ОБЩЕСТВЕННО-ПОЛИТИЧЕСКАЯ ГАЗЕТА
Областная
30 СЕНТЯБРЯ 2019 ПОНЕДЕЛЬНИК № 111 (2014)
WWW.OGIRK.RU
ОФИЦИАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Указ Губернатора Иркутской области от 22 августа 2019 года № 183-уг
«Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на период 2020–2024 годы»
Продолжение. Начало в № 110.

1.1.3. Выходом параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, возникающих при нормативном возмущении в нормальной схеме сети в зимний или летний период, с учетом выполнения режимных мероприятий

1.1.3.1. Узкие места в системообразующей сети

Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун

Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун ограничен ПС 500 кВ Тайшет и ПС 500 кВ Тулун ОАО «ИЭСК». Энергорайон включает в себя основные энергообъекты:

• объекты генерации: отсутствуют;

• электросетевые объекты: ПС 110 кВ ОАО «ИЭСК» и ОАО «РЖД».

Границы транзита определяют следующие элементы сети:

• выключатель ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет;

• выключатель ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха на ПС 500 кВ Тайшет;

• выключатель ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта I цепь с отпайками на ПС 500 кВ Тулун;

• выключатель ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта II цепь с отпайками на ПС 500 кВ Тулун.

Основными потребителями района являются ОАО «РЖД», ООО «Транснефть-Восток» и бытовая нагрузка. Среди потребителей электрической энергии энергорайона присутствуют потребители всех категорий по надежности электроснабжения. Тип нагрузки: тяговая, промышленная и коммунально-бытовая. Численность населения ориентировочно 163 тыс. человек.

На данном транзите наблюдается проблема с перегрузкой оборудования и снижением напряжения.

Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ на транзите 110 кВ Тайшет – Тулун

Наиболее сложной СРС, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха, либо ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками, либо ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук, либо ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук в нормальной схеме в зимний период максимальных нагрузок при максимальной нагрузке транзита 235,6 МВт (16.03.2018 14-06 мск) и перетока мощности в КС Братск – Красноярск при направлении на восток величиной 2000 МВт при температуре ОЗМ +2°С.

При отключении ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха в нормальной схеме имеет место токовая перегрузка:

• провода ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на участке от ПС 500 кВ Тайшет до отпайки на ПС 110 кВ Облепиха на 11 % (966 А при АДТН (равен ДДТН) 872 А при +2°С);

• ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на 54 % (966 А при АДТН (равен ДДТН) 627 А при +2°С), на ПС 110 кВ Замзор на 21 % (759 А при АДТН (равен ДДТН) 627 А при +2°С);

• разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на 61 % (966 А при АДТН (равен ДДТН) 600 А);

• выключателя, разъединителя, ВЧ заградителя, трансформатора тока ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 110 кВ Замзор на 27 % (759 А при АДТН (равен ДДТН) 600 А).

При отключении ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками в нормальной схеме имеет место токовая перегрузка:

• провода ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха на участке от ПС 500 кВ Тайшет до отпайки на ПС 110 кВ Облепиха на 6 % (924 А при АДТН (равен ДДТН) 872 А при +2°С);

• ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха на ПС 500 кВ Тайшет на 48 % (924 А при АДТН (равен ДДТН) 627 А при +2°С);

• выключателя, разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха на ПС 500 кВ Тайшет на 54 % (924 А при АДТН (равен ДДТН) 600 А);

• ВЧ заградителя ячейки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха и трансформатора тока секционного выключателя на ПС 110 кВ Силикатная на 26 % (751 А при АДТН (равен ДДТН) 600 А), секционного выключателя ПС 110 кВ Силикатная на 20 % (751 А при АДТН (равен ДДТН) 630 А);

• ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Силикатная с отпайкой на ПС Топорок на ПС 110 кВ Замзор на 10 % (685 А при АДТН (равен ДДТН) 627 А при +2°С);

• выключателя, разъединителя, ВЧ заградителя, трансформатора тока ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Силикатная с отпайкой на ПС Топорок на ПС 110 кВ Замзор на 15 % (685 А при АДТН (равен ДДТН) 600 А).

В соответствии с данными ОАО «ИЭСК», перегрузка указанного оборудования не допускается.

Фактический случай превышения АДТН ЛЭП: 04.02.2017 аварийно отключалась ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха, вследствие чего в период с 09-57 до 13-03 токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками неоднократно превышала длительно допустимую токовую нагрузку 600 А, максимальное значение токовой нагрузки составляло 720 А. Для устранения перегруза выполнялись мероприятия по повышению напряжения в прилегающей сети, делению транзита, осуществлялся ввод ГВО на величину 2,7 МВт (Акт №1 расследования причин аварии, произошедшей 04.02.2017).

