

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО  
«Сибирский федеральный университет»  
институт

«Электроэнергетика»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Г.Н. Чистяков  
подпись                      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
код – наименование направления

Анализ пропускной способности высоковольтных подстанций  
ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго»  
тема

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

доцент, к.т.н.  
должность, ученая степень

Е. В. Платонова  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

И.А. Радионов  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер \_\_\_\_\_  
подпись, дата

И. А. Кычакова  
инициалы, фамилия

Абакан 2021

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Анализ пропускной способности высоковольтных подстанций ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго» содержит 65 страниц текстового документа, 25 использованных источников, 11 рисунков, 29 таблиц, 3 листа графического материала, приложений нет.

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ, АНАЛИЗ, КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.**

Объект исследования – подстанции ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго».

Методы исследования – аналитическая обработка данных, расчет загрузки трансформаторов.

Основной целью выпускной квалификационной работы является анализ пропускной способности на подстанциях ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго».

Задачи выпускной квалификационной работы:

- Анализ данных по загрузке трансформаторов на подстанциях ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго»;
- Разработка мероприятий по повышению пропускной способности на подстанциях ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго».

В процессе работы был произведен анализ схем контрольных замеров нагрузки трансформаторов на подстанциях ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго»; произведен расчет коэффициента мощности трансформаторов; предложены мероприятия по повышению пропускной способности подстанций ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго».

Данная работа актуальна для электросетевых организаций, стремящихся снизить потери электрической энергии в трансформаторах. Произведенный анализ может быть полезен при разработке мероприятий по повышении пропускной способности.

## THE ABSTRACT

The final qualifying work on the topic "Analysis of the throughput of high-voltage substations of PJSC" Rosseti Siberia "-" Khakas-energo "contains 65 pages of a text document, 25 used sources, 11 figures, 29 table, 3 sheets of graphic material, no attachments.

POWER SUPPLY, CAPACITY, ANALYSIS, POWER FACTOR, REACTIVE POWER COMPENSATION.

The object of the study is the substations of PJSC Rosseti Siberia - Khakas-energo.

Research methods - analytical data processing, calculation of transformer loading.

The main goal of the final qualification work is to analyze the throughput at the substations of PJSC Rosseti Siberia - Khakas-energo.

Tasks of the final qualifying work:

- Analysis of data on the loading of transformers at substations of PJSC Rosseti Siberia - Khakasenergo;
- Development of measures to increase the throughput at substations of PJSC Rosseti Siberia - Khakasenergo.

In the course of the work, an analysis was made of the control measurement schemes for the load of transformers at the substations of PJSC Rosseti Siberia - Khaasenergo; the calculation of the power factor of the transformers was made; measures were proposed to increase the throughput capacity of substations of PJSC Rosseti Siberia - Khakasenergo.

This work is relevant for power grid organizations seeking to reduce the loss of electrical energy in transformers. The analysis performed can be useful in the development of measures to increase the throughput.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Характеристика объекта исследования.....	6
2 Анализ загрузки трансформаторов ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго» в летний и зимний периоды.....	9
3 Анализ загруженных подстанций.....	28
3.1 Анализ подстанции Ташеба-Сельская 110кВ.....	28
3.2 Анализ подстанции Юго-Западная 110кВ.....	29
3.3 Анализ подстанции Западная 110кВ.....	30
3.4 Анализ подстанции Северная 110кВ.....	31
3.5 Анализ подстанции Аршаново 35кВ.....	32
4 Расчет и установка компенсирующих устройств.....	33
4.1 Расчет компенсирующих устройств для подстанции Аршаново 35кВ.....	33
4.2 Расчет компенсирующих устройств для подстанций 110кВ ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго».....	36
5 Мероприятия по улучшению пропускной способности.....	56
5.1 Замена трансформаторов на ПС Западная 110кВ.....	56
5.2 Замена трансформаторов на ПС Юго-Западная 110кВ.....	57
5.3 Замена трансформаторов на ПС Ташеба-Сельская 110кВ.....	58
5.4 Замена трансформаторов на ПС Северная 110кВ.....	60
6 Экономика мероприятий.....	62
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	63
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	64

## ВВЕДЕНИЕ

Развитие техники приводит к повышению объемов потребления энергетических ресурсов. Наблюдается тенденция роста технологического присоединения к трансформаторным подстанциям со стороны новых потребителей. Перегруз силовых трансформаторов может повлечь за собой технологическое нарушение, являться следствием недоотпуска электроэнергии. С другой стороны, наблюдается динамика спада потребляемой электроэнергии. В таком случае на предприятиях электроэнергетики может увеличиваться доля потерь электроэнергии, что обусловлено малой загрузкой трансформаторов в определенных районах.

Это связано с тем, что при снижении коэффициента загрузки трансформаторного оборудования происходит увеличение потребляемой реактивной мощности намагничивания, которая тратится на создания магнитного потока холостого хода в самом трансформаторе. Установлено, что при снижении коэффициента загрузки трансформатора до 0,3 происходит существенное повышение величины реактивной мощности на намагничивание [1]. Данное обстоятельство приводит к росту потерь в электрических сетях.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ пропускной способности высоковольтных подстанций ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго».

В связи с поставленной целью, необходимо решить следующие задачи:

1. Проанализировать данные по загрузке трансформаторов на подстанциях «Хакасэнерго»;
2. Определить перегруженные и малозагруженные подстанции;
3. Предложить мероприятия по улучшению пропускной способности;
4. Предложить мероприятия по повышению коэффициента мощности.

Объектом исследования данной выпускной квалификационной работы являются подстанции ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго».

Предметом исследования – пропускная способность подстанций.

## **1 Характеристика объекта исследования**

Филиал ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго» является распределительной сетевой компанией Республики Хакасия.

ПАО «Россети Сибирь» осуществляет передачу и распределение электроэнергии на территории Сибирского Федерального округа. Территория присутствия Компании превышает 1,7 млн. кв. км, что составляет около 11 % всей территории Российской Федерации. ПАО «Россети Сибирь» обслуживает потребителей в республиках Горный Алтай, Бурятия, Хакасия, Тыва в Алтайском, Забайкальском, Красноярском краях, Кемеровской, Омской областях.

Штаб-квартира Компании находится в городе Красноярске. В Обществе работают более 20 тыс. человек, которые обслуживают: 249,1 тыс. км воздушных и кабельных линий электропередачи, в том числе 5,6 тыс. км линий электропередачи, находящихся в аренде или обслуживаемых по договорам;

52372 трансформаторных подстанций напряжением 6-35/0,4 кВ общей мощностью 11 766 МВА, в том числе 2330 трансформаторных подстанций, находящихся в аренде или обслуживаемых по договорам;

1787 подстанции напряжением 35 кВ и выше общей мощностью 29844 МВА, в том числе 19 подстанций, находящихся в аренде или обслуживаемых по договорам.

Основу производственной деятельности Компании составляют строительство и обслуживание сетевой инфраструктуры – линий электропередачи и подстанций. 96% выручки приходится на поступления от услуг по передаче электроэнергии, 4% – на поступления от подключения мощностей новых потребителей.

Компания относится к числу естественных монополистов. Основным ее акционером является ПАО «Россети» – компания с преимущественно государственным участием.

От успешной деятельности ПАО «Россети Сибирь» зависит работа крупнейших предприятий черной и цветной металлургии, машиностроения, горнодобывающей и транспортной отраслей промышленности Сибирского Федерального округа.

В качестве объекта исследования выбраны подстанции ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго», в том числе: 48 подстанций напряжением 35кВ, 37 подстанций напряжением 110кВ. Перечень всех подстанций приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень анализируемых подстанций

Название ПС	Уровни напряжения	Количество установленных трансформаторов
1	2	3
ПС Дзержинская 1 110кВ	110/10	2
ПС Дзержинская 2 110кВ	110/10	2
ПС Дзержинская 3 110кВ	110/10/6	2
ПС Орджоникидзе 110кВ	110/35/6	2
ПС Беренжак 110кВ	110/35/10	1
ПС Копьево 110кВ	110/35/10	2
ПС Шира 110кВ	110/35/10	2
ПС Карат 110кВ	110/10	2
ПС Боград 110кВ	110/35/10	2
ПС Знаменка 110кВ	110/35/10	2
ПС Первомайская 110кВ	110/35/10	1
ПС Сарагаш 110кВ	110/35/10	2
ПС Сибирь 110кВ	110/10/6	2
ПС Черногорская-городская 110кВ	110/10	2
ПС Рассвет 110кВ	110/10/6	2
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	110/10	2
ПС Южная 110кВ	110/10	2
ПС Юго-Западная 110кВ	110/10	2
ПС Подсинее 110кВ	110/10	2
ПС Элеваторная 110кВ	110/10	2
ПС Чалпан 110кВ	110/6	2
ПС Лукьяновская 110кВ	110/35/6	2
ПС Очуры 110кВ	110/10	2
ПС Карак 110кВ	110/6	2

Продолжение таблицы 1

1	2	3
ПС Стройбаза 110кВ	110/10	2
ПС Райково 110кВ	110/35/10	1
ПС КСК 110кВ	110/35/10	2
ПС Насосная 110кВ	110/10	2
ПС Гидролизная 110кВ	110/6	2
ПС Западная 110кВ	110/10	2
ПС ГПП-3 110кВ	110/10	2
ПС ГПП-4 110кВ	110/10	2
ПС Северная 110кВ	110/10	2
ПС Калининская 110кВ	110/10	2
ПС Гладенькая 110кВ	110/6	2
ПС Электростанция №1 110кВ	110/6	2
ПС ГПП-2 110кВ	110/35/6	2
ПС Устинкино 35кВ	35/10	2
ПС Черное озеро 35кВ	35/10	2
ПС Джирим 35кВ	35/10	2
ПС Кирзавод-Новая 35кВ	35/6	2
ПС Чулымская 35кВ	35/10	2
ПС Сов. Хакасия 35кВ	35/10	1
ПС Юлия 35кВ	35/6	1
ПС Соленоозерная 35кВ	35/10	2
ПС Октябрьская 35кВ	35/10	2
ПС Целинная 35кВ	35/10	2
ПС Курорт оз. Шира 35кВ	35/10	2
ПС Борец 35кВ	35/10	2
ПС Б.Ерба 35кВ	35/10	2
ПС Троицкая 35кВ	35/10	2
ПС Бородино 35кВ	35/10	1
ПС Биджа 35кВ	35/10	2
ПС Московская 35кВ	35/10	2
ПС Кирово 35кВ	35/10	2
ПС УЛПХ 35кВ	35/10	2
ПС Степная 35кВ	35/10	2
ПС Капчалы 35кВ	35/10	2
ПС Аршаново 35кВ	35/10	2
ПС Кирба 35кВ	35/10	2
ПС Солнечная 35кВ	35/10	2
ПС Куйбышево 35кВ	35/10	1
Сабинка 35кВ	35/10	2



ПС Мр. Карьер 35кВ	35/10	2
ПС Изербель 35кВ	35/6	1

Окончание таблицы 1

1	2	3
ПС Доможаково 35кВ	35/10	1
ПС Приисковый 35кВ	35/6	1
ПС Бирикчуль 35кВ	35/10	1
ПС Кызлас 35кВ	35/10	1
ПС Усть-Чуль 35кВ	35/10	2
ПС В.Таштып 35кВ	35/10	2
ПС Таштып 35кВ	35/10	2
ПС Полтаково 35кВ	35/10	2
ПС Аскиз-3 35кВ	35/10	2
ПС Бельтыры 35кВ	35/6	2
ПС Бондарево 35кВ	35/10	2
ПС Табат 35кВ	35/10	1
ПС Арбаты 35кВ	35/10	1
ПС №9 35кВ	35/6	2
ПС Электрокотельная №2 35кВ	35/6	2
ПС №3 35кВ	35/6	2
ПС №5 35кВ	35/6	2
ПС №12 35кВ	38.5/6	2
ПС №11 35кВ	38.5/6	2
ПС Пойлово 35кВ	35/0.4	1

## 2 Анализ загрузки трансформаторов ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго» в летний и зимний периоды

Расчетный срок службы трансформатора в 25 лет обеспечивается при соблюдении условий:

$$S_{\text{ТР}} = S_{\text{ТР.НОМ}}$$

$$U_{\text{С}} = U_{\text{ТР.НОМ}}$$

$$\vartheta_0 = \vartheta_{0.\text{НОМ}}$$

где  $S_{\text{ТР}}$  – нагрузка трансформатора

$U_{\text{С}}$  – напряжение сети, к которой подключен трансформатор

$\vartheta_0$  – температура окружающей среды

Реальные условия эксплуатации трансформаторов существенно отличаются от нормированных, поэтому возникает вопрос о допустимых перегрузках, т.е.:

$$S_{\text{ТР}} > S_{\text{ТР.НОМ}}$$
$$\vartheta_0 > \vartheta_{0.\text{НОМ}} = 20^{\circ}\text{C}$$
$$U_{\text{С}} > U_{\text{ТР.НОМ}}$$

Перегрузки по напряжения нормально должны исключаться схемой и режимом работы электрической сети, а также защитными устройствами. Поэтому обычно рассматривается только допустимость перегрузок по мощности в условиях изменяющейся температуры охлаждающей среды.

Длительные перегрузки трансформаторов приводят к [11]:

- ускоренному старению витковой изоляции и снижению ее механической прочности. Если это снижение значительно, снижается срок службы трансформатора, особенно если он подвержен воздействию токов короткого замыкания;

- ускоренному старению других частей изоляции;

- увеличение капитальных вложений в СЭС;

- увеличению сопротивления контактов переключающих устройств, вследствие воздействия высокой температуры и больших токов;

- старению уплотнений бака, которые становятся более хрупкими. Риск повреждения при кратковременном воздействии обычно исчезает при уменьшении уровня нагрузки до номинальной, но для общего уровня надежности кратковременные воздействия могут иметь более серьезные последствия, чем длительные воздействия.

На многих подстанциях устанавливают два трансформатора, это дает несколько преимуществ по сравнению с работой одного мощного трансформатора [24]:

- надежность снабжения потребителей электроэнергией, так как выход из строя одного из трансформаторов не лишает потребителей энергии.

Нагрузка выбывшего трансформатора может быть временно принята полностью или частично оставшимися трансформаторами;

- резервная мощность трансформаторов при их параллельном включении будет значительно меньше, чем при питании потребителей от одного мощного трансформатора;

- в периоды снижения нагрузок (в течение суток или весеннего и летнего сезона) в энергетических системах – на повышающих, понижающих или на районных трансформаторных подстанциях, - часть трансформаторов может быть отключена, что обеспечит более экономичный способ работы подстанции за счет уменьшения потерь холостого хода трансформаторов и их загрузки на максимальный к.п.д.;

- при подключении новых потребителей электрической энергии увеличение трансформаторной мощности может быть выполнено дополнительным включением одного или нескольких трансформаторов на параллельную работу. Это особенно необходимо на районных понижающих подстанциях, снабжающих энергией большие промышленные районы.

Немаловажную роль в снижении пропускной способности играет износ электротехнологического оборудования станций и подстанций. Электросетевые предприятия разрабатывают комплексы мероприятий по усовершенствованию действующего электротехнического оборудования, тем самым повышают надежность, мощность, пропускную способность (производительность) и срок службы установок. Увеличение пропускной способности должно выполняться с учетом технико-экономического обоснования.

Проведём анализ загрузки группы подстанций, представленных в таблице 1.

В качестве исходных данных используем контрольные замеры за 2017-2019 годы, представленные ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго».

Проанализируем контрольные замеры от 20.12.2017, представленные в таблице 2. В таблице P и Q – соответственно активная реактивная мощности

по замерам,  $S$ ,  $\text{tg}\varphi$ ,  $\cos\varphi$  – расчетные параметры режима. Коэффициент загрузки определяется следующим образом [23]:

$$K_{\text{загр}} = \frac{S_{\text{расч}}}{n_{\text{T}} \cdot S_{\text{ном.тр-ра}}}, \quad (1)$$

где  $S_{\text{расч}}$  – расчетная полная мощность нагрузки (МВА);

$S_{\text{ном.тр-ра}}$  – полная мощность трансформатора (МВА);

$n_{\text{T}}$  – количество силовых трансформаторов на подстанции.

Для потребителей первой и второй категории для двух-трансформаторных подстанций коэффициент оптимальной загрузки составляет:  $K_{\text{загр}} = 0,7$  а для одно-трансформаторных подстанций  $K_{\text{загр}} = 0,85$  [2]

Таблица 2 – Данные контрольных замеров от 20.12.2017

Подстанция	Номинальная мощность тр-ра, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	Загрузка трансформатора, %	cosφ	tgφ
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС Орджоникидзе 110кВ	10	0,18	0,14	0,23	2,28	0,79	0,78
ПС Орджоникидзе 110кВ	10	0,91	0,29	0,96	9,55	0,95	0,32
ПС Копьево 110кВ	10	3,5	1,07	3,66	36,60	0,96	0,31
ПС Копьево 110кВ	10	0,98	0,48	1,09	10,91	0,90	0,49
ПС Шира 110кВ	25	7,71	2,62	8,14	32,57	0,95	0,34
ПС Шира 110кВ	25	7,65	3,24	8,31	33,23	0,92	0,42
ПС Беренжак 110кВ	10	3,94	2,03	4,43	44,32	0,89	0,52
ПС Карак 110кВ	6,3	1,45	0,38	1,50	23,79	0,97	0,26
ПС Карак 110кВ	6,3	1,69	0,39	1,73	27,53	0,97	0,23
ПС Электрокотельная №1 110кВ	25	10,63	1,27	10,71	42,82	0,99	0,12
ПС Электрокотельная №1 110кВ	25	9,52	0,77	9,55	38,20	1,00	0,08
ПС Дзержинская 3 110кВ	40	11,38	11,31	16,04	40,11	0,71	0,99
ПС Дзержинская 3 110кВ	40	12,33	7,56	14,46	36,16	0,85	0,61
ПС Карат 110кВ	6,3	0,17	0,04	0,17	2,77	0,97	0,24
ПС Карат 110кВ	6,3	0	0	0,00	0,00		
ПС Сарагаш 110кВ	6,3	0,49	0,16	0,52	8,18	0,95	0,33
ПС Сарагаш 110кВ	6,3	1,6	0,45	1,66	26,38	0,96	0,28
ПС Боград 110кВ	25	3,34	0,21	3,35	13,39	1,00	0,06
ПС Боград 110кВ	25	3,92	1,59	4,23	16,92	0,93	0,41
ПС Дзержинская 2 110кВ	6,3	2,36	1,6	2,85	45,26	0,83	0,68
ПС Дзержинская 2 110кВ	10	3,79	1,73	4,17	41,66	0,91	0,46
ПС ГПП-2 110кВ	40	2,31	1,83	2,95	7,37	0,78	0,79
ПС ГПП-2 110кВ	40	6,08	2,91	6,74	16,85	0,90	0,48

