredache po elektricheskim setyam» (red. 01.02.2010) [Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation No 326 dated December 30, 2008 «On the organization in the Ministry of Energy of the Russian Federation of work on the approval of standards for technological losses of electricity during its transmission through electric networks» (ed. February 1, 2010)].
3. Zhelezko Yu.S. Vybory meropriyatii po snizheniyu poter' elektroenergii v elektricheskikh setyakh : Rukovodstvo dlya prakticheskikh raschetov [The choice of measures to reduce electricity losses in electric networks: A guide for practical calculations]. Moscow: Energoatomizdat Publ., 1989. 176 p.
4. Rasporyazhenie OAO «RZhD» №513/r ot 02.03.2022 «Ob utverzhdenii annotirovannogo perechnya deistvuyushchikh normativnykh materialov dlya normirovaniya truda v podrazdeleniyakh filialov OAO «RZhD» [Order of JSC «Russian Railways» No 513/r dated March 2, 2022 «On approval of the annotated list of current regulatory materials for labor rationing in the divisions of branches of JSC "Russian Railways»].
5. Prikaz Minenergo Rossii № 204 ot 08.07.2002 «Ob utverzhdenii glav pravil ustroystva elektroustanovok» [Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation No 204 dated July 08, 2002 «On approval of the chapters of the rules for the installation of electrical installations»].
6. Chekulaev V.E., Gorozhankina E.N., Lepekha V.V. Okhrana truda i elektrobezopasnost' [Labour protection and electrical safety]. Moscow: UMTs ZhDT Publ., 2012. 304 p.
7. Petrov. E.B. Elektricheskie podstantsii [Electric substations]. Moscow: Marshrut Publ., 2004. 246 p.
8. Ristkhein E.M. Elektrosnabzhenie promyshlennykh ustanovok [Electric power supply of industrial installations]. Moscow: Energoatomizdat Publ., 1991. 423 p.
9. Poplavskii A.N., Krasnov B.D., Nedachin V.V. Statsionarnaya elektroenergetika zheleznodorozhnogo uzla [Stationary electric power engineering of a railway junction]. Moscow: Transport Publ., 1986. 279 p.
10. Spravochnik po proektirovaniyu elektrosnabzheniya [Handbook of power supply design]. Ed. by Krupovich V.I., Barybin Yu.G., Samover M.L. Moscow: Energia Publ., 1980. 456 p.
11. Zhelezko Yu.S. Poteri elektroenergii. Reaktivnaya moshchnost'. Kachestvo elektroenergii. Rukovodstvo dlya prakticheskikh raschetov [Power losses. Reactive power. The quality of electricity. A guide for practical calculations]. Moscow: ENAS Publ., 2009. 456 p.
12. Grunin O.M., Filippov S.A. Elektricheskie seti i sistemy v primerakh i zadachakh [Electric Networks and Systems in Examples and Tasks]. Chita: ZABIZHT Publ., 2010. 251 p.
13. Baskakov A.P., Danilov N.I., Shcheklein S.E. et al. Energoberezhenie i povyshenie effektivnosti ispol'zovaniya energoresursov v zdaniyakh i sooruzheniyakh [Energy saving and increasing the efficiency of energy resources use in buildings and structures]. Ekaterinburg: UGTU-UI Publ., 2002. 326 p.
14. Ratner M.P., Mogilevskii E.L. Elektrosnabzhenie netyagovykh potrebitelei zheleznykh dorog [Electricity supply of non-traction railway consumers]. Moscow: Transport Publ., 1985. 295 p.
15. Marquardt K.G. Elektrosnabzhenie elektrifitsirovannykh zheleznykh dorog [Power supply of electrified railways]. Moscow: Transport Publ., 1982. 528 p.
16. Prikaz Mintransa Rossii № 250 ot 23.06.2022 «Ob utverzhdenii Pravil tekhnicheskoi ekspluatatsii zheleznykh dorog Rossiiskoi Federatsii» [Order of the Ministry of Transport of the Russian Federation No 250 dated June 23, 2022 «On approval of the Rules of Technical Operation of Railways of the Russian Federation»].
17. GOST 32144-2013. Elektricheskaya energiya. Sovmestimost' tekhnicheskikh sredstv elektromagnitnaya. Normy kachestva elektricheskoi energii v sistemakh elektrosnabzheniya obshchego naznacheniya [State Standard 32144-2013. Electrical energy. Electromagnetic compatibility of technical means. Standards for the quality of electrical energy in general-purpose power supply systems. Introduction]. Moscow : Standartinform Publ., 2014. 19 p.
18. STO 34.01-3.2-011-2021. Transformatory silovye raspredelitel'nye 6-10 kV moshchnost'yu 63-2500 kVA. Trebovaniya k urovnyu poter' kholostogo khoda i korotkogo замыкания [Standard of Organization 34.01-3.2-011-2021. Power distribution transformers 6–10 kV with a capacity of 63–2500 kVA. Requirements for the level of no-load and short-circuit losses]. Moscow: PAO Rosseti Publ., 2021. 10 p.
19. Frolov A.V., Bakaeva T.N. Bezopasnost' zhiznedeyatel'nosti. Okhrana truda [Life safety. Labor protection]. Rostov-on-Don: Feniks Publ., 2008. 750 p.

## Информация об авторах

*Елпашев Сергей Юрьевич*, старший преподаватель кафедры электроснабжения, Забайкальский институт железнодорожного транспорта – филиал Иркутского государственного университета путей сообщения, г. Чита; e-mail: elkka64@mail.ru.

## Information about the authors

*Sergei Yu. Elpashev*, Assistant Professor of the Department of Electrical Supply, Transbaikal Institute of Railway Transport – Branch of Irkutsk State Transport University, Chita; e-mail: elkka64@mail.ru.