В качестве схемно-режимных мероприятий, направленных на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

• Отключение МВ-110 Тулюшка и МВ-110 Куйтун на ПС 500 кВ Тулун.

• Отключение ВВ-110 Ново-Зиминская «А» и ВВ-110 Ново-Зиминская «Б» на Ново-Зиминской ТЭЦ и загрузка до располагаемой мощности 260 МВт Ново-Зиминской ТЭЦ.

• размыкание транзита 110 кВ Тайшет – Тулун на ПС 110 кВ Нижнеудинск путем выполнения:

о перефиксация В-110 кВ Шеберта со II сш 110 кВ на I сш 110 кВ на ПС 110 кВ Нижнеудинск;

о перефиксация В-110 кВ ВРЗ с I сш 110 кВ на II сш 110 кВ на ПС 110 кВ Нижнеудинск;

о перефиксация трансформатора 3Т с I сш 110 кВ на II сш 110 кВ на ПС 110 кВ Нижнеудинск;

о перефиксация трансформатора 2Т со II сш 110 кВ на I сш 110 кВ на ПС 110 кВ Нижнеудинск;

о отключение ШСВ-110 на ПС 110 кВ Нижнеудинск.

С учетом применения указанных схемно-режимных мероприятий токовая перегрузка проводов ВЛ и подстанционного оборудования в определенных СРС сохраняется. Для исключения указанной перегрузки требуется ввод ГАО в объеме до 134 МВт с учетом 1-го мероприятия, 95 МВт с учетом 2-го мероприятия, 10 МВт с учетом 3-го мероприятия.

Мероприятием, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является замена токоограничивающего оборудования:

• ошиновка марки АС-185/29, разъединитель ячейки ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет на оборудование с ДДТН более 669 А при +2°С.

• ошиновка марки АС-185/29, выключатель, разъединитель ячейки ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха на ПС 500 кВ Тайшет на оборудование с ДДТН более 674 А при +2°С.

Недостаточная пропускная способность АТ-2 ПС 500 кВ Тулун

Наиболее тяжелой СРС, приводящей к нарушению допустимых параметров режима, является, является вывод в ремонт АТ-1 ПС 500 кВ Тулун в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –33°С. В данной СРС имеет место токовая перегрузка АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун на 34 % (767 А при номинальном токе 573 А, для АТ-2 в соответствии с данными ОАО «ИЭСК» коэффициенты перегрузки в зависимости от температуры окружающей среды не применяются).

В период максимальных нагрузок транзита при фактической температуре +2°С при отключении АТ-1 (АТ-2) имеет место токовая перегрузка оставшегося в работе АТ 31 % (750 А при номинальном токе 573 А) и 26 % (735 А при номинальном токе 585 А).

В настоящее время в качестве схемно-режимных мероприятий, ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

• Схемно-режимное мероприятие №1:

о на ПС 500 кВ Тулун отключить выключатель ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта I цепь с отпайками.

о на ПС 500 кВ Тулун отключить выключатель ВЛ 110 кВ Тулюшка – Тулун;

• Схемно-режимное мероприятие №2:

о отключение ВВ-110 Ново-Зиминская «А» и ВВ-110 Ново-Зиминская «Б» на Ново-Зиминской ТЭЦ.

После выполнения СРМ №1 токовая перегрузка составляет:

• АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун 22 % (697 А при номинальном токе 573 А, перегрузка АТ выше номинального тока не допускается);

• АТ-1 на ПС 500 кВ Тулун 17 % (685 А при номинальном токе 585 А, для АТ-1 коэффициент круглосуточной перегрузки равен 112,9 % при +2°С).

После выполнения СРМ №2 токовая перегрузка составляет:

• АТ-2 на ПС 500 кВ Тулун 6 % (605 А при номинальном токе 573 А, перегрузка АТ выше номинального тока не допускается);

• АТ-1 на ПС 500 кВ Тулун 2 %, что допустимо (595 А при номинальном токе 585 А, для АТ-1 коэффициент круглосуточной перегрузки равен 112,9 % при +2°С).

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 17 МВт.

Мероприятиями, направленными на обеспечение допустимых значений параметров электроэнергетического режима в указанной СРС, являются:

• Замена АТ-2 мощностью 120 МВА ПС 500 кВ Тулун на АТ не меньшей мощности с возможностью использования коэффициентов перегрузки в зависимости от температуры окружающей среды.

• Установка третьего АТ на ПС 500 кВ Тулун (предусмотрен СиПР ЕЭС на 2019-2025 в соответствии с ТУ на ТП).

Указанные мероприятия являются альтернативными друг другу. Соответственно, если будет откладываться установка третьего АТ 500 кВ на ПС 500 кВ Тулун (при отказе заявителя по ТУ на ТП), то необходимо выполнение мероприятия по замене АТ-2.