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
ПС Гладенькая 110кВ	6,3	0	0	0,00	0,00		
ПС Гладенькая 110кВ	6,3	0,41	0,23	0,47	7,46	0,87	0,56
ПС ГПП-4 110кВ	16	5,46	1,41	5,64	35,24	0,97	0,26
ПС ГПП-4 110кВ	16	2,76	0,77	2,87	17,91	0,96	0,28
ПС ГПП-3 110кВ	25	0,87	0,22	0,90	3,59	0,97	0,25
ПС ГПП-3 110кВ	25	0,56	1,65	1,74	6,97	0,32	2,95
ПС Стройбаза 110кВ	16	3,03	1,18	3,25	20,32	0,93	0,39
ПС Стройбаза 110кВ	16	4,59	1,43	4,81	30,05	0,95	0,31
ПС Чалпан 110кВ	6,3	1,76	1,29	2,18	34,64	0,81	0,73
ПС Чалпан 110кВ	6,3	0,98	0,5	1,10	17,46	0,89	0,51
ПС Очуры 110кВ	6,3	0,56	0,31	0,64	10,16	0,87	0,55
ПС Очуры 110кВ	6,3	2,33	0,68	2,43	38,53	0,96	0,29
ПС Лукьяновская 110кВ	10	1,01	0,62	1,19	11,85	0,85	0,61
ПС Лукьяновская 110кВ	10	1,37	0,5	1,46	14,58	0,94	0,36
ПС Держинская 1 110кВ	25	5,22	4,12	6,65	26,60	0,78	0,79
ПС Держинская 1 110кВ	25	3,43	3	4,56	18,23	0,75	0,87
ПС Знаменка 110кВ	15	0,58	0,56	0,81	5,37	0,72	0,97
ПС Знаменка 110кВ	15	0,88	0,51	1,02	6,78	0,87	0,58
ПС Первомайская 110кВ	6,3	1,03	0,56	1,17	18,61	0,88	0,54
ПС Райково 110кВ	16	7,23	2,62	7,69	48,06	0,94	0,36
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	6,3	5,38	2,04	5,75	91,33	0,94	0,38
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	6,3	2,22	0,57	2,29	36,38	0,97	0,26
ПС Западная 110кВ	25	8,34	3,14	8,91	35,65	0,94	0,38
ПС Западная 110кВ	25	14,95	5,19	15,83	63,30	0,94	0,35
ПС Насосная 110кВ	10	1,91	0,53	1,98	19,82	0,96	0,28
ПС Насосная 110кВ	10	6,93	2,22	7,28	72,77	0,95	0,32
ПС Рассвет 110кВ	40	2,33	1,08	2,57	6,42	0,91	0,46
ПС Рассвет 110кВ	40	6,22	2,4	6,67	16,67	0,93	0,39
ПС Черногорская-городская 110кВ	25	8,03	2,6	8,44	33,76	0,95	0,32
ПС Черногорская-городская 110кВ	25	4,63	0,8	4,70	18,79	0,99	0,17
ПС Сибирь 110кВ	25	1,59	0,58	1,69	6,77	0,94	0,36
ПС Сибирь 110кВ	25	1,22	0,96	1,55	6,21	0,79	0,79
ПС Калининская 110кВ	40	12,37	2,85	12,69	31,74	0,97	0,23
ПС Калининская 110кВ	40	11,13	2,05	11,32	28,29	0,98	0,18
ПС Элеваторная 110кВ	10	3,28	1,37	3,55	35,55	0,92	0,42
ПС Элеваторная 110кВ	10	4,2	1,47	4,45	44,50	0,94	0,35
ПС Южная 110кВ	25	13,05	3,12	13,42	53,67	0,97	0,24
ПС Южная 110кВ	25	10,6	1,84	10,76	43,03	0,99	0,17
ПС Подсинее 110кВ	10	4,84	2,22	5,32	53,25	0,91	0,46
ПС Подсинее 110кВ	10	3,37	0,87	3,48	34,80	0,97	0,26
ПС Юго-Западная 110кВ	16	5,15	0,28	5,16	32,24	1,00	0,05
ПС Юго-Западная 110кВ	16	12,21	1,2	12,27	76,68	1,00	0,10

## Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
ПС Северная 110кВ	25	5,36	1,68	5,62	22,47	0,95	0,31
ПС Северная 110кВ	25	10,36	2,03	10,56	42,23	0,98	0,20
ПС Гидролизная 110кВ	25	2,86	1,22	3,11	12,44	0,92	0,43
ПС Гидролизная 110кВ	25	1,9	1,29	2,30	9,19	0,83	0,68
ПС КСК 110кВ	31,5	8,48	3,92	9,34	29,66	0,91	0,46
ПС КСК 110кВ	31,5	2,06	1,35	2,46	7,82	0,84	0,66

Из таблицы 2 видно, что большая часть трансформаторов загружены менее, чем на 30% (Рисунок 1), даже учитывая, что рассматривался зимнее время года. Такая загрузка нежелательна, из-за больших потерь холостого хода трансформаторов.

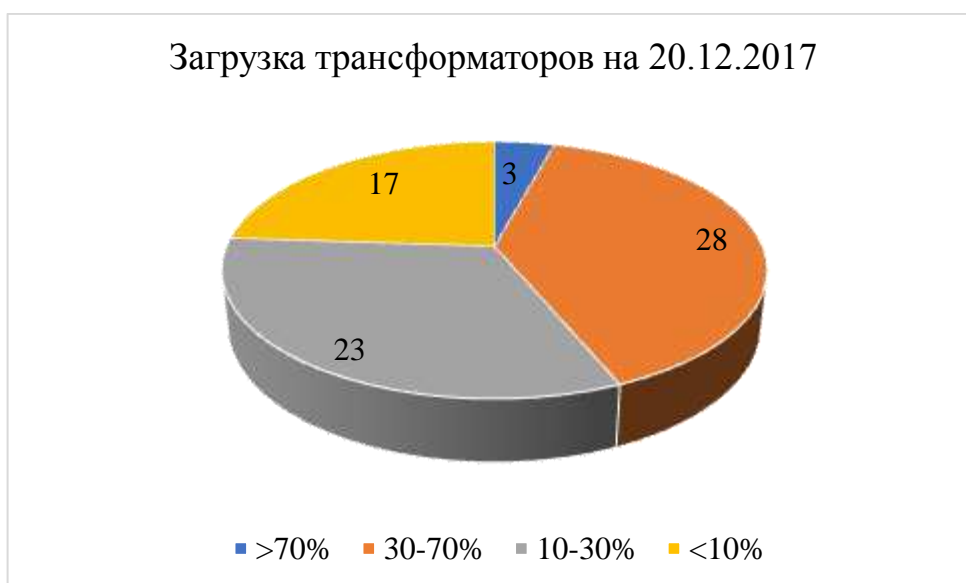


Рисунок 1 – Загрузка трансформаторов на 20.12.2017

Проанализируем контрольные замеры от 21.06.2017, представленные в таблице 3. В таблице P и Q – соответственно активная реактивная мощности по замерам, S, tgφ, cosφ – расчетные параметры режима. Коэффициент загрузки определялся по формуле 1.

Таблица 3 – Данные контрольных замеров от 21.06.2017

Подстанция	Номинальная мощность тр-ра, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	Загрузка трансформатора, %	cos φ	tgφ
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС Орджоникидзе 110кВ	10	0,69	0,48	0,84	8,41	0,82	0,70
ПС Орджоникидзе 110кВ	10	0	0	0,00	0,00		
ПС Копьево 110кВ	10	2,18	1,18	2,48	24,79	0,88	0,54
ПС Копьево 110кВ	10	0,48	0,4	0,62	6,25	0,77	0,83
ПС Шира 110кВ	25	3,66	2,06	4,20	16,80	0,87	0,56
ПС Шира 110кВ	25	4,26	2,73	5,06	20,24	0,84	0,64
ПС Беренжак 110кВ	10	2,81	2,35	3,66	36,63	0,77	0,84
ПС Карак 110кВ	6,3	0,39	0,32	0,50	8,01	0,77	0,82
ПС Карак 110кВ	6,3	1,2	0,48	1,29	20,51	0,93	0,40
ПС Электрокотельная №1 110кВ	25	4	0,48	4,03	16,11	0,99	0,12
ПС Электрокотельная №1 110кВ	25	0	0	0,00	0,00		
ПС Дзержинская 3 110кВ	40	7,96	10,1	12,86	32,15	0,62	1,27
ПС Дзержинская 3 110кВ	40	13,04	12,09	17,78	44,46	0,73	0,93
ПС Карат 110кВ	6,3	0,04	0,06	0,07	1,14	0,55	1,50
ПС Карат 110кВ	6,3	0	0	0,00	0,00		
ПС Сарагаш 110кВ	6,3	0,38	0,24	0,45	7,13	0,85	0,63
ПС Сарагаш 110кВ	6,3	0,87	0,42	0,97	15,33	0,90	0,48
ПС Боград 110кВ	25	1,54	1,22	1,96	7,86	0,78	0,79
ПС Боград 110кВ	25	2,03	1,69	2,64	10,57	0,77	0,83
ПС Дзержинская 2 110кВ	6,3	1,17	0,88	1,46	23,24	0,80	0,75
ПС Дзержинская 2 110кВ	10	2,36	1,11	2,61	26,08	0,90	0,47
ПС ГПП-2 110кВ	40	3,69	3,77	5,28	13,19	0,70	1,02
ПС ГПП-2 110кВ	40	0	0	0,00	0,00		
ПС Гладенькая 110кВ	6,3	0	0	0,00	0,00		
ПС Гладенькая 110кВ	6,3	0,06	0,02	0,06	1,00	0,95	0,33
ПС ГПП-4 110кВ	16	0	0	0,00	0,00		
ПС ГПП-4 110кВ	16	4,76	1,69	5,05	31,57	0,94	0,36
ПС ГПП-3 110кВ	25	0,91	0,31	0,96	3,85	0,95	0,34
ПС ГПП-3 110кВ	25	0,21	0,24	0,32	1,28	0,66	1,14
ПС Стройбаза 110кВ	16	2,25	1,48	2,69	16,83	0,84	0,66
ПС Стройбаза 110кВ	16	3,69	2,06	4,23	26,41	0,87	0,56
ПС Чалпан 110кВ	6,3	2,51	2,04	3,23	51,34	0,78	0,81
ПС Чалпан 110кВ	6,3	0,43	0,27	0,51	8,06	0,85	0,63
ПС Очуры 110кВ	6,3	1,12	0,21	1,14	18,09	0,98	0,19
ПС Очуры 110кВ	6,3	0,15	0,57	0,59	9,36	0,25	3,80
ПС Лукьяновская 110кВ	10	0,54	0,65	0,85	8,45	0,64	1,20
ПС Лукьяновская 110кВ	10	0,94	0,94	1,33	13,29	0,71	1,00
ПС Дзержинская 1 110кВ	25	4,07	3,52	5,38	21,52	0,76	0,86

### Окончание таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
ПС Дзержинская 1 110кВ	25	2,51	1,92	3,16	12,64	0,79	0,76
ПС Знаменка 110кВ	15	0,48	0,94	1,06	7,04	0,45	1,96
ПС Знаменка 110кВ	15	0,46	0,57	0,73	4,88	0,63	1,24
ПС Первомайская 110кВ	6,3	0,51	0,59	0,78	12,38	0,65	1,16
ПС Райково 110кВ	16	3,29	2,47	4,11	25,71	0,80	0,75
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	6,3	3,05	1,63	3,46	54,89	0,88	0,53
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	6,3	0	0	0,00	0,00		
ПС Западная 110кВ	25	6,55	3,31	7,34	29,36	0,89	0,51
ПС Западная 110кВ	25	11,9	4,89	12,87	51,46	0,92	0,41
ПС Насосная 110кВ	10	0,02	0,01	0,02	0,22	0,89	0,50
ПС Насосная 110кВ	10	4,06	2,7	4,88	48,76	0,83	0,67
ПС Рассвет 110кВ	40	1,45	0,78	1,65	4,12	0,88	0,54
ПС Рассвет 110кВ	40	2,91	1,42	3,24	8,09	0,90	0,49
ПС Черногорская-городская 110кВ	25	4,35	2,04	4,80	19,22	0,91	0,47
ПС Черногорская-городская 110кВ	25	2,14	0,64	2,23	8,93	0,96	0,30
ПС Сибирь 110кВ	25	0,88	0,49	1,01	4,03	0,87	0,56
ПС Сибирь 110кВ	25	0,9	0,86	1,24	4,98	0,72	0,96
ПС Калининская 110кВ	40	9,4	3,53	10,04	25,10	0,94	0,38
ПС Калининская 110кВ	40	6,34	2,08	6,67	16,68	0,95	0,33
ПС Элеваторная 110кВ	10	2,85	2,27	3,64	36,44	0,78	0,80
ПС Элеваторная 110кВ	10	2,04	1,5	2,53	25,32	0,81	0,74
ПС Южная 110кВ	25	6,46	2,47	6,92	27,66	0,93	0,38
ПС Южная 110кВ	25	6,45	2,17	6,81	27,22	0,95	0,34
ПС Подсинее 110кВ	10	1,94	1,69	2,57	25,73	0,75	0,87
ПС Подсинее 110кВ	10	2,4	1,64	2,91	29,07	0,83	0,68
ПС Юго-Западная 110кВ	16	3,45	0,68	3,52	21,98	0,98	0,20
ПС Юго-Западная 110кВ	16	3	1,65	3,42	21,40	0,88	0,55
ПС Северная 110кВ	25	4,13	1,81	4,51	18,04	0,92	0,44
ПС Северная 110кВ	25	7,88	3,32	8,55	34,20	0,92	0,42
ПС Гидролизная 110кВ	25	1,42	0,8	1,63	6,52	0,87	0,56
ПС Гидролизная 110кВ	25	2,17	2,3	3,16	12,65	0,69	1,06
ПС КСК 110кВ	31,5	8,44	5,16	9,89	31,40	0,85	0,61
ПС КСК 110кВ	31,5	1,33	1,15	1,76	5,58	0,76	0,86

Согласно данным таблицы 3, всего 11 трансформаторов имеют удовлетворительный коэффициент загрузки, что составляет 15% от общего числа рассмотренных трансформаторов. На рисунке 2 показано, что 40% трансформаторов работают практически на холостом ходу, такой режим работы неприемлен из-за больших потерь холостого хода. В таком случае требуется



перераспределение нагрузок между трансформаторами, либо отключение одного из них.

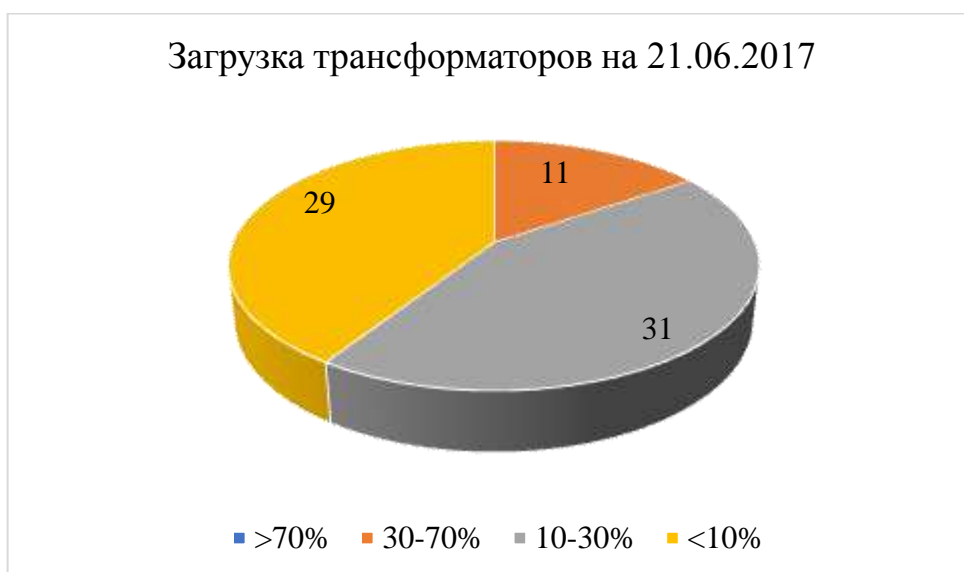


Рисунок 2 – Загрузка трансформаторов на 21.06.2017

Проанализируем контрольные замеры от 19.12.2018, представленные в таблице 4. В таблице Р и Q – соответственно активная реактивная мощности по замерам, S, tgφ, cosφ – расчетные параметры режима. Коэффициент загрузки определялся по формуле 1.

Таблица 4 – Данные контрольных замеров от 19.12.2018 года

Подстанция	Номинальная мощность тр-ра, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	Загрузка трансформатора, %	cosφ	tgφ
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС Орджоникидзе 110кВ	10	0,19	0,14	0,24	2,36	0,81	0,74
ПС Орджоникидзе 110кВ	10	0,87	0,26	0,91	9,08	0,96	0,30
ПС Копьево 110кВ	10	3,08	1,01	3,24	32,41	0,95	0,33
ПС Копьево 110кВ	10	0,91	0,52	1,05	10,48	0,87	0,57
ПС Шира 110кВ	25	6,82	2,24	7,18	28,71	0,95	0,33
ПС Шира 110кВ	25	6,77	2,64	7,27	29,07	0,93	0,39
ПС Беренжак 110кВ	10	4,19	2,15	4,71	47,09	0,89	0,51
ПС Карак 110кВ	6,3	1,17	0,35	1,22	19,38	0,96	0,30
ПС Карак 110кВ	6,3	1,91	0,45	1,96	31,15	0,97	0,24

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
ПС Электрокотельная №1 110кВ	25	8,21	0,71	8,24	32,96	1,00	0,09
ПС Электрокотельная №1 110кВ	25	9,22	0,66	9,24	36,97	1,00	0,07
ПС Дзержинская 3 110кВ	40	8,93	5,96	10,74	26,84	0,83	0,67
ПС Дзержинская 3 110кВ	40	9,17	7,56	11,88	29,71	0,77	0,82
ПС Карат 110кВ	6,3	0,18	0,06	0,19	3,01	0,95	0,33
ПС Карат 110кВ	6,3	0	0	0,00	0,00		
ПС Сарагаш 110кВ	6,3	0,7	0,25	0,74	11,80	0,94	0,36
ПС Сарагаш 110кВ	6,3	1,3	0,15	1,31	20,77	0,99	0,12
ПС Боград 110кВ	25	2,83	0,96	2,99	11,95	0,95	0,34
ПС Боград 110кВ	25	3,56	1,57	3,89	15,56	0,91	0,44
ПС Дзержинская 2 110кВ	6,3	2,02	0,79	2,17	34,43	0,93	0,39
ПС Дзержинская 2 110кВ	10	3,54	0,8	3,63	36,29	0,98	0,23
ПС ГПП-2 110кВ	40	2,71	1,95	3,34	8,35	0,81	0,72
ПС ГПП-2 110кВ	40	4,32	2,56	5,02	12,55	0,86	0,59
ПС Гладенькая 110кВ	6,3	0	0	0,00	0,00		
ПС Гладенькая 110кВ	6,3	0,4	0,2	0,45	7,10	0,89	0,50
ПС ГПП-4 110кВ	16	5,01	1,66	5,28	32,99	0,95	0,33
ПС ГПП-4 110кВ	16	2,95	0,83	3,06	19,15	0,96	0,28
ПС ГПП-3 110кВ	25	0,25	0,22	0,33	1,33	0,75	0,88
ПС ГПП-3 110кВ	25	1,42	0,33	1,46	5,83	0,97	0,23
ПС Стройбаза 110кВ	16	2,77	1,23	3,03	18,94	0,91	0,44
ПС Стройбаза 110кВ	16	4,21	1,54	4,48	28,02	0,94	0,37
ПС Чалпан 110кВ	6,3	2,81	2,05	3,48	55,21	0,81	0,73
ПС Чалпан 110кВ	6,3	2,77	1,99	3,41	54,14	0,81	0,72
ПС Очуры 110кВ	6,3	0,4	0,32	0,51	8,13	0,78	0,80
ПС Очуры 110кВ	6,3	1,21	0,59	1,35	21,37	0,90	0,49
ПС Лукьяновская 110кВ	10	1,38	0,5	1,47	14,68	0,94	0,36
ПС Лукьяновская 110кВ	10	1,95	0,5	2,01	20,13	0,97	0,26
ПС Дзержинская 1 110кВ	25	3,8	3,3	5,03	20,13	0,76	0,87
ПС Дзержинская 1 110кВ	25	4,17	2,93	5,10	20,39	0,82	0,70
ПС Знаменка 110кВ	15	0,53	0,69	0,87	5,80	0,61	1,30
ПС Знаменка 110кВ	15	0,78	0,71	1,05	7,03	0,74	0,91
ПС Первомайская 110кВ	6,3	0,99	0,58	1,15	18,21	0,86	0,59
ПС Райково 110кВ	16	7,78	3,22	8,42	52,63	0,92	0,41
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	6,3	3,07	1,26	3,32	52,67	0,93	0,41
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	6,3	1,99	0,46	2,04	32,42	0,97	0,23
ПС Западная 110кВ	25	7,85	1,85	8,07	32,26	0,97	0,24
ПС Западная 110кВ	25	13,4	4,6	14,17	56,67	0,95	0,34
ПС Насосная 110кВ	10	1,78	0,46	1,84	18,38	0,97	0,26
ПС Насосная 110кВ	10	7,3	2,55	7,73	77,33	0,94	0,35

ПС Рассвет 110кВ	40	6,22	1,87	6,50	16,24	0,96	0,30
------------------	----	------	------	------	-------	------	------

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
ПС Рассвет 110кВ	40	9,41	3,21	9,94	24,86	0,95	0,34
ПС Черногорская-городская 110кВ	25	11,23	4,05	11,94	47,75	0,94	0,36
ПС Черногорская-городская 110кВ	25	2,11	0,42	2,15	8,61	0,98	0,20
ПС Сибирь 110кВ	25	1,52	0,57	1,62	6,49	0,94	0,38
ПС Сибирь 110кВ	25	0,83	0,55	1,00	3,98	0,83	0,66
ПС Калининская 110кВ	40	11,17	2,62	11,47	28,68	0,97	0,23
ПС Калининская 110кВ	40	17,36	3,31	17,67	44,18	0,98	0,19
ПС Элеваторная 110кВ	10	3,45	1,63	3,82	38,16	0,90	0,47
ПС Элеваторная 110кВ	10	3,65	1,35	3,89	38,92	0,94	0,37
ПС Южная 110кВ	25	11,52	1,2	11,58	46,33	0,99	0,10
ПС Южная 110кВ	25	11,29	1,32	11,37	45,47	0,99	0,12
ПС Подсине 110кВ	10	4,88	1,99	5,27	52,70	0,93	0,41
ПС Подсине 110кВ	10	3	0,72	3,09	30,85	0,97	0,24
ПС Юго-Западная 110кВ	16	7,54	1,1	7,62	47,62	0,99	0,15
ПС Юго-Западная 110кВ	16	9,95	1,49	10,06	62,88	0,99	0,15
ПС Северная 110кВ	25	5,46	1,49	5,66	22,64	0,96	0,27
ПС Северная 110кВ	25	10,46	2,3	10,71	42,84	0,98	0,22
ПС Гидролизная 110кВ	25	3,11	1,07	3,29	13,16	0,95	0,34
ПС Гидролизная 110кВ	25	1,97	1,75	2,64	10,54	0,75	0,89
ПС КСК 110кВ	31,5	7,26	3,67	8,13	25,83	0,89	0,51
ПС КСК 110кВ	31,5	1,89	1,24	2,26	7,18	0,84	0,66

Исходя из данных таблицы 4 можно сделать вывод, что всего треть трансформаторов находятся под достаточной нагрузкой и один трансформатор работает с небольшой перегрузкой (Рисунок 3). Требуется выполнить перераспределение подключения потребителей или произвести замену трансформаторов на требуемые мощности.

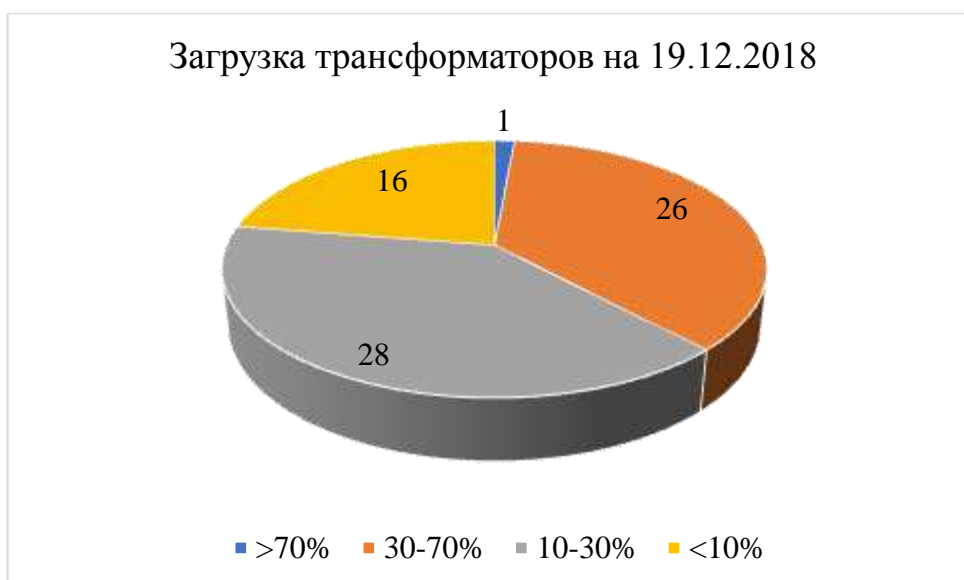


Рисунок 3 – Загрузка трансформаторов на 19.12.2018

Проанализируем контрольные замеры от 20.06.2018, представленные в таблице 5. В таблице Р и Q – соответственно активная реактивная мощности по замерам, S, tgφ, cosφ – расчетные параметры режима. Коэффициент загрузки определялся по формуле 1.

Таблица 5 – Данные контрольных замеров от 20.06.2018

Подстанция	Номинальная мощность тр-ра, МВА	Р, МВт	Q, МВАр	S, МВА	Загрузка трансформатора, %	cosφ	tgφ
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС Орджоникидзе 110кВ	10	0,11	0,15	0,19	1,86	0,59	1,36
ПС Орджоникидзе 110кВ	10	0,37	0,37	0,52	5,23	0,71	1,00
ПС Копьево 110кВ	10	2,16	0,9	2,34	23,40	0,92	0,42
ПС Копьево 110кВ	10	0,47	0,48	0,67	6,72	0,70	1,02
ПС Шира 110кВ	25	3,5	1,79	3,93	15,72	0,89	0,51
ПС Шира 110кВ	25	4,12	2,76	4,96	19,84	0,83	0,67
ПС Беренжак 110кВ	10	2,99	2,59	3,96	39,56	0,76	0,87
ПС Карак 110кВ	6,3	0,49	0,35	0,60	9,56	0,81	0,71
ПС Карак 110кВ	6,3	0,79	0,38	0,88	13,91	0,90	0,48
ПС Электрокотельная №1 110кВ	25	4,1	0,62	4,15	16,59	0,99	0,15
ПС Электрокотельная №1 110кВ	25	0	0,42	0,42	1,68	0,00	
ПС Дзержинская 3 110кВ	40	10,86	9,94	14,72	36,81	0,74	0,92

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8
ПС Дзержинская 3 110кВ	40	11,03	10,18	15,01	37,52	0,73	0,92
ПС Карат 110кВ	6,3	0,47	0,04	0,47	7,49	1,00	0,09
ПС Карат 110кВ	6,3	0	0	0,00	0,00		
ПС Сарагаш 110кВ	6,3	0,37	0,22	0,43	6,83	0,86	0,59
ПС Сарагаш 110кВ	6,3	0,73	0,6	0,94	15,00	0,77	0,82
ПС Боград 110кВ	25	1,55	0,88	1,78	7,13	0,87	0,57
ПС Боград 110кВ	25	2,07	1,69	2,67	10,69	0,77	0,82
ПС Дзержинская 2 110кВ	6,3	1,93	1,32	2,34	37,11	0,83	0,68
ПС Дзержинская 2 110кВ	10	2,33	1,04	2,55	25,52	0,91	0,45
ПС ГПП-2 110кВ	40	0,94	2,07	2,27	5,68	0,41	2,20
ПС ГПП-2 110кВ	40	3,43	4,16	5,39	13,48	0,64	1,21
ПС Гладенькая 110кВ	6,3	0	0	0,00	0,00		
ПС Гладенькая 110кВ	6,3	0,03	0,01	0,03	0,50	0,95	0,33
ПС ГПП-4 110кВ	16	3	1,15	3,21	20,08	0,93	0,38
ПС ГПП-4 110кВ	16	1,3	0,52	1,40	8,75	0,93	0,40
ПС ГПП-3 110кВ	25	0,13	0,24	0,27	1,09	0,48	1,85
ПС ГПП-3 110кВ	25	0,21	0,22	0,30	1,22	0,69	1,05
ПС Стройбаза 110кВ	16	0	0	0,00	0,00		
ПС Стройбаза 110кВ	16	5,4	2,64	6,01	37,57	0,90	0,49
ПС Чалпан 110кВ	6,3	2,39	1,83	3,01	47,78	0,79	0,77
ПС Чалпан 110кВ	6,3	0,5	0,56	0,75	11,92	0,67	1,12
ПС Очуры 110кВ	6,3	0,27	0,3	0,40	6,41	0,67	1,11
ПС Очуры 110кВ	6,3	1,07	0,63	1,24	19,71	0,86	0,59
ПС Лукьяновская 110кВ	10	0,39	0,41	0,57	5,66	0,69	1,05
ПС Лукьяновская 110кВ	10	0,8	0,63	1,02	10,18	0,79	0,79
ПС Дзержинская 1 110кВ	25	4,12	3,65	5,50	22,02	0,75	0,89
ПС Дзержинская 1 110кВ	25	3,57	2,5	4,36	17,43	0,82	0,70
ПС Знаменка 110кВ	15	0,52	0,8	0,95	6,36	0,54	1,54
ПС Знаменка 110кВ	15	0,51	0,57	0,76	5,10	0,67	1,12
ПС Первомайская 110кВ	6,3	0,55	0,62	0,83	13,16	0,66	1,13
ПС Райково 110кВ	16	4,24	2,82	5,09	31,83	0,83	0,67
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	6,3	2,55	1,67	3,05	48,38	0,84	0,65
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	6,3	0,6	0,35	0,69	11,03	0,86	0,58
ПС Западная 110кВ	25	8,98	4,09	9,87	39,47	0,91	0,46
ПС Западная 110кВ	25	11,4	4,78	12,36	49,45	0,92	0,42
ПС Насосная 110кВ	10	1,35	0,62	1,49	14,86	0,91	0,46
ПС Насосная 110кВ	10	3,38	1,96	3,91	39,07	0,87	0,58
ПС Рассвет 110кВ	40	0	0	0,00	0,00		
ПС Рассвет 110кВ	40	7,37	2,93	7,93	19,83	0,93	0,40
ПС Черногорская-городская 110кВ	25	7,3	3,83	8,24	32,97	0,89	0,52
ПС Черногорская-городская 110кВ	25	1,6	0,58	1,70	6,81	0,94	0,36
ПС Сибирь 110кВ	25	0	0	0,00	0,00		

## Окончание таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8
ПС Сибирь 110кВ	25	1,01	0,61	1,18	4,72	0,86	0,60
ПС Калининская 110кВ	40	9,07	2,39	9,38	23,45	0,97	0,26
ПС Калининская 110кВ	40	7,55	1,99	7,81	19,52	0,97	0,26
ПС Элеваторная 110кВ	10	4,51	2,85	5,34	53,35	0,85	0,63
ПС Элеваторная 110кВ	10	0	0	0,00	0,00		
ПС Южная 110кВ	25	7,99	2,91	8,50	34,01	0,94	0,36
ПС Южная 110кВ	25	4,85	1,09	4,97	19,88	0,98	0,22
ПС Подсине 110кВ	10	1,55	1,39	2,08	20,82	0,74	0,90
ПС Подсине 110кВ	10	2,79	1,87	3,36	33,59	0,83	0,67
ПС Юго-Западная 110кВ	16	3,18	0,65	3,25	20,29	0,98	0,20
ПС Юго-Западная 110кВ	16	5,17	1,54	5,39	33,72	0,96	0,30
ПС Северная 110кВ	25	0	0	0,00	0,00		
ПС Северная 110кВ	25	9,16	2,84	9,59	38,36	0,96	0,31
ПС Гидролизная 110кВ	25	2,14	0,96	2,35	9,38	0,91	0,45
ПС Гидролизная 110кВ	25	1,45	1,65	2,20	8,79	0,66	1,14
ПС КСК 110кВ	31,5	5,67	2,75	6,30	20,01	0,90	0,49
ПС КСК 110кВ	31,5	0,67	1,7	1,83	5,80	0,37	2,54

По данным таблицы 5 видно, что большая часть трансформаторов загружена менее чем на 30% (Рисунок 4), при таком режиме работы трансформаторы имеют большие потери холостого хода. Для предотвращения больших потерь холостого хода стоит на время оставлять в работе всего один трансформатор, а при повышении нагрузки подключать второй.

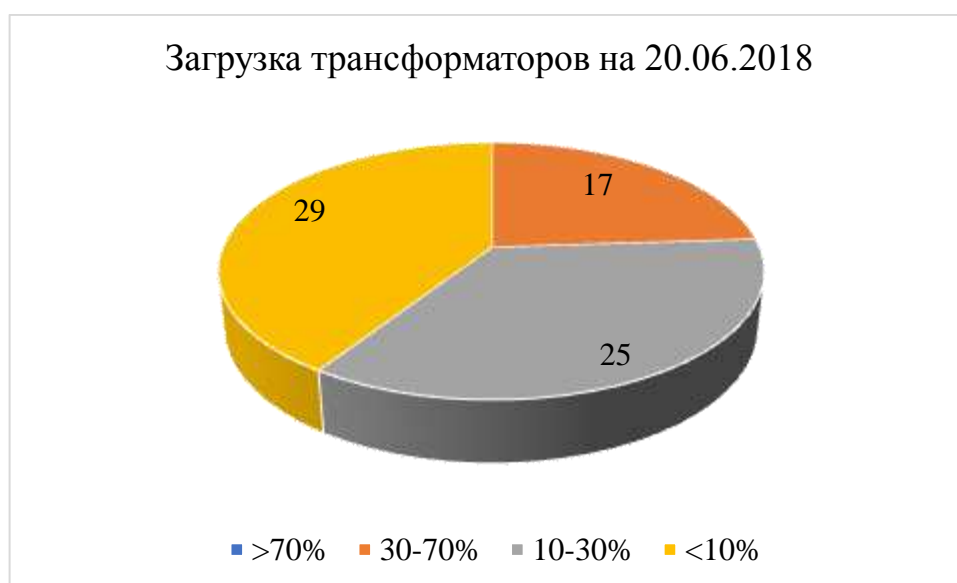


Рисунок 4 – Загрузка трансформаторов на 20.06.2018

Проанализируем контрольные замеры от 18.12.2019, представленные в таблице 6. В таблице Р и Q – соответственно активная реактивная мощности по замерам, S, tgφ, cosφ – расчетные параметры режима. Коэффициент загрузки определялся по формуле 1.

Таблица 6 – Данные контрольных замеров от 18.12.2019 года

Подстанция	Номиналь- ная мощ- ность тр-ра, МВА	Р, МВт	Q, МВАр	S, МВА	Загрузка транс- форматора, %	cosφ	tgφ
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС Орджоникидзе 110кВ	10	0	0	0,00	0,00		
ПС Орджоникидзе 110кВ	10	0,98	0,32	1,03	10,31	0,95	0,33
ПС Копьево 110кВ	10	2,95	1,01	3,12	31,18	0,95	0,34
ПС Копьево 110кВ	10	1,12	0,35	1,17	11,73	0,95	0,31
ПС Шира 110кВ	25	6,69	2,37	7,10	28,39	0,94	0,35
ПС Шира 110кВ	25	5,91	2,24	6,32	25,28	0,94	0,38
ПС Беренжак 110кВ	10	3,74	1,73	4,12	41,21	0,91	0,46
ПС Карак 110кВ	6,3	1,34	0,36	1,39	22,02	0,97	0,27
ПС Карак 110кВ	6,3	1,47	0,3	1,50	23,81	0,98	0,20
ПС Электрокотельная №1 110кВ	25	9,79	0,87	9,83	39,31	1,00	0,09
ПС Электрокотельная №1 110кВ	25	7,71	0,72	7,74	30,97	1,00	0,09
ПС Дзержинская 3 110кВ	40	8,67	8,75	12,32	30,79	0,70	1,01
ПС Дзержинская 3 110кВ	40	10,55	7,89	13,17	32,94	0,80	0,75
ПС Карат 110кВ	6,3	0	0	0,00	0,00		
ПС Карат 110кВ	6,3	0,13	0,07	0,15	2,34	0,88	0,54
ПС Сарагаш 110кВ	6,3	0,7	0,28	0,75	11,97	0,93	0,40
ПС Сарагаш 110кВ	6,3	1,21	0,38	1,27	20,13	0,95	0,31
ПС Боград 110кВ	25	2,87	0,95	3,02	12,09	0,95	0,33
ПС Боград 110кВ	25	3,3	1,55	3,65	14,58	0,91	0,47
ПС Дзержинская 2 110кВ	6,3	2,03	1,33	2,43	38,52	0,84	0,66
ПС Дзержинская 2 110кВ	10	3,68	2,02	4,20	41,98	0,88	0,55
ПС ГПП-2 110кВ	40	2,2	1,69	2,77	6,94	0,79	0,77
ПС ГПП-2 110кВ	40	4,75	2,79	5,51	13,77	0,86	0,59
ПС Гладенькая 110кВ	6,3	0	0	0,00	0,00		
ПС Гладенькая 110кВ	6,3	0,35	0,22	0,41	6,56	0,85	0,63
ПС ГПП-4 110кВ	16	4,25	1,29	4,44	27,76	0,96	0,30
ПС ГПП-4 110кВ	16	3,44	0,97	3,57	22,34	0,96	0,28
ПС ГПП-3 110кВ	25	0,69	0,37	0,78	3,13	0,88	0,54
ПС ГПП-3 110кВ	25	0,47	0,14	0,49	1,96	0,96	0,30

## Окончание таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
ПС Стройбаза 110кВ	16	2,36	1,25	2,67	16,69	0,88	0,53
ПС Стройбаза 110кВ	16	4,35	1,7	4,67	29,19	0,93	0,39
ПС Чалпан 110кВ	6,3	3,13	1,85	3,64	57,71	0,86	0,59
ПС Чалпан 110кВ	6,3	1,45	0,8	1,66	26,29	0,88	0,55
ПС Очурь 110кВ	6,3	0,37	0,25	0,45	7,09	0,83	0,68
ПС Очурь 110кВ	6,3	2,12	0,78	2,26	35,86	0,94	0,37
ПС Лукьяновская 110кВ	10	0,94	0,49	1,06	10,60	0,89	0,52
ПС Лукьяновская 110кВ	10	1,26	0,55	1,37	13,75	0,92	0,44
ПС Дзержинская 1 110кВ	25	3,41	1,54	3,74	14,97	0,91	0,45
ПС Дзержинская 1 110кВ	25	3,6	3,04	4,71	18,85	0,76	0,84
ПС Знаменка 110кВ	15	0,44	0,48	0,65	4,34	0,68	1,09
ПС Знаменка 110кВ	15	0,8	0,53	0,96	6,40	0,83	0,66
ПС Первомайская 110кВ	6,3	0,85	0,57	1,02	16,24	0,83	0,67
ПС Райково 110кВ	16	10,21	5,78	11,73	73,33	0,87	0,57
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	6,3	4,88	1,8	5,20	82,56	0,94	0,37
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	6,3	1,1	0,29	1,14	18,06	0,97	0,26
ПС Западная 110кВ	25	7,21	2,3	7,57	30,27	0,95	0,32
ПС Западная 110кВ	25	17,07	6,35	18,21	72,85	0,94	0,37
ПС Насосная 110кВ	10	1,71	0,43	1,76	17,63	0,97	0,25
ПС Насосная 110кВ	10	7,26	2,53	7,69	76,88	0,94	0,35
ПС Рассвет 110кВ	40	6,78	1,96	7,06	17,64	0,96	0,29
ПС Рассвет 110кВ	40	9,19	3,15	9,71	24,29	0,95	0,34
ПС Черногорская-городская 110кВ	25	6,18	2,83	6,80	27,19	0,91	0,46
ПС Черногорская-городская 110кВ	25	3,77	0,6	3,82	15,27	0,99	0,16
ПС Сибирь 110кВ	25	1,48	0,49	1,56	6,24	0,95	0,33
ПС Сибирь 110кВ	25	1,98	1,45	2,45	9,82	0,81	0,73
ПС Калининская 110кВ	40	11,97	2,66	12,26	30,65	0,98	0,22
ПС Калининская 110кВ	40	10,72	2,03	10,91	27,28	0,98	0,19
ПС Элеваторная 110кВ	10	4,4	1,88	4,78	47,85	0,92	0,43
ПС Элеваторная 110кВ	10	3,4	1,12	3,58	35,80	0,95	0,33
ПС Южная 110кВ	25	11,36	1,79	11,50	46,00	0,99	0,16
ПС Южная 110кВ	25	10,24	1,92	10,42	41,67	0,98	0,19
ПС Подсинее 110кВ	10	4,54	1,92	4,93	49,29	0,92	0,42
ПС Подсинее 110кВ	10	3,2	0,95	3,34	33,38	0,96	0,30
ПС Юго-Западная 110кВ	16	7,54	1,48	7,68	48,02	0,98	0,20
ПС Юго-Западная 110кВ	16	11,28	1,88	11,44	71,47	0,99	0,17
ПС Северная 110кВ	25	4,97	1,6	5,22	20,88	0,95	0,32
ПС Северная 110кВ	25	9,22	2,35	9,51	38,06	0,97	0,25
ПС Гидролизная 110кВ	25	3,37	1,14	3,56	14,23	0,95	0,34
ПС Гидролизная 110кВ	25	1,5	1,4	2,05	8,21	0,73	0,93
ПС КСК 110кВ	31,5	7,58	2,92	8,12	25,79	0,93	0,39
ПС КСК 110кВ	31,5	2,22	1,34	2,59	8,23	0,86	0,60



Из рисунка 5 видно, что 34% от общего количества рассмотренных трансформаторов достаточно загружены, но при этом, имеется значительная часть незагруженных трансформаторов. На некоторых подстанциях загрузка минимальная, трансформаторы работают практически на холостом ходу. Например, на ПС Карат 110кВ даже при условии работы в зимний период с одним отключенным трансформатором, второй загружен всего лишь на 2,34%.