Энергорайон ПС 500 кВ Тайшет

ПС 500 кВ Тайшет принадлежит Филиалу ОАО «ИЭСК» Западные электрические сети. На ПС установлено два АТ 500/110 кВ мощностью 250 МВА каждый. Энергорайон ПС 500 кВ Тайшет включает в себя:

• объекты генерации: отсутствуют;

• электросетевые объекты: ПС 110 кВ ОАО «ИЭСК», ПС 110 кВ РЖД

Границы транзита определяют следующие элементы сети:

• выключатель ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта I цепь с отпайками на ПС 500 кВ Тулун;

• выключатель ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта II цепь с отпайками на ПС 500 кВ Тулун;

• выключатель ВЛ 110 кВ Опорная – Турма на ПС 220 кВ Опорная;

• выключатель ВЛ 110 кВ МПС – Опорная с отпайками на ПС 220 кВ Опорная;

• выключатель 110 кВ ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Абакумовка тяговая с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-41), ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Нагорная с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-42);

• выключатель 110 кВ ВЛ 110 кВ Шарбыш тяговая – Ключи тяговая (С-58), ВЛ 110 кВ Решоты – Тайшет-Запад (С-61).

Основными потребителями ПС 500 кВ Тайшет на напряжении 35 кВ являются ООО «Транснефть-Восток» и бытовая нагрузка. Среди потребителей электрической энергии присутствуют потребители всех категорий по надежности электроснабжения. Тип нагрузки: промышленная и коммунально-бытовая. По стороне 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет питает транзиты 110 кВ Тайшет – Тулун, Тайшет – Опорная, Тайшет – Шарбыш тяговая, Тайшет – Саянская тяговая.

СРС, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является отключение 2 АТ (1 АТ) ПС 500 кВ Тайшет в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –33°С.

В данной СРС имеет место токовая перегрузка 1 АТ на ПС 500 кВ Тайшет на 85 % (532 А при номинальном токе 288,7 А, коэффициент круглосуточной перегрузки при -33°С равен 120 %).

В настоящее время в качестве схемно-режимных мероприятий, направленных на ликвидацию недопустимых электроэнергетических режимов, предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

1. На ПС 110 кВ Замзор отключить В-110 вв Водопад.

2. При направлении перетока мощности от шин 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет:

• на ПС 500 кВ Тайшет отключить ЭВ-110 Восточная;

• на ПС 500 кВ Тайшет отключить МВ-110 Новочунка;

• на ПС 500 кВ Тайшет отключить ЭВ-110 С-43;

• на ПС 500 кВ Тайшет отключить ЭВ-110 С-46.

3. При напряжении на ПС 110 кВ Шарбыш тяговая выше 110 кВ отключить СВ-110 кВ на ПС 110 кВ Бирюса с переводом нагрузки с Т-1 на Т-2.

После выполнения указанных схемно-режимных мероприятий токовая перегрузка 1 АТ на ПС 500 кВ Тайшет составляет 43 % (411 А при номинальном токе 288,7 А, коэффициент круглосуточной перегрузки при -33°С равен 120 %).

В целях исключения указанной перегрузки необходим ввод ГАО в объеме до 70 МВт на ПС 500 кВ Тайшет и ПС 110 кВ Бирюса.

Мероприятием, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является:

• установка 3 АТ на ПС 500 кВ Тайшет (предусмотрен СиПР ЕЭС на 2019-2025 в соответствии с ТУ на ТП).

Транзит 110 кВ Гидростроитель – Коршуниха – Лена

Транзит 110 кВ Гидростроитель – Коршуниха – Лена ограничен ПС 220 кВ Лена, ПС 220 кВ Коршуниха, ПС 110 кВ Гидростроитель ОАО «ИЭСК». Энергорайон включает в себя основные энергообъекты:

• объекты генерации: Иркутская ТЭЦ-16;

• электросетевые объекты: ПС 110 кВ ОАО «РЖД».

Границы транзита определяют следующие элементы сети:

• выключатель ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба на ПС 110 кВ Гидростроитель;

• выключатель ВЛ 110 кВ Усть-Кут – Лена на ПС 220 кВ Лена.

Основными потребителями района являются ОАО «РЖД», ОАО «Коршуновский ГОК», бытовая нагрузка. Среди потребителей электрической энергии энергорайона присутствуют потребители всех категорий по надежности электроснабжения. Тип нагрузки: тяговая, промышленная и коммунально-бытовая. Численность населения ориентировочно 120 тыс. человек. Загрузка Иркутской ТЭЦ-16 составляет 18 МВт и 3,55 МВт, что соответствует располагаемой мощности для рассматриваемых периодов.