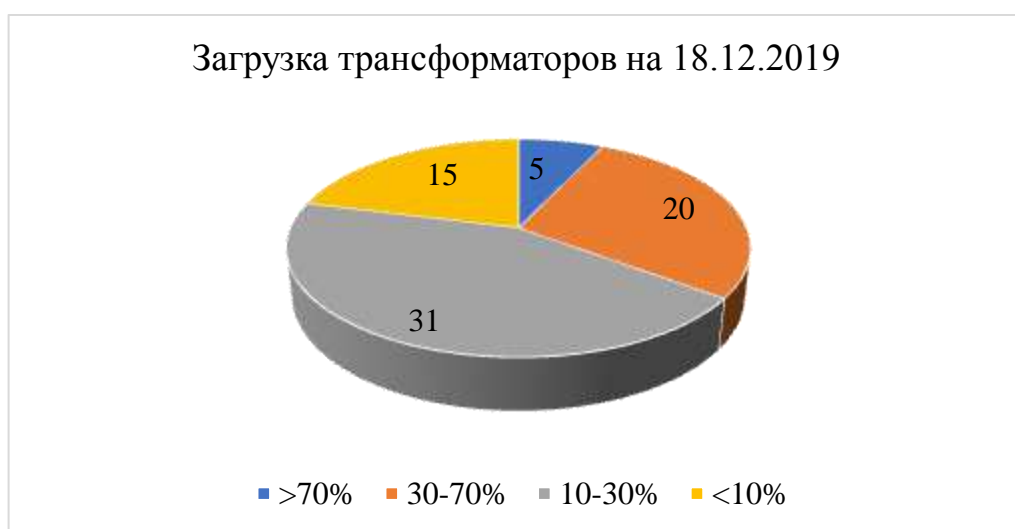


Рисунок 5 – Загрузка трансформаторов на 18.12.2019

Проанализируем контрольные замеры от 19.06.2019, представленные в таблице 7. В таблице Р и Q – соответственно активная реактивная мощности по замерам, S, tgφ, cosφ – расчетные параметры режима. Коэффициент загрузки определялся по формуле 1.

Таблица 7 – Данные контрольных замеров от 19.06.2019

Подстанция	Номинальная мощность тр-ра, МВА	Р, МВт	Q, МВАр	S, МВА	Загрузка трансформатора, %	cosφ	tgφ
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС Орджоникидзе 110кВ	10	0	0	0,00	0,00		
ПС Орджоникидзе 110кВ	10	0,55	0,3	0,63	6,26	0,88	0,55

ПС Копьево 110кВ	10	2,06	0,87	2,24	22,36	0,92	0,42
------------------	----	------	------	------	-------	------	------

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8
ПС Копьево 110кВ	10	0,46	0,36	0,58	5,84	0,79	0,78
ПС Шира 110кВ	25	3,37	1,67	3,76	15,04	0,90	0,50
ПС Шира 110кВ	25	3,76	1,95	4,24	16,94	0,89	0,52
ПС Беренжак 110кВ	10	3,94	2,07	4,45	44,51	0,89	0,53
ПС Карак 110кВ	6,3	0,42	0,26	0,49	7,84	0,85	0,62
ПС Карак 110кВ	6,3	0,54	0,21	0,58	9,20	0,93	0,39
ПС Электрокотельная №1 110кВ	25	0	0,21	0,21	0,84	0,00	
ПС Электрокотельная №1 110кВ	25	0	0,21	0,21	0,84	0,00	
ПС Дзержинская 3 110кВ	40	9,32	8,44	12,57	31,43	0,74	0,91
ПС Дзержинская 3 110кВ	40	11,47	9,26	14,74	36,85	0,78	0,81
ПС Карат 110кВ	6,3	0,39	0,17	0,43	6,75	0,92	0,44
ПС Карат 110кВ	6,3	0	0	0,00	0,00		
ПС Сарагаш 110кВ	6,3	0,39	0,19	0,43	6,89	0,90	0,49
ПС Сарагаш 110кВ	6,3	0,81	0,4	0,90	14,34	0,90	0,49
ПС Боград 110кВ	25	1,61	0,2	1,62	6,49	0,99	0,12
ПС Боград 110кВ	25	2,29	1,57	2,78	11,11	0,82	0,69
ПС Дзержинская 2 110кВ	6,3	2,32	1,43	2,73	43,26	0,85	0,62
ПС Дзержинская 2 110кВ	10	3,24	0,31	3,25	32,55	1,00	0,10
ПС ГПП-2 110кВ	40	0	0	0,00	0,00		
ПС ГПП-2 110кВ	40	3,73	3,31	4,99	12,47	0,75	0,89
ПС Гладенькая 110кВ	6,3	0	0	0,00	0,00		
ПС Гладенькая 110кВ	6,3	0,03	0,02	0,04	0,57	0,83	0,67
ПС ГПП-4 110кВ	16	1,93	0,56	2,01	12,56	0,96	0,29
ПС ГПП-4 110кВ	16	2,24	0,7	2,35	14,67	0,95	0,31
ПС ГПП-3 110кВ	25	0,3	0,26	0,40	1,59	0,76	0,87
ПС ГПП-3 110кВ	25	0,19	0,26	0,32	1,29	0,59	1,37
ПС Стройбаза 110кВ	16	0	0	0,00	0,00		
ПС Стройбаза 110кВ	16	5,21	2,89	5,96	37,24	0,87	0,55
ПС Чалпан 110кВ	6,3	2,78	1,61	3,21	50,99	0,87	0,58
ПС Чалпан 110кВ	6,3	1,58	1,34	2,07	32,88	0,76	0,85
ПС Очуры 110кВ	6,3	0,17	0,21	0,27	4,29	0,63	1,24
ПС Очуры 110кВ	6,3	1,22	0,59	1,36	21,51	0,90	0,48
ПС Лукьяновская 110кВ	10	3,02	0,51	3,06	30,63	0,99	0,17
ПС Лукьяновская 110кВ	10	0,93	0,54	1,08	10,75	0,86	0,58
ПС Дзержинская 1 110кВ	25	1,43	0,51	1,52	6,07	0,94	0,36
ПС Дзержинская 1 110кВ	25	3,02	2,5	3,92	15,68	0,77	0,83
ПС Знаменка 110кВ	15	0,33	0,69	0,76	5,10	0,43	2,09
ПС Знаменка 110кВ	15	0,47	0,56	0,73	4,87	0,64	1,19
ПС Первомайская 110кВ	6,3	0,47	0,62	0,78	12,35	0,60	1,32
ПС Райково 110кВ	16	2,64	2,01	3,32	20,74	0,80	0,76
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	6,3	2,09	1,28	2,45	38,90	0,85	0,61

ПС Ташеба-Сельская 110кВ	6,3	0,66	0,61	0,90	14,27	0,73	0,92
--------------------------	-----	------	------	------	-------	------	------

Окончание таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8
ПС Западная 110кВ	25	8,37	4,15	9,34	37,37	0,90	0,50
ПС Западная 110кВ	25	7,46	2,93	8,01	32,06	0,93	0,39
ПС Насосная 110кВ	10	1,33	0,49	1,42	14,17	0,94	0,37
ПС Насосная 110кВ	10	3,18	1,74	3,62	36,25	0,88	0,55
ПС Рассвет 110кВ	40	2,41	0,78	2,53	6,33	0,95	0,32
ПС Рассвет 110кВ	40	4,77	1,89	5,13	12,83	0,93	0,40
ПС Черногорская-городская 110кВ	25	5,12	2,08	5,53	22,11	0,93	0,41
ПС Черногорская-городская 110кВ	25	3,94	1,24	4,13	16,52	0,95	0,31
ПС Сибирь 110кВ	25	0,73	0,46	0,86	3,45	0,85	0,63
ПС Сибирь 110кВ	25	0,95	0,95	1,34	5,37	0,71	1,00
ПС Калининская 110кВ	40	8,82	3,18	9,38	23,44	0,94	0,36
ПС Калининская 110кВ	40	6,11	1,88	6,39	15,98	0,96	0,31
ПС Элеваторная 110кВ	10	2,32	1,4	2,71	27,10	0,86	0,60
ПС Элеваторная 110кВ	10	2,31	1,38	2,69	26,91	0,86	0,60
ПС Южная 110кВ	25	6,04	2,06	6,38	25,53	0,95	0,34
ПС Южная 110кВ	25	5,36	1,82	5,66	22,64	0,95	0,34
ПС Подсине 110кВ	10	1,89	1,45	2,38	23,82	0,79	0,77
ПС Подсине 110кВ	10	2,24	1,74	2,84	28,36	0,79	0,78
ПС Юго-Западная 110кВ	16	2,9	0,5	2,94	18,39	0,99	0,17
ПС Юго-Западная 110кВ	16	6,45	1,69	6,67	41,67	0,97	0,26
ПС Северная 110кВ	25	3,03	1,47	3,37	13,47	0,90	0,49
ПС Северная 110кВ	25	7,19	2,69	7,68	30,71	0,94	0,37
ПС Гидролизная 110кВ	25	1,74	0,86	1,94	7,76	0,90	0,49
ПС Гидролизная 110кВ	25	1,58	1,52	2,19	8,77	0,72	0,96
ПС КСК 110кВ	31,5	6,14	4,35	7,52	23,89	0,82	0,71
ПС КСК 110кВ	31,5	1,1	1,1	1,56	4,94	0,71	1,00

Согласно диаграмме на рисунке 6, большая часть трансформаторов имеет малую загрузку по мощности. Наименьшую загрузку трансформатора мы видим на ПС Гладенькая 110кВ, при условии, что в работе находится всего лишь один трансформатор. Всего лишь пятая часть от числа всех трансформаторов имеет достаточную загрузку.

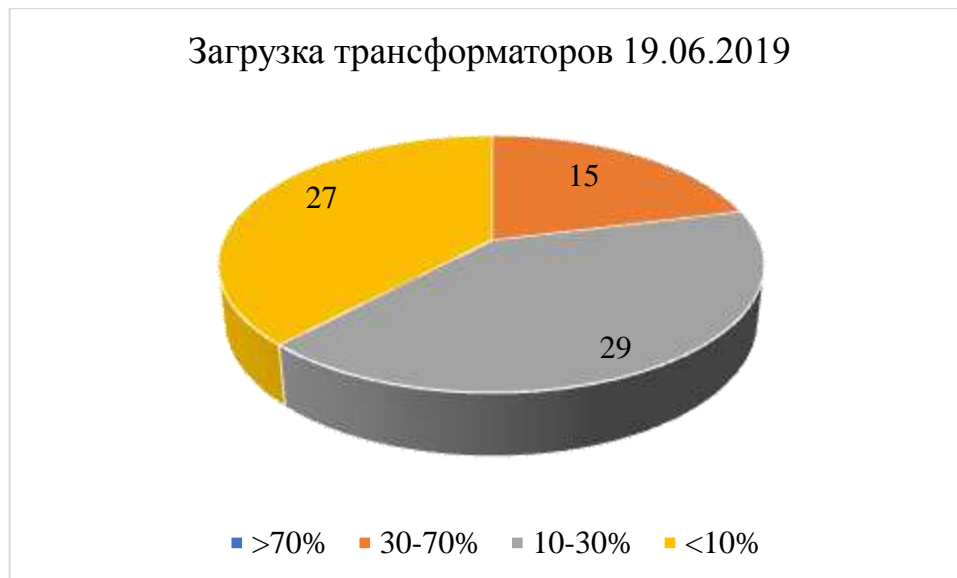


Рисунок 6 – Загрузка трансформаторов на 19.06.2019

### 3 Анализ загруженных подстанций

#### 3.1 Анализ подстанции Ташеба-Сельская 110кВ

На рисунке 7 представлен график загрузки трансформатора в режиме N-1 подстанции Ташеба-Сельская 110кВ.



Рисунок 7- Загрузка трансформатора в режиме N-1 на подстанции Ташеба-Сельская 110кВ за 2011-2018 года

Как видно из рисунка 7, начиная с 2012 года идет тренд на увеличение проходимой мощности через подстанцию и на данный момент в режиме N-1 второй трансформатор будет перегружен, что недопустимо. В таблице 8 представлен коэффициент загрузки данной подстанции.

Таблица 8 – Показатели  $tg\varphi$  в течение 2019 года на ПС Ташеба-Сельская 110кВ

Ме- сяц	Ян- варь	Фев- раль	Мар- т	Ап- рель	Май	Июн- ь	Июл- ь	Ав- густ	Сен- тябрь	Ок- тябрь	Но- ябрь	Де- кабрь
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
$tg\varphi$	0,26	0,26	0,33	0,37	0,42	0,57	0,59	0,53	0,39	0,32	0,25	0,26

### 3.2 Анализ подстанции Юго-Западная 110кВ

На рисунке 8 представлена загруженность трансформатора на подстанции Юго-Западная в режиме N-1.



Рисунок 8 - Загрузка трансформатора в режиме N-1 на подстанции Юго-Западная 110кВ за 2011-2018 года

По данному графику видно, что в 2012 году был резкий скачок проходимой через подстанцию полной мощности, а начиная с 2016 года нагрузка на трансформатор в режиме, когда один из трансформаторов отключен, является недопустимой. На подстанции Юго-Западная установлены 2 трансформатора: ТДН-16000/110-79У1 и ТДН-16000/110-66У1, мощностью по 12 МВА. Из этого можно сделать вывод, что нужно увеличивать пропускную способность. В таблице 9 представлен коэффициент загрузки данной подстанции.

Таблица 9 – Показатели  $tg\varphi$  в течение 2019 года на ПС Юго-Западная 110кВ

Ме- сяц	Ян- варь	Фев- раль	Мар т	Ап- рель	Ма й	Июн ь	Июл ь	Ав- густ	Сен- тябрь	Ок- тябрь	Но- ябрь	Де- кабрь
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
$tg\varphi$	0,16	0,16	0,18	0,18	0,2	0,27	0,3	0,29	0,21	0,18	0,17	0,16

### 3.3 Анализ подстанции Западная 110кВ

На рисунке 9 представлена загрузка трансформатора на подстанции Западная 110кВ в режиме N-1.

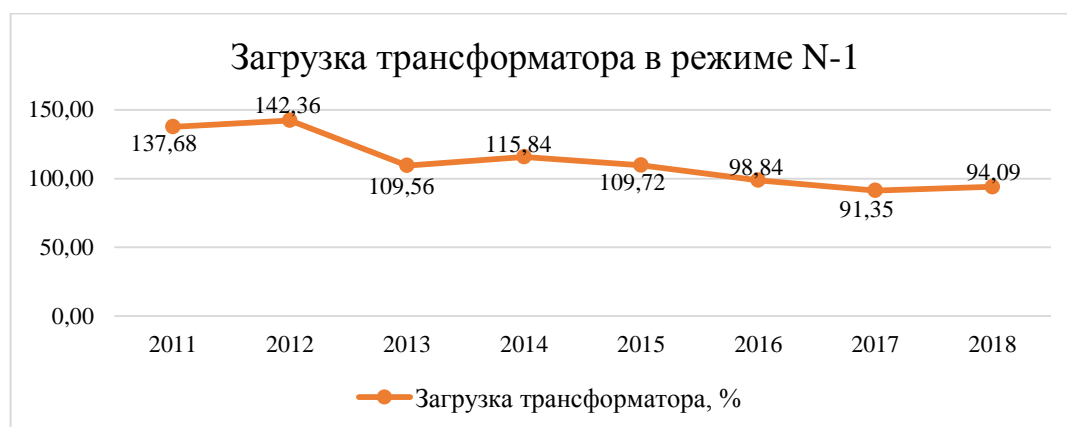


Рисунок 9 - Загрузка трансформатора в режиме N-1 на подстанции Западная 110кВ за 2011-2018 года

На данном графике видно, что в 2011 году загрузка трансформатора в режиме N-1 была равна 137,68%, что приводит к выходу из строя трансформатора. Пиковая загрузка трансформатора в данном режиме была в 2012 го-

ду, после чего каждый год уменьшалась и в 2018 году стала 94,09%. По данным на 18.12.2019 (таблица 6), трансформаторы данной подстанции загружены на 30,27% и 72,85% соответственно, следовательно в режиме N-1 загрузка будет равна 103,12%. Подстанция Западная 110кВ нуждается в увеличении пропускной способности. В таблице 10 представлен коэффициент загрузки данной подстанции.

Таблица 10 – Показатели  $t_{g\phi}$  в течение 2019 года на ПС Западная 110кВ

Ме- сяц	Ян- варь	Фев- раль	Мар т	Ап- рель	Май	Июн ь	Июл ь	Ав- густ	Сен- тябрь	Ок- тябрь	Но- ябрь	Де- кабрь
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
$t_{g\phi}$	0,27	0,27	0,33	0,34	0,37	0,37	0,39	0,38	0,32	0,33	0,31	0,29

### 3.4 Анализ подстанции Северная 110кВ

На рисунке 10 представлена загрузка трансформатора на подстанции Северная 110кВ в режиме N-1.



Рисунок 10 - Загрузка трансформатора в режиме N-1 на подстанции Северная 110кВ за 2011-2018 года

На подстанции Северная 110кВ в 2012 году был резкое увеличение проходящей полной мощности через подстанцию, за которым следовало уменьшение этой же мощности. Но в 2016-2018 года трансформатор снова

был нагружен больше допустимой мощности в режиме N-1. На подстанции Северная 110кВ требуется провести мероприятия по повышению пропускной способности. В таблице 11 представлен коэффициент загрузки данной подстанции.

Таблица 11 – Показатели  $tg\varphi$  в течение 2019 года на ПС Западная 110кВ

Ме- сяц	Ян- варь	Фев- раль	Мар- т	Ап- рель	Май	Июн- ь	Июл- ь	Ав- густ	Сен- тябрь	Ок- тябрь	Но- ябрь	Де- кабрь
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
$tg\varphi$	0,18	0,18	0,23	0,26	0,27	0,3	0,33	0,32	0,27	0,24	0,2	0,18

### 3.5 Анализ подстанции Аршаново 35кВ

На рисунке 11 представлена загрузка трансформатора на подстанции Аршаново 35кВ в режиме N-1.



Рисунок 11 - Загрузка трансформатора в режиме N-1 на подстанции Аршаново 35кВ за 2011-2018 года

На рисунке 11 виден тренд на увеличение загрузки трансформатора, что обусловлено ростом потребления электрической энергии. На подстанции Аршаново 35кВ установлены трансформаторы ТМН-1600/35 и ТН-1600/35,



мощностью 1.6 МВА. В ситуации, когда один из этих трансформаторов придется отключить для вывода в ремонт или в аварийной ситуации, второй трансформатор будет загружен на 109.7%. В таблице 12 представлен коэффициент загрузки данной подстанции.

Таблица 12 – Показатели  $tg\varphi$  в течение 2019 года на ПС Западная 110кВ

Ме- сяц	Ян- варь	Фев- раль	Мар т	Ап- рель	Май	Июн ь	Июл ь	Ав- густ	Сен- тябрь	Ок- тябрь	Но- ябрь	Де- кабрь
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
$tg\varphi$	0,34	0,35	0,39	0,41	0,46	0,49	0,56	0,6	0,48	0,44	0,34	0,3

#### 4 Расчет и установка компенсирующих устройств

В среднем в сетях 6-10 кВ доля технологических потерь составляет около 8-12% от величины отпущенной электроэнергии. Потери в большей степени зависят от коэффициента реактивной мощности, передаваемой потребителям по элементам сети. Например, при изменении коэффициента мощности  $tg\varphi$  от 0,5 до 0,8 потери электроэнергии увеличиваются на 20%.

##### 4.1 Расчет компенсирующих устройств для подстанции Аршаново 35кВ

В течение года, а именно, в 7 из 12 месяцев на подстанции Аршаново 35кВ наблюдается повышенный  $tg\varphi(>0,4)$ , и достигал максимального значения  $tg\varphi_{max}=0,6$  в августе 2019года (таблица 2).

Предлагается установить на ПС Аршаново 35кВ компенсирующие устройства, чтобы снизить  $tg\varphi$ , уменьшить потери электроэнергии и повысить пропускную способность. Одним из наиболее эффективных способов уменьшения коэффициента реактивной мощности  $tg\varphi$  и снижения потерь электроэнергии является установка батарей статических конденсаторов. БСК состоит из групп силовых конденсаторов, собранных в стальные несущие силовые блоки и закрепленные на изоляторах.

Выбор мощности производится по условию минимума приведенных затрат с учетом стоимости компенсирующих устройств и ожидаемого эффекта от внедрения данного мероприятия.

Таблица 13 – Потребляемая мощность ПС Аршаново 35кВ летнего периода

Подстан-ция	Дисп. но-мер	Тип	Номинальное напряжение обмоток, кВ	Номинальная мощность, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВ А	Загрузка трансформатора, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Аршаново 35кВ	1Т	ТМН-1600/35	35/11.0	1,6	0,31	0,21	0,47	29,26
ПС Аршаново 35кВ	2Т	ТН-1600/35	35/10.5	1,6	0,48	0,4	1,29	80,43

Расчет мощности компенсирующих устройств реактивной мощности по данным таблицы 13:

$$Q_{\text{расч.мах}} = P_{\text{расч}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{н}}, \quad (2)$$

где  $\text{tg}\varphi_{\text{н}}$  – нормативное значение принимаем 0,4.

$$Q_{\text{расч.мах}} = 790 \cdot 0,4 = 316 \text{ кВАр}$$

$$Q_{\text{расч.КУ}} = Q_{\text{расч.1}} - Q_{\text{расч.мах}} \quad (3)$$

$$Q_{\text{расч.КУ}} = 610 - 316 = 294 \text{ кВАр}$$

Для выполнения условия по компенсации реактивной мощности, устанавливаем на обе секции шин 2 КУ мощностью по 150 кВАр, компенсирующее устройство выбираем марки УКРМ-10,5-150-50.

Конденсаторная установка УКРМ-10,5-150-50 предназначена для компенсации реактивной мощности на шинах распределительных подстанций, а также в электрических распределительных сетях промышленных предприятий. Может использоваться как, индивидуальная высоковольтная КУ, которая компенсирует реактивную мощность непосредственно у потребителя.

Тогда, фактическая мощность КУ на шинах 10 кВ будет равна:

$$Q_{\text{факт.КУ}} = n \cdot Q_{\text{КУ}}, \quad (4)$$

где n – количество компенсирующих устройств;

$Q_{КУ}$  – мощность компенсирующего устройства.

$$Q_{\text{факт.КУ}} = 2 \cdot 150 = 300 \text{ кВАр}$$

Оставшаяся реактивная мощность:

$$Q_{\text{расч.2}} = Q_{\text{расч.1}} - Q_{\text{факт.КУ}} \quad (5)$$

$$Q_{\text{расч.2}} = 610 - 300 = 310 \text{ кВАр}$$

Перерасчет коэффициента мощности с учетом устройств КРМ.

$$\text{tg}\varphi_{\text{рез}} = \frac{Q_{\text{расч}}}{P_{\text{расч}}} = \frac{310}{790} = 0,39 \quad (6)$$

Проверка соответствия условию компенсации реактивной мощности:

$$\text{tg}\varphi_{\text{рез}} \leq \text{tg}\varphi_{\text{н}}$$

$$0,39 \leq 0,4$$

Результирующее значение коэффициента лежит в допустимых пределах.

Таблица 14 – Потребляемая мощность ПС Аршаново 35кВ летнего периода после установки КУ

Подстанция	Дисп. номер	Тип	Номинальное напряжение обмоток, кВ	Номинальная мощность, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	Загрузка трансформатора, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Аршаново 35кВ	1Т	ТМН-1600/35	35/11.0	1,6	0,31	0,06	0,32	19,73
ПС Аршаново 35кВ	2Т	ТН-1600/35	35/10.5	1,6	0,48	0,25	0,54	33,83

Вычислим коэффициент загрузки трансформатора, оставшегося в работе в режиме N-1 в летний период по данным таблицы 14:

$$K_{\text{загр}(n-1)} = \frac{0,32+0,54}{1,6} \cdot 100\% = 53,75\% \quad (7)$$

Вывод: выполненная установка компенсирующего устройства УКРМ-10,5-150-50 позволила снизить tgφ до допустимых пределов, а также увеличить пропускную способность подстанции Аршаново 35кВ в летний период.

Дальнейший расчет и выбор ведется аналогично. Результаты расчета показаны в таблицах 16 и 19.

## 4.2 Расчет компенсирующих устройств для подстанций 110кВ ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго»

В формулах 8-10 представлен расчет потерь электроэнергии в трансформаторе на подстанции Беренжак 110кВ.

Определим время максимальных потерь:

$$\tau_3 = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760, \quad (8)$$

где  $T_{\max}$  – время наибольшей нагрузки (ч).

$$\tau_3 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405,29 \text{ ч}$$

Вычислим потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau, \quad (9)$$

где  $n$  – количество трансформаторов;

$\Delta P_x$  – потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{\text{кз}}$  – потери короткого замыкания, кВт;

$S_{\text{ном}}$  – номинальная полная мощность, кВА;

$S_{\text{расч}}$  – расчетная полная мощность, кВА.

$$\Delta W = 12 \cdot 8760 + 70 \left(\frac{4,45}{10}\right)^2 \cdot 2405,29 = 136950,3 \text{ кВт} \cdot \text{ч} =$$

136,95 МВт · ч,

где параметры трансформатора определены в [6,22].

Рассчитаем величину издержек на подстанции Беренжак 110кВ:

$$\Delta И = \Delta W \cdot T, \quad (10)$$

где  $\Delta W$  – потери электроэнергии, кВт · ч;

$T$  – тариф, рубль/кВт · ч.

$$\Delta И = 136,95 \cdot 1000 \cdot 2,97 = 406741,5 \text{ рублей} = 406,74 \text{ тыс. рублей}$$

Дальнейший расчет ведется аналогично. Результаты расчета показаны в таблицах 15, 17, 18 и 20.



Таблица 15 – Расчет потерь электроэнергии по данным от 19.06.2019

Подстанция	Номинальная мощность тр-ра, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	Загрузка трансформатора, %	cos φ	tgφ	P <sub>хх</sub> , кВт	P <sub>кз</sub> , кВт	T <sub>max</sub> , ч	τ, ч	ΔW, МВт*ч	Тариф, руб/кВт*ч	ΔИ, тыс. руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПС Орджоникидзе 110кВ	10	0	0	0,00	0,00			12	70	4000	2405,29	0	2,97	0
ПС Орджоникидзе 110кВ	10	0,55	0,3	0,63	6,26	0,88	0,55	12	70	4000	2405,29	105,78	2,97	314,17
ПС Копьево 110кВ	10	2,06	0,87	2,24	22,36	0,92	0,42	12	70	4000	2405,29	113,54	2,97	337,21
ПС Копьево 110кВ	10	0,46	0,36	0,58	5,84	0,79	0,78	12	70	4000	2405,29	105,69	2,97	313,91
ПС Шира 110кВ	25	3,37	1,67	3,76	15,04	0,90	0,50	24,5	140	4000	2405,29	222,24	2,97	660,06
ПС Шира 110кВ	25	3,76	1,95	4,24	16,94	0,89	0,52	24,5	140	4000	2405,29	224,29	2,97	666,13
ПС Беренжак 110кВ	10	3,94	2,07	4,45	44,51	0,89	0,53	11,5	76	4000	2405,29	136,95	2,97	406,74
ПС Карак 110кВ	6,3	0,42	0,26	0,49	7,84	0,85	0,62	6,5	35	4000	2405,29	57,46	2,97	170,65
ПС Карак 110кВ	6,3	0,54	0,21	0,58	9,20	0,93	0,39	6,5	35	4000	2405,29	57,65	2,97	171,23
ПС Электростанция №1 110кВ	25	0	0,21	0,21	0,84	0,00		19	120	4000	2405,29	166,46	2,97	494,39
ПС Электростанция №1 110кВ	25	0	0,21	0,21	0,84	0,00		19	120	4000	2405,29	166,46	2,97	494,39
ПС Дзержинская 3 110кВ	40	9,32	8,44	12,57	31,43	0,74	0,91	30	200	4000	2405,29	310,33	2,97	921,69
ПС Дзержинская 3 110кВ	40	11,47	9,26	14,74	36,85	0,78	0,81	30	200	4000	2405,29	328,14	2,97	974,56
ПС Карат 110кВ	6,3	0,39	0,17	0,43	6,75	0,92	0,44	6,5	35	4000	2405,29	57,32	2,97	170,25
ПС Карат 110кВ	6,3	0	0	0,00	0,00			6,5	35	4000	2405,29	0	2,97	0
ПС Сарагаш 110кВ	6,3	0,39	0,19	0,43	6,89	0,90	0,49	6,5	35	4000	2405,29	57,34	2,97	170,30
ПС Сарагаш 110кВ	6,3	0,81	0,4	0,90	14,34	0,90	0,49	6,5	35	4000	2405,29	58,67	2,97	174,25

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПС Боград 110кВ	25	1,61	0,2	1,62	6,49	0,99	0,12	21	130	4000	2405,29	185,28	2,97	550,27
ПС Боград 110кВ	25	2,29	1,57	2,78	11,11	0,82	0,69	21	130	4000	2405,29	187,82	2,97	557,82
ПС Дзержинская 2 110кВ	6,3	2,32	1,43	2,73	43,26	0,85	0,62	6,5	35	4000	2405,29	72,69	2,97	215,90
ПС Дзержинская 2 110кВ	10	3,24	0,31	3,25	32,55	1,00	0,10	12	70	4000	2405,29	122,96	2,97	365,18
ПС ГПП-2 110кВ	40	0	0	0,00	0,00			22	170	4000	2405,29	0	2,97	0
ПС ГПП-2 110кВ	40	3,73	3,31	4,99	12,47	0,75	0,89	22	170	4000	2405,29	199,08	2,97	591,25
ПС Гладенькая 110кВ	6,3	0	0	0,00	0,00			6,5	35	4000	2405,29	0	2,97	0
ПС Гладенькая 110кВ	6,3	0,03	0,02	0,04	0,57	0,83	0,67	6,5	35	4000	2405,29	56,94	2,97	169,12
ПС ГПП-4 110кВ	16	1,93	0,56	2,01	12,56	0,96	0,29	19	100	4000	2405,29	170,23	2,97	505,60
ПС ГПП-4 110кВ	16	2,24	0,7	2,35	14,67	0,95	0,31	19	100	4000	2405,29	171,61	2,97	509,70
ПС ГПП-3 110кВ	25	0,3	0,26	0,40	1,59	0,76	0,87	19	120	4000	2405,29	166,51	2,97	494,54
ПС ГПП-3 110кВ	25	0,19	0,26	0,32	1,29	0,59	1,37	19	120	4000	2405,29	166,49	2,97	494,47
ПС Стройбаза 110кВ	16	0	0	0,00	0,00			19	100	4000	2405,29	0	2,97	0
ПС Стройбаза 110кВ	16	5,21	2,89	5,96	37,24	0,87	0,55	19	100	4000	2405,29	199,79	2,97	593,38
ПС Чалпан 110кВ	6,3	2,78	1,61	3,21	50,99	0,87	0,58	6,5	35	4000	2405,29	78,83	2,97	234,13
ПС Чалпан 110кВ	6,3	1,58	1,34	2,07	32,88	0,76	0,85	6,5	35	4000	2405,29	66,04	2,97	196,15
ПС Очуры 110кВ	6,3	0,17	0,21	0,27	4,29	0,63	1,24	6,5	35	4000	2405,29	57,09	2,97	169,57
ПС Очуры 110кВ	6,3	1,22	0,59	1,36	21,51	0,90	0,48	6,5	35	4000	2405,29	60,84	2,97	180,68
ПС Лукьяновская 110кВ	10	3,02	0,51	3,06	30,63	0,99	0,17	12	70	4000	2405,29	120,91	2,97	359,11
ПС Лукьяновская 110кВ	10	0,93	0,54	1,08	10,75	0,86	0,58	12	70	4000	2405,29	107,07	2,97	317,99
ПС Дзержинская 1 110кВ	25	1,43	0,51	1,52	6,07	0,94	0,36	19	120	4000	2405,29	167,50	2,97	497,49

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПС Дзержинская 1 110кВ	25	3,02	2,5	3,92	15,68	0,77	0,83	19	120	4000	2405,29	173,54	2,97	515,41
ПС Знаменка 110кВ	15	0,33	0,69	0,76	5,10	0,43	2,09	65	137	4000	2405,29	570,26	2,97	1693,66
ПС Знаменка 110кВ	15	0,47	0,56	0,73	4,87	0,64	1,19	65	137	4000	2405,29	570,18	2,97	1693,44
ПС Первомайская 110кВ	6,3	0,47	0,62	0,78	12,35	0,60	1,32	6,5	35	4000	2405,29	58,22	2,97	172,92
ПС Райково 110кВ	16	2,64	2,01	3,32	20,74	0,80	0,76	15,8	90	4000	2405,29	147,72	2,97	438,72
ПС Ташеба- Сельская 110кВ	6,3	2,09	1,28	2,45	38,90	0,85	0,61	6,5	35	4000	2405,29	69,68	2,97	206,95
ПС Ташеба- Сельская 110кВ	6,3	0,66	0,61	0,90	14,27	0,73	0,92	6,5	35	4000	2405,29	58,65	2,97	174,20
ПС Западная 110кВ	25	8,37	4,15	9,34	37,37	0,90	0,50	19	120	4000	2405,29	206,75	2,97	614,04
ПС Западная 110кВ	25	7,46	2,93	8,01	32,06	0,93	0,39	19	120	4000	2405,29	196,11	2,97	582,43
ПС Насосная 110кВ	10	1,33	0,49	1,42	14,17	0,94	0,37	12	70	4000	2405,29	108,50	2,97	322,25
ПС Насосная 110кВ	10	3,18	1,74	3,62	36,25	0,88	0,55	12	70	4000	2405,29	127,24	2,97	377,91
ПС Рассвет 110кВ	40	2,41	0,78	2,53	6,33	0,95	0,32	30	200	4000	2405,29	264,73	2,97	786,25
ПС Рассвет 110кВ	40	4,77	1,89	5,13	12,83	0,93	0,40	30	200	4000	2405,29	270,71	2,97	804,02
ПС Черногорская- городская 110кВ	25	5,12	2,08	5,53	22,11	0,93	0,41	19	120	4000	2405,29	180,54	2,97	536,22
ПС Черногорская- городская 110кВ	25	3,94	1,24	4,13	16,52	0,95	0,31	19	120	4000	2405,29	174,32	2,97	517,73
ПС Сибирь 110кВ	25	0,73	0,46	0,86	3,45	0,85	0,63	21	130	4000	2405,29	184,33	2,97	547,47
ПС Сибирь 110кВ	25	0,95	0,95	1,34	5,37	0,71	1,00	21	130	4000	2405,29	184,86	2,97	549,04
ПС Калининская 110кВ	40	8,82	3,18	9,38	23,44	0,94	0,36	22	170	4000	2405,29	215,19	2,97	639,10
ПС Калининская 110кВ	40	6,11	1,88	6,39	15,98	0,96	0,31	22	170	4000	2405,29	203,16	2,97	603,40
ПС Элеваторная 110кВ	10	2,32	1,4	2,71	27,10	0,86	0,60	12	70	4000	2405,29	117,48	2,97	348,92



Окончание таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПС Элеваторная 110кВ	10	2,31	1,38	2,69	26,91	0,86	0,60	12	70	4000	2405,29	117,31	2,97	348,41
ПС Южная 110кВ	25	6,04	2,06	6,38	25,53	0,95	0,34	19	120	4000	2405,29	185,25	2,97	550,19
ПС Южная 110кВ	25	5,36	1,82	5,66	22,64	0,95	0,34	19	120	4000	2405,29	181,24	2,97	538,28
ПС Подсинее 110кВ	10	1,89	1,45	2,38	23,82	0,79	0,77	12	70	4000	2405,29	114,67	2,97	340,58
ПС Подсинее 110кВ	10	2,24	1,74	2,84	28,36	0,79	0,78	12	70	4000	2405,29	118,67	2,97	352,44
ПС Юго-Западная 110кВ	16	2,9	0,5	2,94	18,39	0,99	0,17	15,8	90	4000	2405,29	145,73	2,97	432,82
ПС Юго-Западная 110кВ	16	6,45	1,69	6,67	41,67	0,97	0,26	15,8	90	4000	2405,29	176,00	2,97	522,73
ПС Северная 110кВ	25	3,03	1,47	3,37	13,47	0,90	0,49	21	130	4000	2405,29	189,63	2,97	563,21
ПС Северная 110кВ	25	7,19	2,69	7,68	30,71	0,94	0,37	21	130	4000	2405,29	213,44	2,97	633,93
ПС Гидролизная 110кВ	25	1,74	0,86	1,94	7,76	0,90	0,49	19	120	4000	2405,29	168,18	2,97	499,49
ПС Гидролизная 110кВ	25	1,58	1,52	2,19	8,77	0,72	0,96	19	120	4000	2405,29	168,66	2,97	500,92
ПС КСК 110кВ	31,5	6,14	4,35	7,52	23,89	0,82	0,71	95	195	4000	2405,29	858,96	2,97	2551,13
ПС КСК 110кВ	31,5	1,1	1,1	1,56	4,94	0,71	1,00	95	195	4000	2405,29	833,34	2,97	2475,03

Всего издержек: 35875,52 тыс. рублей.