ПС 220 кВ Коршуниха, ПС 220 кВ Лена и отходящие от ПС ВЛ 110 кВ принадлежат Филиалу ОАО «ИЭСК» Северные электрические сети. На ПС 220 кВ Коршуниха и ПС 220 кВ Лена установлено по два АТ 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый.

Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая

Наиболее сложной СРС, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Лена в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Лена в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ -33°С. В расчетах учтено включение БСК на ПС 220 кВ Лена действием АОСН.

В данной СРС имеет место токовая перегрузка провода ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая марки АС-150/24 на 4 % (694 А при ДДТН=АДТН 671 А при -30 °С), выключателя и трансформатора тока ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая на ПС 220 кВ Коршуниха на 16 % (694 А при ДДТН=АДТН 600 А), секционного выключателя на ПС 110 кВ Хребтовая на 16 % (694 А при ДДТН=АДТН 600 А), трансформатора тока ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая, разъединителей СР-1-110, СР-2-110 и ШР-110 II СШ ПС 110 кВ Хребтовая на 11% (694 А при ДДТН=АДТН 630 А).

Ограничивающими элементами являются:

• провод участка ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая марки АС-150/24;

• выключатель ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая на ПС 220 кВ Коршуниха;

• трансформатор тока ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая на ПС 220 кВ Коршуниха и на ПС 110 кВ Хребтовая;

• секционный выключатель на ПС 110 кВ Хребтовая;

• разъединители СР-1-110, СР-2-110 и ШР-110 II СШ ПС 110 кВ Хребтовая.

В соответствии с данными ОАО «ИЭСК» и ВСДЭ Филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго, перегрузка указанного оборудования не допускается.

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, отсутствуют.

Деление транзита 110 кВ на время ремонта одного из АТ на ПС 220 кВ Лена не может быть реализовано ввиду наличия потребителя первой категории, получающего питание от ПС 220 кВ Лена, т.к. при аварийном отключении оставшегося в работе АТ на ПС 220 кВ Лена произойдет погашение нагрузки потребителя.

В целях исключения указанной перегрузки необходим ввод ГАО на величину до 15 МВт на ПС 110 кВ транзита Коршуниха – Лена.

Мероприятием, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является применение ПА на ПС 220 кВ Коршуниха (АОПО ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая с УВ на ОН).

Транзит 110 кВ Шелехово – Слюдянка

Транзит 110 кВ Шелехово – Слюдянка ограничен ПС 220 кВ Шелехово ОАО «ИЭСК» и ПС 220 кВ Слюдянка ОАО «РЖД». Энергорайон включает в себя основные энергообъекты:

• объекты генерации: отсутствуют;

• электросетевые объекты: ПС 110 кВ ОАО «ИЭСК» и ОАО «РЖД».

Границы транзита определяют следующие элементы сети:

• выключатель ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг на ПС 220 кВ Шелехово;

• выключатель ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на ПС 220 кВ Шелехово;

• выключатель 110 кВ АТ1 и АТ2 на ПС 220 кВ Слюдянка.

Основными потребителями района являются ОАО «РЖД», бытовая нагрузка. Среди потребителей электрической энергии энергорайона присутствуют потребители всех категорий по надежности электроснабжения. Тип нагрузки: тяговая, промышленная и коммунально-бытовая. Численность населения ориентировочно 105 тыс. человек.

Недостаточная пропускная способность АТ2 на ПС 220 кВ Слюдянка

СРС, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является вывод в ремонт АТ1 ПС 220 кВ Слюдянка в летний период максимальных нагрузок при фактической температуре +8°С.

В данной СРС имеет место токовая перегрузка АТ2 на ПС 220 кВ Слюдянка на 59% (251А при номинальном токе 158А, коэффициент круглосуточной перегрузки при +8°С равен 109,6 %).

В настоящее время в качестве схемно-режимных мероприятий, направленных на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

• перевод нагрузки с шин 110 кВ (Т-1(Т-2)) на шины 220 кВ (Т-4) ПС 220 кВ Шелехово.

После выполнения указанного схемно-режимного мероприятия токовая перегрузка АТ2 на ПС 220 кВ Слюдянка составляет 50% (236А при номинальном токе 158 А, коэффициент круглосуточной перегрузки при +8°С равен 109,6 %). В целях исключения указанной перегрузки необходим ввод ГАО в объеме до 64 МВт на ПС 110 кВ транзита Шелехово – Слюдянка.

Мероприятием, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является:

• замена АТ2 мощностью 63 МВА ПС 220 кВ Слюдянка на АТ мощностью 125 МВА.

Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, ошиновки 110 кВ 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Слюдянка

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в летний период максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца +18°С при следующих СРС:

• вывод в ремонт АТ2 (или АТ1 с учетом замены АТ2 на 125 МВА) ПС 220 кВ Слюдянка и отключение ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг;

• вывод в ремонт АТ2 (или АТ1 с учетом замены АТ2 на 125 МВА) ПС 220 кВ Слюдянка и отключение ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха,

Имеет место токовая перегрузка:

• При выведенных в ремонт АТ2 ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг:

о провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха на 16 % (486А при ДДТН 419А при +18°С);

о ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ошиновки секционного выключателя на ПС 110 кВ Рассоха на 16 % (486 А при ДДТН 419 А при +18°С).

• При выведенных в ремонт АТ2 ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха имеет место токовая перегрузка:

о провода ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг на 11 % (463А при ДДТН 419А при +18°С);

о ошиновки 110 кВ АТ1 (АТ2) ПС 220 кВ Слюдянка на 2 % (568 А при ДДТН 559 А при +18°С).

Ограничивающими элементами являются:

• провод участка ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха – АС-120/19;

• ошиновка ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ошиновка секционного выключателя на ПС 110 кВ Рассоха – АС-120/19;

• ошиновка 110 кВ АТ1 (АТ2) ПС 220 кВ Слюдянка – АС-185/24;

• провод участка ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг – АС-120/19.

Для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 26 МВт

Мероприятием, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является:

• замена провода участков ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, выполненных проводом марки АС-120/19, на провод с пропускной способностью не менее 486 А при +18°С.

• замена ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и ошиновки секционного выключателя на ПС 110 кВ Рассоха марки АС-120/19 на ошиновку с пропускной способностью не менее 486 А при +18°С;

• замена ошиновки 110 кВ 1АТ и 2АТ ПС 220 кВ Слюдянка (а также СШ 110 кВ или их участков с учетом потокораспределения мощности по присоединениям) на ошиновку с пропускной способностью не менее 568 А при +18°С.

1.1.3.2. Узкие места в распределительной сети 110 кВ

ПС 110 кВ Жигалово (Реконструкция с заменой трансформатора Т-1 6,3 МВА на 10 МВА)

На существующей ПС 110 кВ Жигалово (ОАО «ИЭСК») установлены два трансформатора 110/20/10 кВ: Т-1 мощностью 6,3 МВА (установлен в 1973г.) и Т-2 мощностью 10 МВА (установлен в 1975 г.). С учётом года выпуска для Т-1 ПС 110 кВ Жигалово не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05. Схема внешнего электроснабжения ПС приведена на рис. 1.1.3.1.

От данного центра питания осуществляется электроснабжение 17 населенных пунктов, 65 КТП 20/0,4 кВ и 10/04 кВ и 41 социально значимых объектов. Основной потребитель ТСО ОГУЭП «Облкоммунэнерго».

По данным контрольного замера 14-00 (мск) 19.12.2018 нагрузка трансформаторов зафиксирована в объеме:

• Т-1 – 4,08 МВА (65%);

• Т-2 – 4,64 МВА (46%).

При отключении наиболее мощного трансформатора (Т-2) в день зимнего контрольного замера 2018 г. перегрузка второго (Т-1) сверх длительно допустимого значения (без учета нагрузки по ТУ на ТП) составляет 32%.

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют, так как в соответствии со схемой района прилегающей электрической сети (см. рис.1.1.3.2) возможность резервирования нагрузки от других центров питания не возможна. До ближайших центров питания – ПС 110 кВ Качуг и ПС 110 кВ Новая Уда расстояние составляет 113 км и 136 км соответственно.