По результатам таблицы 15 можно сделать вывод, что имеется достаточно много подстанций с большими потерями и большим коэффициентом мощности. Требуется установка компенсирующих устройств, они будут выбраны для тех подстанций, на которых большой  $\text{tg}\varphi$  и реактивная мощность. Данные по выбору компенсирующих устройств представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор компенсирующих устройств по данным от 19.06.2019

Подстанция	P, МВт	Pрасч, МВт	Q, МВАр	Qрасч 1, МВАр	Qрасч.ма х, МВАр	Qрасч.К У, кВАр	QКУ , кВА р	Qфакт.К У, кВАр	Qрасч 2, кВАр	Название КУ	Коли- чество, шт	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ПС Копьево 110кВ	2,06	2,52	0,87	1,23	1,008	222	250	500	730	УКРП57-10,5-250	2	165800	331600
ПС Копьево 110кВ	0,46		0,36										
ПС Шира 110кВ	3,37	7,13	1,67	3,62	2,852	768	450	900	2720	УКРП57-10,5-900	2	187600	375200
ПС Шира 110кВ	3,76		1,95										
ПС Беренжак 110кВ	3,94	3,94	2,07	2,07	1,576	494	600	600	1470	УКРП57-10,5-600	1	201400	201400
ПС Дзержинская 3 110кВ	9,32	20,79	8,44	17,7	8,316	9384	3000	12000	5700	УКРП57-6,3-3000	4	382600	1530400
ПС Дзержинская 3 110кВ	11,47		9,26										
ПС ГПП-2 110кВ	0	3,73	0	3,31	1,492	1818	900	1800	1510	УКРП57-6,3-900	2	217900	435800
ПС ГПП-2 110кВ	3,73		3,31										
ПС ГПП-3 110кВ	0,3	0,49	0,26	0,52	0,196	324	250	500	20	УКРП57-10,3-250	2	165800	331600
ПС ГПП-3 110кВ	0,19		0,26										
ПС Стройбаза 110кВ	0	5,21	0	2,89	2,084	806	900	900	1990	УКРМ-10,5-900	1	217900	217900
ПС Стройбаза 110кВ	5,21		2,89										
ПС Чалпан 110кВ	2,78	4,36	1,61	2,95	1,744	1206	600	1200	1750	УКРП57-6,3-600	2	201400	402800
ПС Чалпан 110кВ	1,58		1,34										
ПС Очуры 110кВ	0,17	1,39	0,21	0,8	0,556	244	250	500	300	УКРМ-10,5-150	2	165800	331600
ПС Очуры 110кВ	1,22		0,59										
ПС Дзержинская 1 110кВ	1,43	4,45	0,51	3,01	1,78	1230	600	1200	1810	УКРП57-10,5-600	2	201400	402800
ПС Дзержинская 1 110кВ	3,02		2,5										
ПС Райково 110кВ	2,64	2,64	2,01	2,01	1,056	954	900	900	1110	УКРМ-10,5-900	1	217900	217900

Окончание таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ПС Знаменка 110кВ	0,33	0,8	0,69	1,25	0,32	930	600	1200	50	УКРП57-10,5-600	2	201400	402800
ПС Знаменка 110кВ	0,47		0,56										
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	2,09	2,75	1,28	1,89	1,1	790	450	900	990	УКРМ-10,5-450	2	187600	375200
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	0,66		0,61										
ПС Западная 110кВ	8,37	15,83	4,15	7,08	6,332	748	600	1200	5880	УКРП57-10,5-600	2	201400	402800
ПС Западная 110кВ	7,46		2,93										
ПС Насосная 110кВ	1,33	4,51	0,49	2,23	1,804	426	300	600	1630	УКРП57-10,5-300	2	175100	350200
ПС Насосная 110кВ	3,18		1,74										
ПС Сибирь 110кВ	0,73	1,68	0,46	1,41	0,672	738	450	900	510	УКРМ-10,5-450	2	187600	375200
ПС Сибирь 110кВ	0,95		0,95										
ПС Элеваторная 110кВ	2,32	4,63	1,4	2,78	1,852	928	450	900	1880	УКРМ-10,5-450	2	187600	375200
ПС Элеваторная 110кВ	2,31		1,38										
ПС Подсинее 110кВ	1,89	4,13	1,45	3,19	1,652	1538	900	1800	1390	УКРП57-6-900	2	217900	435800
ПС Подсинее 110кВ	2,24		1,74										
ПС Гидролизная 110кВ	1,74	3,32	0,86	2,38	1,328	1052	600	1200	1180	УКРП57-6,3-600	2	201400	402800
ПС Гидролизная 110кВ	1,58		1,52										
ПС КСК 110кВ	6,14	7,24	4,35	5,45	2,896	2554	1350	2700	2750	УКРП57-10,5-1350	2	247700	495400
ПС КСК 110кВ	1,1		1,1										

Всего затрат на компенсирующие устройства: 8394,4 тыс. рублей

В таблице 16 показаны выбранные компенсирующие устройства, их количество и стоимость. Изменившиеся показатели потерь мощностей и издержек после установок компенсирующих устройств показаны в таблице 17.

Таблица 17 – Расчет потерь электроэнергии по данным от 19.06.2019, после установки компенсирующих устройств

Подстанция	Номинальная мощность тр-ра, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	Загрузка трансформатора, %	cos φ	tgφ	P <sub>хх</sub> , кВт	P <sub>кз</sub> , кВт	T <sub>max</sub> , ч	τ, ч	ΔW, МВт*ч	Тариф, руб	ΔИ, тыс. руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПС Орджоникидзе 110кВ	10	0	0	0,00	0,00			12	70	4000	2405,29		2,97	
ПС Орджоникидзе 110кВ	10	0,55	0,3	0,63	6,26	0,88	0,55	12	70	4000	2405,29	105,78	2,97	314,17
ПС Копьево 110кВ	10	2,06	0,62	2,15	21,51	0,96	0,30	12	70	4000	2405,29	112,91	2,97	335,35
ПС Копьево 110кВ	10	0,46	0,11	0,47	4,73	0,97	0,24	12	70	4000	2405,29	105,50	2,97	313,33
ПС Шира 110кВ	25	3,37	1,22	3,58	14,34	0,94	0,36	24,5	140	4000	2405,29	221,54	2,97	657,98
ПС Шира 110кВ	25	3,76	1,5	4,05	16,19	0,93	0,40	24,5	140	4000	2405,29	223,45	2,97	663,64
ПС Беренжак 110кВ	10	3,94	1,47	4,21	42,05	0,94	0,37	11,5	76	4000	2405,29	133,07	2,97	395,21
ПС Карак 110кВ	6,3	0,42	0,26	0,49	7,84	0,85	0,62	6,5	35	4000	2405,29	57,46	2,97	170,65
ПС Карак 110кВ	6,3	0,54	0,21	0,58	9,20	0,93	0,39	6,5	35	4000	2405,29	57,65	2,97	171,23
ПС Электрокотельная №1 110кВ	25	0	0,21	0,21	0,84	0,00		19	120	4000	2405,29	166,46	2,97	494,39
ПС Электрокотельная №1 110кВ	25	0	0,21	0,21	0,84	0,00		19	120	4000	2405,29	166,46	2,97	494,39
ПС Дзержинская 3 110кВ	40	9,32	2,44	9,63	24,09	0,97	0,26	30	200	4000	2405,29	290,71	2,97	863,40
ПС Дзержинская 3 110кВ	40	11,47	3,26	11,92	29,81	0,96	0,28	30	200	4000	2405,29	305,55	2,97	907,48
ПС Карат 110кВ	6,3	0,39	0,17	0,43	6,75	0,92	0,44	6,5	35	4000	2405,29	57,32	2,97	170,25
ПС Карат 110кВ	6,3	0	0	0,00	0,00			6,5	35	4000	2405,29	56,94	2,97	169,11
ПС Сарагаш 110кВ	6,3	0,39	0,19	0,43	6,89	0,90	0,49	6,5	35	4000	2405,29	57,34	2,97	170,30
ПС Сарагаш 110кВ	6,3	0,81	0,4	0,90	14,34	0,90	0,49	6,5	35	4000	2405,29	58,67	2,97	174,25
ПС Боград 110кВ	25	1,61	0,2	1,62	6,49	0,99	0,12	21	130	4000	2405,29	185,28	2,97	550,27
ПС Боград 110кВ	25	2,29	1,57	2,78	11,11	0,82	0,69	21	130	4000	2405,29	187,82	2,97	557,82

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПС Дзержинская 2 110кВ	6,3	2,32	1,43	2,73	43,26	0,85	0,62	6,5	35	4000	2405,29	72,69	2,97	215,90
ПС Дзержинская 2 110кВ	10	3,24	0,31	3,25	32,55	1,00	0,10	12	70	4000	2405,29	122,96	2,97	365,18
ПС ГПП-2 110кВ	40	0	0	0,00	0,00			22	170	4000	2405,29	192,72	2,97	572,38
ПС ГПП-2 110кВ	40	3,73	2,41	4,44	11,10	0,84	0,65	22	170	4000	2405,29	197,76	2,97	587,35
ПС Гладенькая 110кВ	6,3	0	0	0,00	0,00			6,5	35	4000	2405,29	56,94	2,97	169,11
ПС Гладенькая 110кВ	6,3	0,03	0,02	0,04	0,57	0,83	0,67	6,5	35	4000	2405,29	56,94	2,97	169,12
ПС ГПП-4 110кВ	16	1,93	0,56	2,01	12,56	0,96	0,29	19	100	4000	2405,29	170,23	2,97	505,60
ПС ГПП-4 110кВ	16	2,24	0,7	2,35	14,67	0,95	0,31	19	100	4000	2405,29	171,61	2,97	509,70
ПС ГПП-3 110кВ	25	0,3	0,01	0,30	1,20	1,00	0,03	19	120	4000	2405,29	166,48	2,97	494,45
ПС ГПП-3 110кВ	25	0,19	0,01	0,19	0,76	1,00	0,05	19	120	4000	2405,29	166,46	2,97	494,38
ПС Стройбаза 110кВ	16	0	0	0,00	0,00			19	100	4000	2405,29	166,44	2,97	494,33
ПС Стройбаза 110кВ	16	5,21	1,99	5,58	34,86	0,93	0,38	19	100	4000	2405,29	195,66	2,97	581,12
ПС Чалпан 110кВ	6,3	2,78	1,01	2,96	46,95	0,94	0,36	6,5	35	4000	2405,29	75,50	2,97	224,22
ПС Чалпан 110кВ	6,3	1,58	0,74	1,74	27,69	0,91	0,47	6,5	35	4000	2405,29	63,40	2,97	188,29
ПС Очуры 110кВ	6,3	0,17	0	0,17	2,70	1,00	0,00	6,5	35	4000	2405,29	57,00	2,97	169,29
ПС Очуры 110кВ	6,3	1,22	0,34	1,27	20,10	0,96	0,28	6,5	35	4000	2405,29	60,34	2,97	179,22
ПС Лукьяновская 110кВ	10	3,02	0,51	3,06	30,63	0,99	0,17	12	70	4000	2405,29	120,91	2,97	359,11
ПС Лукьяновская 110кВ	10	0,93	0,54	1,08	10,75	0,86	0,58	12	70	4000	2405,29	107,07	2,97	317,99
ПС Дзержинская 1 110кВ	25	1,43	0	1,43	5,72	1,00	0,00	19	120	4000	2405,29	167,38	2,97	497,13
ПС Дзержинская 1 110кВ	25	3,02	1,9	3,57	14,27	0,85	0,63	19	120	4000	2405,29	172,32	2,97	511,79
ПС Знаменка 110кВ	15	0,33	0,09	0,34	2,28	0,96	0,27	65	137	4000	2405,29	569,57	2,97	1691,63
ПС Знаменка 110кВ	15	0,47	0	0,47	3,13	1,00	0,00	65	137	4000	2405,29	569,72	2,97	1692,08
ПС Первомайская 110кВ	6,3	0,47	0,62	0,78	12,35	0,60	1,32	6,5	35	4000	2405,29	58,22	2,97	172,92
ПС Райково 110кВ	16	2,64	1,11	2,86	17,90	0,92	0,42	15,8	90	4000	2405,29	145,34	2,97	431,67
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	6,3	2,09	0,83	2,25	35,69	0,93	0,40	6,5	35	4000	2405,29	67,67	2,97	200,97
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	6,3	0,66	0,16	0,68	10,78	0,97	0,24	6,5	35	4000	2405,29	57,92	2,97	172,02

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПС Западная 110кВ	25	8,37	3,55	9,09	36,37	0,92	0,42	19	120	4000	2405,29	204,61	2,97	607,70
ПС Западная 110кВ	25	7,46	2,33	7,82	31,26	0,95	0,31	19	120	4000	2405,29	194,65	2,97	578,10
ПС Насосная 110кВ	10	1,33	0,19	1,34	13,44	0,99	0,14	12	70	4000	2405,29	108,16	2,97	321,23
ПС Насосная 110кВ	10	3,18	1,44	3,49	34,91	0,91	0,45	12	70	4000	2405,29	125,64	2,97	373,14
ПС Рассвет 110кВ	40	2,41	0,78	2,53	6,33	0,95	0,32	30	200	4000	2405,29	264,73	2,97	786,25
ПС Рассвет 110кВ	40	4,77	1,89	5,13	12,83	0,93	0,40	30	200	4000	2405,29	270,71	2,97	804,02
ПС Черногорская-городская 110кВ	25	5,12	2,08	5,53	22,11	0,93	0,41	19	120	4000	2405,29	180,54	2,97	536,22
ПС Черногорская-городская 110кВ	25	3,94	1,24	4,13	16,52	0,95	0,31	19	120	4000	2405,29	174,32	2,97	517,73
ПС Сибирь 110кВ	25	0,73	0,01	0,73	2,92	1,00	0,01	21	130	4000	2405,29	184,23	2,97	547,15
ПС Сибирь 110кВ	25	0,95	0,5	1,07	4,29	0,88	0,53	21	130	4000	2405,29	184,54	2,97	548,07
ПС Калининская 110кВ	40	8,82	3,18	9,38	23,44	0,94	0,36	22	170	4000	2405,29	215,19	2,97	639,10
ПС Калининская 110кВ	40	6,11	1,88	6,39	15,98	0,96	0,31	22	170	4000	2405,29	203,16	2,97	603,40
ПС Элеваторная 110кВ	10	2,32	0,95	2,51	25,07	0,93	0,41	12	70	4000	2405,29	115,70	2,97	343,63
ПС Элеваторная 110кВ	10	2,31	0,93	2,49	24,90	0,93	0,40	12	70	4000	2405,29	115,56	2,97	343,22
ПС Южная 110кВ	25	6,04	2,06	6,38	25,53	0,95	0,34	19	120	4000	2405,29	185,25	2,97	550,19
ПС Южная 110кВ	25	5,36	1,82	5,66	22,64	0,95	0,34	19	120	4000	2405,29	181,24	2,97	538,28
ПС Подсинее 110кВ	10	1,89	0,55	1,97	19,68	0,96	0,29	12	70	4000	2405,29	111,64	2,97	331,58
ПС Подсинее 110кВ	10	2,24	0,84	2,39	23,92	0,94	0,38	12	70	4000	2405,29	114,76	2,97	340,83
ПС Юго-Западная 110кВ	16	2,9	0,5	2,94	18,39	0,99	0,17	15,8	90	4000	2405,29	145,73	2,97	432,82
ПС Юго-Западная 110кВ	16	6,45	1,69	6,67	41,67	0,97	0,26	15,8	90	4000	2405,29	176,00	2,97	522,73
ПС Северная 110кВ	25	3,03	1,47	3,37	13,47	0,90	0,49	21	130	4000	2405,29	189,63	2,97	563,21
ПС Северная 110кВ	25	7,19	2,69	7,68	30,71	0,94	0,37	21	130	4000	2405,29	213,44	2,97	633,93
ПС Гидролизная 110кВ	25	1,74	0,26	1,76	7,04	0,99	0,15	19	120	4000	2405,29	167,87	2,97	498,57
ПС Гидролизная 110кВ	25	1,58	0,92	1,83	7,31	0,86	0,58	19	120	4000	2405,29	167,98	2,97	498,91

Окончание таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПС КСК 110кВ	31,5	6,14	3	6,83	21,69	0,90	0,49	95	195	4000	2405,29	854,27	2,97	2537,20
ПС КСК 110кВ	31,5	1,1	0	1,10	3,49	1,00	0,00	95	195	4000	2405,29	832,77	2,97	2473,33

Всего издержек: 35605,76 тыс. рублей

По данным таблицы 17 видно, что сумма ежегодных издержек уменьшилась на 269,77 тысяч рублей, а количество потерь энергии уменьшилось на 90,83 МВт\*ч.