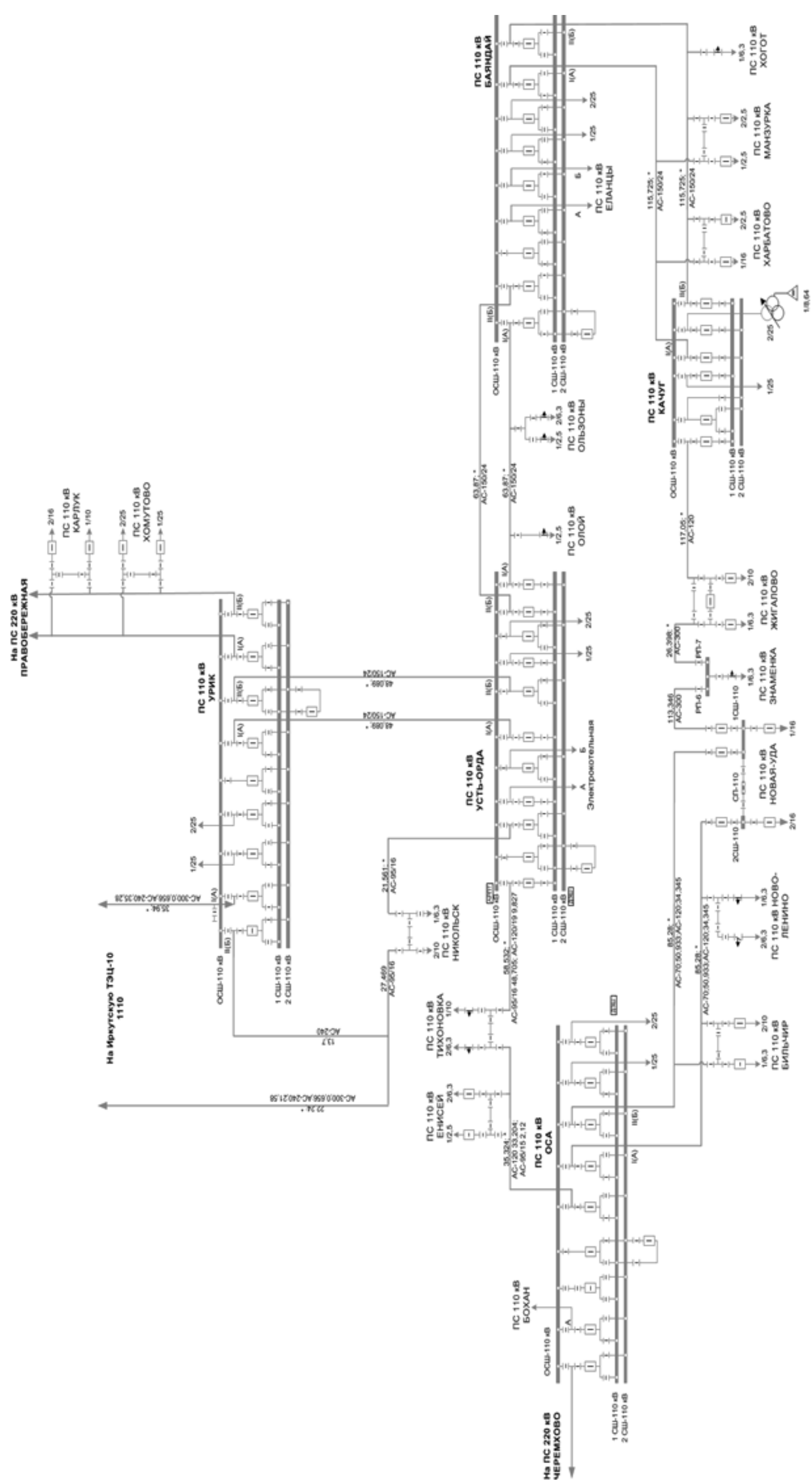


Рис. 1.1.3.1. Схема внешнего электроснабжения ПС 110 кВ Жигалово

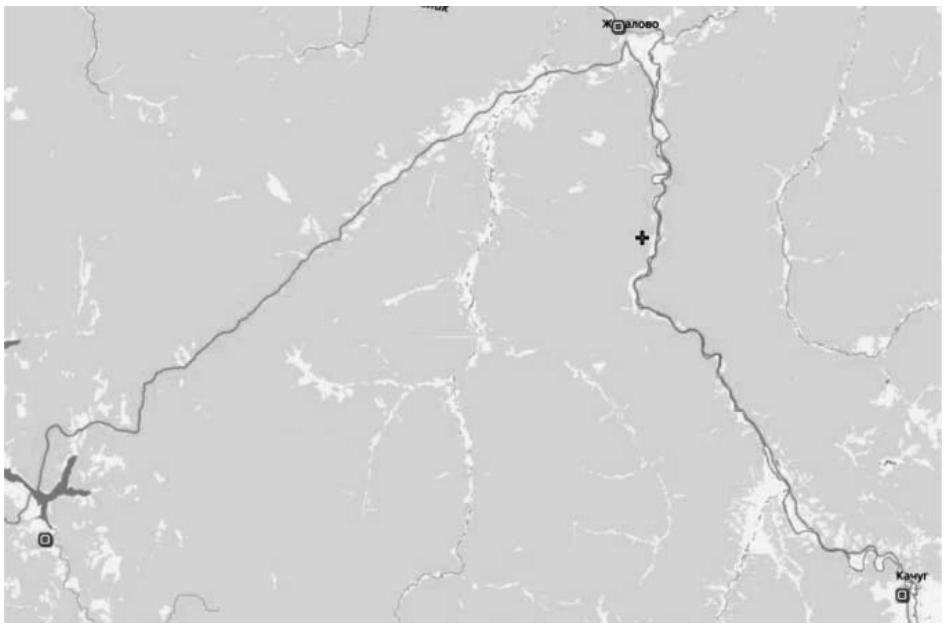


Рис. 1.1.3.2. Расположение ПС 110/20/10 кВ Жигалово относительно ближайших ПС 110 кВ

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить замену силового трансформатора Т-1 с 6,3 МВА на 10 МВА.