Таблица 18 – Расчет потерь электроэнергии по данным от 18.12.2019

Подстанция	Номиналь- ная мощ- ность тра, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	За- грузка транс- форма- тора, %	cos φ	tgφ	P <sub>хх</sub> , кВт	P <sub>кз</sub> , кВт	T <sub>max</sub> , ч	τ,ч	ΔW, МВт*ч	Тариф, руб/кВт* ч	ΔИ, тыс. руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПС Орджоникидзе 110кВ	10	0	0	0,00	0,00			12	70	4000	2405,29	105,12	2,97	312,21
ПС Орджоникидзе 110кВ	10	0,98	0,32	1,03	10,31	0,95	0,33	12	70	4000	2405,29	106,91	2,97	317,52
ПС Копьево 110кВ	10	2,95	1,01	3,12	31,18	0,95	0,34	12	70	4000	2405,29	121,49	2,97	360,83
ПС Копьево 110кВ	10	1,12	0,35	1,17	11,73	0,95	0,31	12	70	4000	2405,29	107,44	2,97	319,09
ПС Шира 110кВ	25	6,69	2,37	7,10	28,39	0,94	0,35	24,5	140	4000	2405,29	241,76	2,97	718,03
ПС Шира 110кВ	25	5,91	2,24	6,32	25,28	0,94	0,38	24,5	140	4000	2405,29	236,14	2,97	701,34
ПС Беренжак 110кВ	10	3,74	1,73	4,12	41,21	0,91	0,46	11,5	76	4000	2405,29	131,78	2,97	391,39
ПС Карак 110кВ	6,3	1,34	0,36	1,39	22,02	0,97	0,27	6,5	35	4000	2405,29	61,02	2,97	181,24

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПС Карак 110кВ	6,3	1,47	0,3	1,50	23,81	0,98	0,20	6,5	35	4000	2405,29	61,71	2,97	183,29
ПС Электростанция №1 110кВ	25	9,79	0,87	9,83	39,31	1,00	0,09	19	120	4000	2405,29	211,05	2,97	626,82
ПС Электростанция №1 110кВ	25	7,71	0,72	7,74	30,97	1,00	0,09	19	120	4000	2405,29	194,13	2,97	576,57
ПС Дзержинская 3 110кВ	40	8,67	8,75	12,32	30,79	0,70	1,01	30	200	4000	2405,29	308,42	2,97	916,01
ПС Дзержинская 3 110кВ	40	10,55	7,89	13,17	32,94	0,80	0,75	30	200	4000	2405,29	314,98	2,97	935,49
ПС Карат 110кВ	6,3	0	0	0,00	0,00			6,5	35	4000	2405,29	56,94	2,97	169,11
ПС Карат 110кВ	6,3	0,13	0,07	0,15	2,34	0,88	0,54	6,5	35	4000	2405,29	56,99	2,97	169,25
ПС Сарагаш 110кВ	6,3	0,7	0,28	0,75	11,97	0,93	0,40	6,5	35	4000	2405,29	58,15	2,97	172,69
ПС Сарагаш 110кВ	6,3	1,21	0,38	1,27	20,13	0,95	0,31	6,5	35	4000	2405,29	60,35	2,97	179,24
ПС Боград 110кВ	25	2,87	0,95	3,02	12,09	0,95	0,33	21	130	4000	2405,29	188,53	2,97	559,94
ПС Боград 110кВ	25	3,3	1,55	3,65	14,58	0,91	0,47	21	130	4000	2405,29	190,61	2,97	566,11
ПС Дзержинская 2 110кВ	6,3	2,03	1,33	2,43	38,52	0,84	0,66	6,5	35	4000	2405,29	69,43	2,97	206,21
ПС Дзержинская 2 110кВ	10	3,68	2,02	4,20	41,98	0,88	0,55	12	70	4000	2405,29	134,79	2,97	400,33
ПС ГПП-2 110кВ	40	2,2	1,69	2,77	6,94	0,79	0,77	22	170	4000	2405,29	194,69	2,97	578,22
ПС ГПП-2 110кВ	40	4,75	2,79	5,51	13,77	0,86	0,59	22	170	4000	2405,29	200,48	2,97	595,41
ПС Гладенькая 110кВ	6,3	0	0	0,00	0,00			6,5	35	4000	2405,29	56,94	2,97	169,11
ПС Гладенькая 110кВ	6,3	0,35	0,22	0,41	6,56	0,85	0,63	6,5	35	4000	2405,29	57,30	2,97	170,19
ПС ГПП-4 110кВ	16	4,25	1,29	4,44	27,76	0,96	0,30	19	100	4000	2405,29	184,97	2,97	549,37
ПС ГПП-4 110кВ	16	3,44	0,97	3,57	22,34	0,96	0,28	19	100	4000	2405,29	178,44	2,97	529,97
ПС ГПП-3 110кВ	25	0,69	0,37	0,78	3,13	0,88	0,54	19	120	4000	2405,29	166,72	2,97	495,17
ПС ГПП-3 110кВ	25	0,47	0,14	0,49	1,96	0,96	0,30	19	120	4000	2405,29	166,55	2,97	494,66
ПС Стройбаза 110кВ	16	2,36	1,25	2,67	16,69	0,88	0,53	19	100	4000	2405,29	173,14	2,97	514,23
ПС Стройбаза 110кВ	16	4,35	1,7	4,67	29,19	0,93	0,39	19	100	4000	2405,29	186,93	2,97	555,19
ПС Чалпан 110кВ	6,3	3,13	1,85	3,64	57,71	0,86	0,59	6,5	35	4000	2405,29	84,98	2,97	252,39



Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПС Чалпан 110кВ	6,3	1,45	0,8	1,66	26,29	0,88	0,55	6,5	35	4000	2405,29	62,76	2,97	186,39
ПС Очуры 110кВ	6,3	0,37	0,25	0,45	7,09	0,83	0,68	6,5	35	4000	2405,29	57,36	2,97	170,37
ПС Очуры 110кВ	6,3	2,12	0,78	2,26	35,86	0,94	0,37	6,5	35	4000	2405,29	67,76	2,97	201,26
ПС Лукьяновская 110кВ	10	0,94	0,49	1,06	10,60	0,89	0,52	12	70	4000	2405,29	107,01	2,97	317,83
ПС Лукьяновская 110кВ	10	1,26	0,55	1,37	13,75	0,92	0,44	12	70	4000	2405,29	108,30	2,97	321,66
ПС Дзержинская 1 110кВ	25	3,41	1,54	3,74	14,97	0,91	0,45	19	120	4000	2405,29	172,91	2,97	513,53
ПС Дзержинская 1 110кВ	25	3,6	3,04	4,71	18,85	0,76	0,84	19	120	4000	2405,29	176,69	2,97	524,78
ПС Знаменка 110кВ	15	0,44	0,48	0,65	4,34	0,68	1,09	65	137	4000	2405,29	570,02	2,97	1692,96
ПС Знаменка 110кВ	15	0,8	0,53	0,96	6,40	0,83	0,66	65	137	4000	2405,29	570,75	2,97	1695,12
ПС Первомайская 110кВ	6,3	0,85	0,57	1,02	16,24	0,83	0,67	6,5	35	4000	2405,29	59,16	2,97	175,71
ПС Райково 110кВ	16	10,21	5,78	11,73	73,33	0,87	0,57	15,8	90	4000	2405,29	254,81	2,97	756,78
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	6,3	4,88	1,8	5,20	82,56	0,94	0,37	6,5	35	4000	2405,29	114,32	2,97	339,54
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	6,3	1,1	0,29	1,14	18,06	0,97	0,26	6,5	35	4000	2405,29	59,68	2,97	177,26
ПС Западная 110кВ	25	7,21	2,3	7,57	30,27	0,95	0,32	19	120	4000	2405,29	192,89	2,97	572,88
ПС Западная 110кВ	25	17,07	6,35	18,21	72,85	0,94	0,37	19	120	4000	2405,29	319,63	2,97	949,29
ПС Насосная 110кВ	10	1,71	0,43	1,76	17,63	0,97	0,25	12	70	4000	2405,29	110,35	2,97	327,75
ПС Насосная 110кВ	10	7,26	2,53	7,69	76,88	0,94	0,35	12	70	4000	2405,29	204,64	2,97	607,78
ПС Рассвет 110кВ	40	6,78	1,96	7,06	17,64	0,96	0,29	30	200	4000	2405,29	277,78	2,97	824,99
ПС Рассвет 110кВ	40	9,19	3,15	9,71	24,29	0,95	0,34	30	200	4000	2405,29	291,18	2,97	864,79
ПС Черногорская- городская 110кВ	25	6,18	2,83	6,80	27,19	0,91	0,46	19	120	4000	2405,29	187,78	2,97	557,70
ПС Черногорская- городская 110кВ	25	3,77	0,6	3,82	15,27	0,99	0,16	19	120	4000	2405,29	173,17	2,97	514,31
ПС Сибирь 110кВ	25	1,48	0,49	1,56	6,24	0,95	0,33	21	130	4000	2405,29	185,18	2,97	549,97
ПС Сибирь 110кВ	25	1,98	1,45	2,45	9,82	0,81	0,73	21	130	4000	2405,29	186,97	2,97	555,31

Окончание таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПС Калининская 110кВ	40	11,97	2,66	12,26	30,65	0,98	0,22	22	170	4000	2405,29	231,15	2,97	686,50
ПС Калининская 110кВ	40	10,72	2,03	10,91	27,28	0,98	0,19	22	170	4000	2405,29	223,14	2,97	662,73
ПС Элеваторная 110кВ	10	4,4	1,88	4,78	47,85	0,92	0,43	12	70	4000	2405,29	143,67	2,97	426,69
ПС Элеваторная 110кВ	10	3,4	1,12	3,58	35,80	0,95	0,33	12	70	4000	2405,29	126,70	2,97	376,29
ПС Южная 110кВ	25	11,36	1,79	11,50	46,00	0,99	0,16	19	120	4000	2405,29	227,52	2,97	675,72
ПС Южная 110кВ	25	10,24	1,92	10,42	41,67	0,98	0,19	19	120	4000	2405,29	216,57	2,97	643,20
ПС Подсине 110кВ	10	4,54	1,92	4,93	49,29	0,92	0,42	12	70	4000	2405,29	146,03	2,97	433,71
ПС Подсине 110кВ	10	3,2	0,95	3,34	33,38	0,96	0,30	12	70	4000	2405,29	123,88	2,97	367,93
ПС Юго-Западная 110кВ	16	7,54	1,48	7,68	48,02	0,98	0,20	15,8	90	4000	2405,29	188,33	2,97	559,35
ПС Юго-Западная 110кВ	16	11,28	1,88	11,44	71,47	0,99	0,17	15,8	90	4000	2405,29	248,99	2,97	739,50
ПС Северная 110кВ	25	4,97	1,6	5,22	20,88	0,95	0,32	21	130	4000	2405,29	197,60	2,97	586,87
ПС Северная 110кВ	25	9,22	2,35	9,51	38,06	0,97	0,25	21	130	4000	2405,29	229,25	2,97	680,88
ПС Гидролизная 110кВ	25	3,37	1,14	3,56	14,23	0,95	0,34	19	120	4000	2405,29	172,28	2,97	511,69
ПС Гидролизная 110кВ	25	1,5	1,4	2,05	8,21	0,73	0,93	19	120	4000	2405,29	168,38	2,97	500,10
ПС КСК 110кВ	31,5	7,58	2,92	8,12	25,79	0,93	0,39	95	195	4000	2405,29	863,39	2,97	2564,27
ПС КСК 110кВ	31,5	2,22	1,34	2,59	8,23	0,86	0,60	95	195	4000	2405,29	835,38	2,97	2481,07

Всего издержек: 40161,13 тыс. рублей.

В таблице 18 показаны потери энергии, коэффициент мощности и ежегодные издержки по каждому трансформатору. Необходимо установить компенсирующие устройства на загруженных подстанциях, для снижения потерь энергии. Необходимые подстанции для установки компенсирующих устройств выбираются не только по загруженности трансформаторов, но и с учетом значения  $\text{tg}\varphi$ .

Таблица 19 – Выбор компенсирующих устройств по расчетам на 18.12.2019

Подстанция	P, МВт	Pрасч, МВт	Q, МВАр	Qрасч1, МВАр	Qрасч.ма, МВАр	Qрасч.КУ, кВАр	QКУ, кВАр	Qфакт. КУ, кВАр	Qрасч 2, кВАр	tgφ	Название КУ	Количество, шт	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПС Беренжак 110кВ	3,74	3,74	1,73	1,73	1,496	234	250	250	1480	0,46	УКРП57-10,5-250	1	165800	165800
ПС Дзержинская 3 110кВ	8,67	19,22	8,75	16,64	7,688	8952	2700	10800	5840	0,87	УКРП57-6,3-2700	4	382600	1530400
ПС Дзержинская 3 110кВ	10,55		7,89											
ПС Чалпан 110кВ	3,13	4,58	1,85	2,65	1,832	818	450	900	1750	0,58	УКРП57-6,3-450	2	187600	375200
ПС Чалпан 110кВ	1,45		0,8											
ПС Дзержинская 1 110кВ	3,41	7,01	1,54	4,58	2,804	1776	900	1800	2780	0,65	УКРП57-10,5-900	2	217900	435800
ПС Дзержинская 1 110кВ	3,6		3,04											
ПС Райково 110кВ	10,21	10,21	5,78	5,78	4,084	1696	1800	1800	3980	0,57	УКРП57-10,5-1800	1	292600	292600
ПС Гидролизная 110кВ	3,37	4,87	1,14	2,54	1,948	592	450	900	1640	0,52	УКРП57-6,3-450	2	187600	375200
ПС Гидролизная 110кВ	1,5		1,4											
ПС КСК 110кВ	7,58	9,8	2,92	4,26	3,92	340	450	900	3360	0,43	УКРП57-6,3-450	2	187600	375200
ПС КСК 110кВ	2,22		1,34											

Стоимость затрат на все компенсирующие устройства: 3384,4 тыс. рублей.

В таблице 19 показаны выбранные компенсирующие устройства, их количество и стоимость. Изменившиеся показатели потерь мощностей и издержек после установок компенсирующих устройств показаны в таблице 17.

Таблица 20 – Расчет потерь электроэнергии по данным от 18.12.2019, после установки компенсирующих устройств

Подстанция	Номинальная мощность тр-ра, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	Загрузка трансформатора, %	cosφ	tgφ	P <sub>хх</sub> , кВт	P <sub>кз</sub> , кВт	T <sub>max</sub> , ч	τ, ч	ΔW, МВт*ч	Тариф, руб/кВт*ч	ΔИ, тыс. руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПС Орджоникидзе 110кВ	10	0	0	0,00	0,00			12	70	4000	2405,29	105,12	2,97	312,21
ПС Орджоникидзе 110кВ	10	0,98	0,32	1,03	10,31	0,95	0,33	12	70	4000	2405,29	106,91	2,97	317,52
ПС Копьево 110кВ	10	2,95	1,01	3,12	31,18	0,95	0,34	12	70	4000	2405,29	121,49	2,97	360,83
ПС Копьево 110кВ	10	1,12	0,35	1,17	11,73	0,95	0,31	12	70	4000	2405,29	107,44	2,97	319,09
ПС Шира 110кВ	25	6,69	2,37	7,10	28,39	0,94	0,35	24,5	140	4000	2405,29	241,76	2,97	718,03
ПС Шира 110кВ	25	5,91	2,24	6,32	25,28	0,94	0,38	24,5	140	4000	2405,29	236,14	2,97	701,34
ПС Беренжак 110кВ	10	3,74	1,48	4,02	40,22	0,93	0,40	11,5	76	4000	2405,29	130,31	2,97	387,03
ПС Карак 110кВ	6,3	1,34	0,36	1,39	22,02	0,97	0,27	6,5	35	4000	2405,29	61,02	2,97	181,24
ПС Карак 110кВ	6,3	1,47	0,3	1,50	23,81	0,98	0,20	6,5	35	4000	2405,29	61,71	2,97	183,29
ПС Электростанция №1 110кВ	25	9,79	0,87	9,83	39,31	1,00		19	120	4000	2405,29	211,05	2,97	626,82
ПС Электростанция №1 110кВ	25	7,71	0,72	7,74	30,97	1,00		19	120	4000	2405,29	194,13	2,97	576,57
ПС Дзержинская 3 110кВ	40	8,67	3,35	9,29	23,24	0,93	0,39	30	200	4000	2405,29	288,77	2,97	857,66
ПС Дзержинская 3 110кВ	40	10,55	2,49	10,84	27,10	0,97	0,24	30	200	4000	2405,29	298,13	2,97	885,44

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПС Карат 110кВ	6,3	0	0	0,00	0,00			6,5	35	4000	2405,29	56,94	2,97	169,11
ПС Карат 110кВ	6,3	0,13	0,07	0,15	2,34			6,5	35	4000	2405,29	56,99	2,97	169,25
ПС Сарагаш 110кВ	6,3	0,7	0,28	0,75	11,97	0,93	0,40	6,5	35	4000	2405,29	58,15	2,97	172,69
ПС Сарагаш 110кВ	6,3	1,21	0,38	1,27	20,13	0,95	0,31	6,5	35	4000	2405,29	60,35	2,97	179,24
ПС Боград 110кВ	25	2,87	0,95	3,02	12,09	0,95	0,33	21	130	4000	2405,29	188,53	2,97	559,94
ПС Боград 110кВ	25	3,3	1,55	3,65	14,58	0,91	0,47	21	130	4000	2405,29	190,61	2,97	566,11
ПС Дзержинская 2 110кВ	6,3	2,03	1,33	2,43	38,52	0,84	0,66	6,5	35	4000	2405,29	69,43	2,97	206,21
ПС Дзержинская 2 110кВ	10	3,68	2,02	4,20	41,98	0,88	0,55	12	70	4000	2405,29	134,79	2,97	400,33
ПС ГПП-2 110кВ	40	2,2	1,69	2,77	6,94			22	170	4000	2405,29	194,69	2,97	578,22
ПС ГПП-2 110кВ	40	4,75	2,79	5,51	13,77	0,86	0,59	22	170	4000	2405,29	200,48	2,97	595,41
ПС Гладенькая 110кВ	6,3	0	0	0,00	0,00			6,5	35	4000	2405,29	56,94	2,97	169,11
ПС Гладенькая 110кВ	6,3	0,35	0,22	0,41	6,56	0,85	0,63	6,5	35	4000	2405,29	57,30	2,97	170,19
ПС ГПП-4 110кВ	16	4,25	1,29	4,44	27,76	0,96	0,30	19	100	4000	2405,29	184,97	2,97	549,37
ПС ГПП-4 110кВ	16	3,44	0,97	3,57	22,34	0,96	0,28	19	100	4000	2405,29	178,44	2,97	529,97
ПС ГПП-3 110кВ	25	0,69	0,37	0,78	3,13	0,88	0,54	19	120	4000	2405,29	166,72	2,97	495,17
ПС ГПП-3 110кВ	25	0,47	0,14	0,49	1,96	0,96	0,30	19	120	4000	2405,29	166,55	2,97	494,66
ПС Стройбаза 110кВ	16	2,36	1,25	2,67	16,69			19	100	4000	2405,29	173,14	2,97	514,23
ПС Стройбаза 110кВ	16	4,35	1,7	4,67	29,19	0,93	0,39	19	100	4000	2405,29	186,93	2,97	555,19
ПС Чалпан 110кВ	6,3	3,13	1,4	3,43	54,43	0,91	0,45	6,5	35	4000	2405,29	81,88	2,97	243,18
ПС Чалпан 110кВ	6,3	1,45	0,35	1,49	23,68	0,97	0,24	6,5	35	4000	2405,29	61,66	2,97	183,13
ПС Очуры 110кВ	6,3	0,37	0,25	0,45	7,09	0,83	0,68	6,5	35	4000	2405,29	57,36	2,97	170,37
ПС Очуры 110кВ	6,3	2,12	0,78	2,26	35,86	0,94	0,37	6,5	35	4000	2405,29	67,76	2,97	201,26
ПС Лукьяновская 110кВ	10	0,94	0,49	1,06	10,60	0,89	0,52	12	70	4000	2405,29	107,01	2,97	317,83