Мощность по утвержденным ТУ на ТП составляет 2,52 МВт. На текущий момент отсутствуют ТУ на ТП, в которых были бы указаны мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Жигалово.

ПС 110 кВ Оса (установка БСК), ПС 35 кВ Тараса (реконструкция с установкой БСК)

На существующей ПС 110 кВ Оса установлены два трансформатора 110/35/10 кВ по 25 МВА (1988 и 1991 г.в.). С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Оса не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05.

Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Оса (19.01.2018 г.):

- Т1 – 13.7 МВА 55 %;
- Т2 – 18.3 МВА 73 %.

По данным контрольного замера 14-00 (мск) 19.12.2018 нагрузка трансформаторов зафиксирована в объеме:

• Т-1 – 8,31 МВА (33%);
• Т-2 – 13,90 МВА (56%).

Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Оса (05.02.2019 г. в 18-00 температура -26⁰С):

- Т1 – 13.4 МВА 54 %;
- Т2 – 18,8 МВА 75 %.

Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Оса (в зимний максимум 09.02.2019 г. в 18-00 температура -28⁰С, режим приведен на рис. 1.1.3.3б):

- Т1 – 13.8 МВА 55 %;
- Т2 – 19,4 МВА 77 %.

Напряжение на 1 и 2 сш-35 кВ находится в пределах 38 кВ. При отключении одного трансформатора в зимний максимум нагрузок без учета прироста нагрузки по ТУ на ТП, перегрузка второго сверх длительно допустимого значения составляет 33% (режим приведен на рис. 1.1.3.3в).