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПС Лукьяновская 110кВ	10	1,26	0,55	1,37	13,75	0,92	0,44	12	70	4000	2405,29	108,30	2,97	321,66
ПС Дзержинская 1 110кВ	25	3,41	0,64	3,47	13,88	0,98	0,19	19	120	4000	2405,29	172,00	2,97	510,84
ПС Дзержинская 1 110кВ	25	3,6	2,14	4,19	16,75	0,86	0,59	19	120	4000	2405,29	174,54	2,97	518,38
ПС Знаменка 110кВ	15	0,44	0,48	0,65	4,34	0,68	1,09	65	137	4000	2405,29	570,02	2,97	1692,96
ПС Знаменка 110кВ	15	0,8	0,53	0,96	6,40	0,83	0,66	65	137	4000	2405,29	570,75	2,97	1695,12
ПС Первомайская 110кВ	6,3	0,85	0,57	1,02	16,24	0,83	0,67	6,5	35	4000	2405,29	59,16	2,97	175,71
ПС Райково 110кВ	16	10,21	3,98	10,96	68,49	0,93	0,39	15,8	90	4000	2405,29	239,95	2,97	712,66
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	6,3	4,88	1,8	5,20	82,56	0,94	0,37	6,5	35	4000	2405,29	114,32	2,97	339,54
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	6,3	1,1	0,29	1,14	18,06	0,97	0,26	6,5	35	4000	2405,29	59,68	2,97	177,26
ПС Западная 110кВ	25	7,21	2,3	7,57	30,27	0,95	0,32	19	120	4000	2405,29	192,89	2,97	572,88
ПС Западная 110кВ	25	17,07	6,35	18,21	72,85	0,94	0,37	19	120	4000	2405,29	319,63	2,97	949,29
ПС Насосная 110кВ	10	1,71	0,43	1,76	17,63	0,97	0,25	12	70	4000	2405,29	110,35	2,97	327,75
ПС Насосная 110кВ	10	7,26	2,53	7,69	76,88	0,94	0,35	12	70	4000	2405,29	204,64	2,97	607,78
ПС Рассвет 110кВ	40	6,78	1,96	7,06	17,64	0,96	0,29	30	200	4000	2405,29	277,78	2,97	824,99
ПС Рассвет 110кВ	40	9,19	3,15	9,71	24,29	0,95	0,34	30	200	4000	2405,29	291,18	2,97	864,79
ПС Черногорская- городская 110кВ	25	6,18	2,83	6,80	27,19	0,91	0,46	19	120	4000	2405,29	187,78	2,97	557,70
ПС Черногорская- городская 110кВ	25	3,77	0,6	3,82	15,27	0,99	0,16	19	120	4000	2405,29	173,17	2,97	514,31
ПС Сибирь 110кВ	25	1,48	0,49	1,56	6,24	0,95	0,33	21	130	4000	2405,29	185,18	2,97	549,97
ПС Сибирь 110кВ	25	1,98	1,45	2,45	9,82	0,81	0,73	21	130	4000	2405,29	186,97	2,97	555,31
ПС Калининская 110кВ	40	11,97	2,66	12,26	30,65	0,98	0,22	22	170	4000	2405,29	231,15	2,97	686,50

Окончание таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПС Калининская 110кВ	40	10,72	2,03	10,91	27,28	0,98	0,19	22	170	4000	2405,29	223,14	2,97	662,73
ПС Элеваторная 110кВ	10	4,4	1,88	4,78	47,85	0,92	0,43	12	70	4000	2405,29	143,67	2,97	426,69
ПС Элеваторная 110кВ	10	3,4	1,12	3,58	35,80	0,95	0,33	12	70	4000	2405,29	126,70	2,97	376,29
ПС Южная 110кВ	25	11,36	1,79	11,50	46,00	0,99	0,16	19	120	4000	2405,29	227,52	2,97	675,72
ПС Южная 110кВ	25	10,24	1,92	10,42	41,67	0,98	0,19	19	120	4000	2405,29	216,57	2,97	643,20
ПС Подсинея 110кВ	10	4,54	1,92	4,93	49,29	0,92	0,42	12	70	4000	2405,29	146,03	2,97	433,71
ПС Подсинея 110кВ	10	3,2	0,95	3,34	33,38	0,96	0,30	12	70	4000	2405,29	123,88	2,97	367,93
ПС Юго-Западная 110кВ	16	7,54	1,48	7,68	48,02	0,98	0,20	15,8	90	4000	2405,29	188,33	2,97	559,35
ПС Юго-Западная 110кВ	16	11,28	1,88	11,44	71,47	0,99	0,17	15,8	90	4000	2405,29	248,99	2,97	739,50
ПС Северная 110кВ	25	4,97	1,6	5,22	20,88	0,95	0,32	21	130	4000	2405,29	197,60	2,97	586,87
ПС Северная 110кВ	25	9,22	2,35	9,51	38,06	0,97	0,25	21	130	4000	2405,29	229,25	2,97	680,88
ПС Гидролизная 110кВ	25	3,37	0,69	3,44	13,76	0,98	0,20	19	120	4000	2405,29	171,90	2,97	510,56
ПС Гидролизная 110кВ	25	1,5	0,95	1,78	7,10	0,84	0,63	19	120	4000	2405,29	167,90	2,97	498,65
ПС КСК 110кВ	31,5	7,58	2,47	7,97	25,31	0,95	0,33	95	195	4000	2405,29	862,24	2,97	2560,86
ПС КСК 110кВ	31,5	2,22	0,89	2,39	7,59	0,93	0,40	95	195	4000	2405,29	834,90	2,97	2479,67

Всего издержек: 39321,2 тысяч рублей.

По данным таблицы 20 можно сделать вывод, что установка компенсирующих устройств повлияла на уменьшение потерь энергии и издержек. Сумма ежегодных издержек уменьшилась на 189,51 тыс. рублей, а количество потерь уменьшилось на 63,81 МВт\*ч.

## 5 Замена трансформаторов для улучшения пропускной способности

### 5.1 Замена трансформаторов на ПС Западная 110кВ

В таблице 21 представлена мощность, проходящая через трансформатор на ПС Западная 110кВ, а также загрузка трансформаторов в обычном режиме и в режиме N-1.

Таблица 21 – Данные по загрузке ПС Западная 110кВ

Подстанция	Дисп. номер	Тип	Номинальное напряжение обмоток, кВ	Номинальная мощность, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	Загрузка трансформатора, %	При отключении 1Т	При отключении 2Т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПС Западная 110кВ	1Т	ТРДН-25000/110-79-У1	115/11	25	10,9	3,36	11,41	45,62	105,1	105,1
ПС Западная 110кВ	2Т	ТРДН-25000/110-79-У1	115/10.5	25	14,06	4,84	14,87	59,48		

Из таблицы 21 видно, что на данный момент на ПС Западная 110кВ при выходе из строя одного из трансформаторов, второй будет работать в перегруженном режиме работы. Чтобы повысить пропускную способность подстанции и не допускать перегруза трансформаторов, нужно установить трансформатор следующей ступени, мощностью 40 МВА. В таком случае загрузка трансформатора в режиме с одним работающим трансформатором составит:

$$K_{\text{загр}(n-1)} = \frac{11,41 + 14,87}{40} \cdot 100\% = 65,69\%$$



Таблица 22 – Данные по загрузке ПС Западная 110кВ после замены трансформаторов на более мощные

Подстанция	Дис п. номер	Номинальное напряжение обмоток, кВ	Номинальная мощность, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	Загрузка трансформатора, %	При отключении 1Т	При отключении 2Т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС Западная 110кВ	1Т	115/11	40	10,9	3,36	11,41	28,52	65,69	65,69
ПС Западная 110кВ	2Т	115/10.5	40	14,06	4,84	14,87	37,17		

В таблице 22 можно наблюдать результат замены трансформаторов на более мощные: фактическая загрузка ПС в режиме N-1 по мощности снизится со 105% до 66 % теперь трансформаторы в режиме N-1 будут работать в нормальном для себя режиме, повысилась пропускная способность, увеличился резерв мощности, что позволяет подключать новых потребителей.

## 5.2 Замена трансформаторов на ПС Юго-Западная 110кВ

В таблице 23 представлена мощность, проходящая через трансформатор на ПС Юго-Западная 110кВ, а также загрузка трансформаторов в обычном режиме и в режиме N-1.

Таблица 23 – Данные по загрузке ПС Юго-Западная 110кВ

Подстанция	Дис п. номер	Тип	Номинальное напряжение обмоток, кВ	Номинальная мощность, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	Загрузка трансформатора, %	При отключении 1Т	При отключении 2Т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПС Юго-Западная 110кВ	1Т	ТДН-16000/10-79У1	115/11	16	11,08	2,02	11,26	70,39	119,99	119,99
ПС Юго-Западная 110кВ	2Т	ТДН-16000/10-66У1	115/11	16	7,7	1,92	7,94	49,60		

Согласно данным таблицы 23, установленные на подстанции Юго-Западная 110кВ трансформаторы в режиме, когда один из трансформаторов отключен, второй будет работать в режиме перегрузки. Как видно на рисунке 2, на данной подстанции наблюдается тенденция роста потребляемой мощности, а установленные трансформаторы 1986 и 1973 годов выпуска не могут обеспечить достаточный резерв мощности, чтобы подключать новых потребителей. Решением этой проблемы является замена трансформаторов с 2\*16МВА на 2\*25МВА.

В таком случае загрузка трансформатора в режиме с одним работающим трансформатором составит:

$$K_{\text{загр}(n-1)} = \frac{11,26 + 7,94}{25} \cdot 100\% = 76,79\%$$

Таблица 24 – Данные по загрузке ПС Юго-Западная 110кВ после замены трансформаторов на 2\*25МВА

Подстанция	Дис п. номер	Номинальное напряжение обмоток, кВ	Номинальная мощность, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	Загрузка трансформатора, %	При отключении 1Т	При отключении 2Т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС Юго-Западная 110кВ	1Т	115/11	25	11,08	2,02	11,26	45,05	76,79	76,79
ПС Юго-Западная 110кВ	2Т	115/11	25	7,7	1,92	7,94	31,74		

После замены трансформаторов на ПС Юго-Западная 110кВ с 2\*16МВА на 2\*25МВА, в режиме N-1 в зимний период загрузка трансформатора изменится с 119,99% на 76,79%, что позволит обеспечить необходимый запас, который позволит повышать потребляемую мощность, соответствуя тренду увеличения мощности.

### 5.3 Замена трансформаторов на ПС Ташеба-Сельская 110кВ

В таблице 25 представлена мощность, проходящая через трансформатор на ПС Западная 110кВ, а также загрузка трансформаторов в обычном режиме и в режиме N-1.

Таблица 25 – Данные по загрузке ПС Ташеба-Сельская 110кВ

Подстанция	Дис п. номер	Тип	Номинальное напряжение обмоток, кВ	Номинальная мощность, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	Загрузка трансформатора, %	При отключении 1Т	При отключении 2Т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	1Т	ТМН-6300/110-71У1	115/11	6,3	3,63	1,31	3,86	61,26	134,39	134,39
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	2Т	ТМН-6300/110	115/11	6,3	4,42	1,3	4,61	73,13		

Из таблицы 2 видно, что ПС Ташеба-Сельская 110кВ в зимний период в режиме N-1 перегружена. На рисунке 1 мы видим тренд увеличения загрузки подстанции с 2012 года, который уверенно продолжает расти. Поэтому необходимо увеличить пропускную способность, чтобы выдерживать перегрузы в режиме, при котором один трансформатор выведен из строя. Так как величина перегруза велика, чтобы покрыть потребность в увеличивающейся мощности нужно заменить трансформатор на более мощный, т.е. установить 2\*10 МВА трансформатора.

В таком случае загрузка трансформатора в режиме с одним работающим трансформатором составит:

$$K_{\text{загр}(n-1)} = \frac{3,86 + 4,61}{10} \cdot 100\% = 84,66\%$$

Таблица 26 – Данные по загрузке ПС Ташеба-Сельская 110кВ после замены трансформаторов на 2\*10МВА

Подстанция	Дис п. номер	Номинальное напряжение обмоток, кВ	Номинальная мощность, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	Загрузка трансформатора, %	При отключении 1Т	При отключении 2Т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	1Т	115/11	10	3,63	1,31	3,86	38,59	84,66	84,66
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	2Т	115/11	10	4,42	1,3	4,61	46,07		

Согласно данным таблицы 26, фактическая нагрузка трансформатора в режиме N-1 в зимний период времени после замены трансформатора 2\*10 МВА изменится с 134,39% на 84,66%, что удовлетворяет нормативным значениям по загрузке трансформаторов.

#### 5.4 Замена трансформаторов на ПС Северная 110кВ

В таблице 27 представлена мощность, проходящая через трансформатор на ПС Западная 110кВ, а также загрузка трансформаторов в обычном режиме и в режиме N-1.

Таблица 27 – Данные по загрузке ПС Северная 110кВ

Подстанция	Дис п. номер	Тип	Номинальное напряжение обмоток, кВ	Номинальная мощность, МВА	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	Загрузка трансформатора, %	При отключении 1Т	При отключении 2Т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПС Северная 110кВ	1Т	ТДНГ-15000/110	112/11	15	4,83	1,63	5,10	33,98	102,86	102,86
ПС Северная 110кВ	2Т	ТДН-15000/110	112/11	15	9,88	3,02	10,33	68,88		

Как видно из данных, в режиме N-1 оставшийся трансформатор будет работать в режиме перегрузки, что недопустимо на длительное время.

Предлагается провести замену трансформаторов на более мощные 2\*25 МВА.

В таком случае загрузка трансформатора в режиме с одним работающим трансформатором составит:

$$K_{\text{загр}(n-1)} = \frac{5,10 + 10,33}{25} \cdot 100\% = 61,72\%$$

Таблица 28 – Данные по загрузке ПС Северная 110кВ после установки трансформаторов 2\*25 МВА

Подстанция	Дис п. номер	Номинальное напряжение обмоток, кВ	Номинальная мощность, МВА	P, МВт	Q, МВ Ар	S, МВА	Загрузка трансформатора, %	При отключении 1Т	При отключении 2Т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС Северная 110кВ	1Т	112/11	25	4,83	1,63	5,10	20,39	61,72	61,72
ПС Северная 110кВ	2Т	112/11	25	9,88	3,02	10,33	41,33		

Из таблицы 28 видно, что замена трансформаторов позволила увеличить пропускную способность ПС и уменьшить загрузку трансформатора в режиме N-1 в зимний период с 102, 86% до 61,72%, что позволяет подключать новые нагрузки к подстанции с учетом перспективного развития района.

## 6 Экономика мероприятий

Расчет прогнозируемых затрат на выполнение предложенных мероприятий представлен в таблице 29:

Таблица 29 – Смета мероприятий

Подстанция	Мероприятие	Цена, тыс. руб.
1	2	3
ПС Аршаново 35кВ	Установка УКРМ-10,5-150-50	150,8
ПС Западная 110кВ	Замена трансформаторов с 2*25 МВА на 2*40 МВА	76798
ПС Юго-Западная 110кВ	Замена трансформаторов с 2*16 МВА на 2*25 МВА	63404
ПС Ташеба-Сельская 110кВ	Замена трансформаторов с 2*6,3 МВА на 2*10 МВА	36613
ПС Северная 110кВ	Замена трансформаторов с 2*15 МВА на 2*25 МВА	76798

Всего затрат: 253763 тысяч рублей.

Однако затраты можно уменьшить, если использовать заменяемые трансформаторы с одних подстанций на других подстанциях. В такой ситуации получится уменьшить стоимость затрат, но главным минусом является тот факт, что трансформаторы имеют уже большой износ, т.к. многие из них были выпущены ранее 1983 года, т.е. уже отработали свои 25 лет работы.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Результатом бакалаврской работы является анализ пропускной способности высоковольтных подстанций ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго», разработка и расчет методов повышения пропускной способности подстанций, в результате применения которых уменьшится количество потерь энергии в трансформаторах и повысится нагрузочная способность.

В ВКР проведен анализ загрузки трансформаторов на подстанциях ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго». Работа выполнена по схемам контрольных замеров, представленным ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго».

Данная работа актуальна для электросетевых организаций, стремящихся снизить потери электрической энергии в трансформаторах. Произведенный анализ может быть полезен при разработке мероприятий по повышении пропускной способности.

Результаты ВКР были представлены на XVII Международной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Перспективны – 2021», посвященной Году науки и технологий.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям: утв. Приказом Мин-ва энергетики РФ № 326 от 30.12.2008: ввод в действие с 30.12.2008.
2. ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.
3. Качество электрической энергии: современное состояние, проблемы и предложения по их решению / Л.И. Коверникова, В.В. Суднова, Р.Г. Шамонов и др.; отв. Ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2017. – 219 с.
4. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. – Взамен документа «Схемы принципиальные электрические ОРУ от 20.12.2007 №441» Введ.20.12.2007. – ОАО «ФСК ЕЭС». – 132 с.
5. ГОСТ 2.316-2008. Единая система конструкторской документации. Правила нанесения надписей, технических требований и таблиц на графических документах. Общие положения. – Взамен ГОСТ 2.316-68; введ. 01.07.2009. – Москва.: Стандартинформ, 2009. – 12 с.
6. Технические данные трехфазных обмоточных трансформаторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа:  
<https://leg.co.ua/info/transformatory/tehnicheskie-dannye-trehfaznyh-trehobmotochnyh-transformatorov.html>
7. Высоковольтные конденсаторные установки 6-110кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://energozapad.ru/vysokovoltnyue-kondensatornyue-ustanovki/>
8. СТО 4.2–07–2014. Система менеджмента качества. Общие требования к



- построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. – Красноярск: ИПК СФУ, 2014. – с.59
9. Выпускная квалификационная работа по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» : метод. указания / сост. Н. В. Дулезова; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Абакан : Ред.изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2017. – 62 с.
  10. Шеметов А.Н. Надежность электроснабжения: учебное пособие для студентов специальности 140211 «Электроснабжение». – Магнитогорск: ГОУ ВПО «МГТУ им. Г.И. Носова», 2006.
  11. Проверка трансформаторов на систематическую перегрузку [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.kazedu.kz/referat/138351/6>
  12. Россети Сибирь [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://rosseti-sib.ru/>
  13. Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rg.ru/2009/11/27/energo-dok.html>.
  14. Электротехнический справочник : в 4 т. Т. 1. Общие вопросы. Электротехнические материалы / Общ. Ред. В. Г. Герасимов, и др. ; гл. ред. И. Н. Орлов. – 10-е изд., стер. – М. : Изд. Дом МЭИ, 2007. – 440 с.
  15. Передача и распределение электрической энергии / Герасименко А.А., Федин В.Т. – Изд. 2-е. – Ростов н/Д : Феникс, 2008. – 715, [2] с. – (Высшее образование).
  16. В. Н. Костин, Е. В. Распопов, Е. А. Родченко. Передача и распределение электроэнергии: Учеб. Пособие. – СПб.: СЗТУ, 2003 – 147 с.
  17. Управление качеством электроэнергии: учебное пособие / У677 И. И. Карташев, В. Н. Тульский, Р. Г. Шамонов и др.; под ред. Ю. В. Шарова. 3-е изд., перераб. и доп. М. : Издательский дом МЭИ, 2017. – 347 с.

18. Регулирование напряжения с помощью компенсирующих устройств [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://lektsia.com/3x1f0f.html>
19. В. Э. Воротницкий, И. В. Жежеленко, Г. Г. Трофимов. Повышение энергетической эффективности электрических сетей. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://energy.s-kon.ru/v-e-vorotnitskii-i-v-jejenko-g-g-trofimov-povishenie-energeticheskoi-effektivnosti-elektricheskikh-tsepei/>
20. Оптимизация режимов работы силовых трансформаторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/science/Energetika/331745-optimizatsiya-rezhimov-raboty-silovykh-transformatorov/>
21. Оптимизация нагрузки на трансформатор [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://elis-group.ru/optimizacziya-nagruzki-na-transformator.html>
22. Силовые трансформаторы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://silovoytransformator.ru/razdel/110kv>
23. Проверка трансформаторов на систематическую перегрузку [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.kazedu.kz/referat/138351/6>
24. Параллельная работа трансформаторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.tor-trans.com.ua/transparallel.html>
25. Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : курс лекций / сост. Н. В. Дулесова ; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ, 2016–227с.



Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО  
«Сибирский федеральный университет»  
институт

«Электроэнергетика»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

Г.Н. Чистяков  
подпись      инициалы, фамилия  
« 30 »      « 06 »      2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
код – наименование направления

Анализ пропускной способности высоковольтных подстанций  
ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго»  
тема

Руководитель Е.В. Платонова      доцент, к.т.н.  
подпись, дата      должность, ученая степень

Е. В. Платонова  
инициалы, фамилия

Выпускник И.А. Радионов  
подпись, дата

И.А. Радионов  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер И.А. Кычакова  
подпись, дата

И. А. Кычакова  
инициалы, фамилия

Абакан 2021