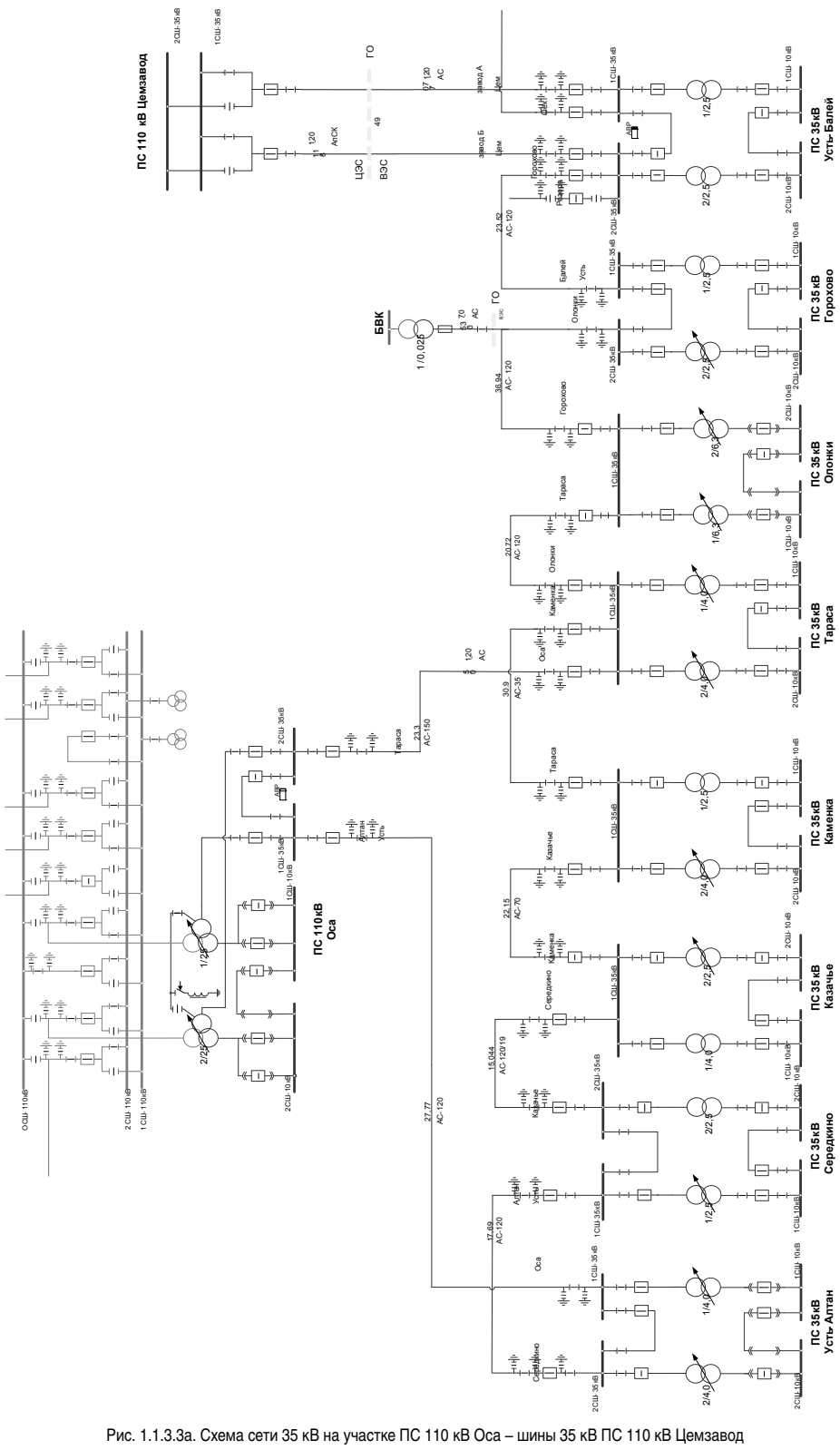


Рис. 1.1.3.3а. Схема сети 35 кВ на участке ПС 110 кВ Оса – шины 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод

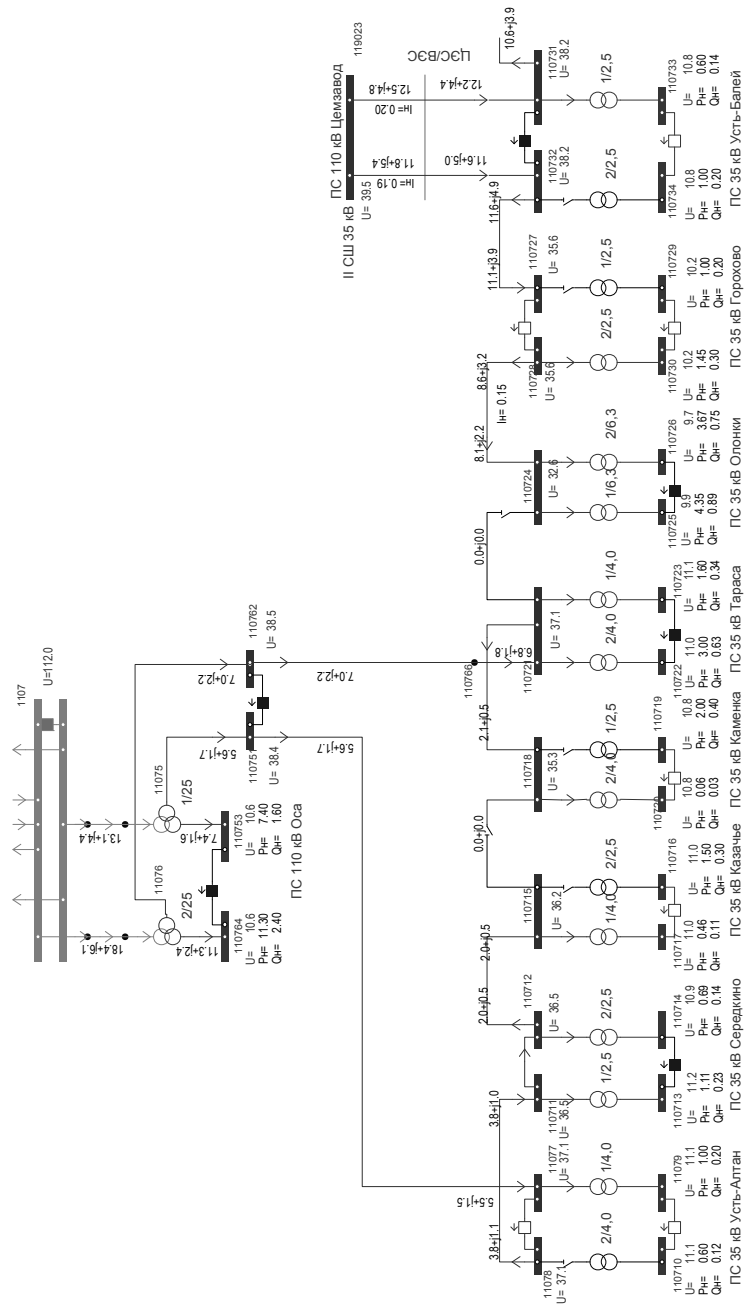


Рис. 1.1.3.3б. Режим сети 35 кВ на участке ПС 110 кВ Оса – шины 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод

Существующая сеть 35 кВ имеет два источника питания от ПС 110 кВ Оса и ПС 110 кВ Цемзавод (ЦЭС). Схема внешнего электроснабжения ПС приведена на рис. 1.1.3.3а. Схема сети 35 кВ состоит из двух колец:

• ВЛ 35 кВ Оса – У-Алтан – Середкино – Казачье – Каменка – Тараса – Оса (кольцо нормально разомкнуто на ПС Казачье, в сторону ПС Каменка).

• ВЛ 35 кВ Оса – Тараса - Олонки – Горохово – У.Балей – Ц.Завод (кольцо нормально разомкнуто на ПС Олонки в сторону ПС Тараса).

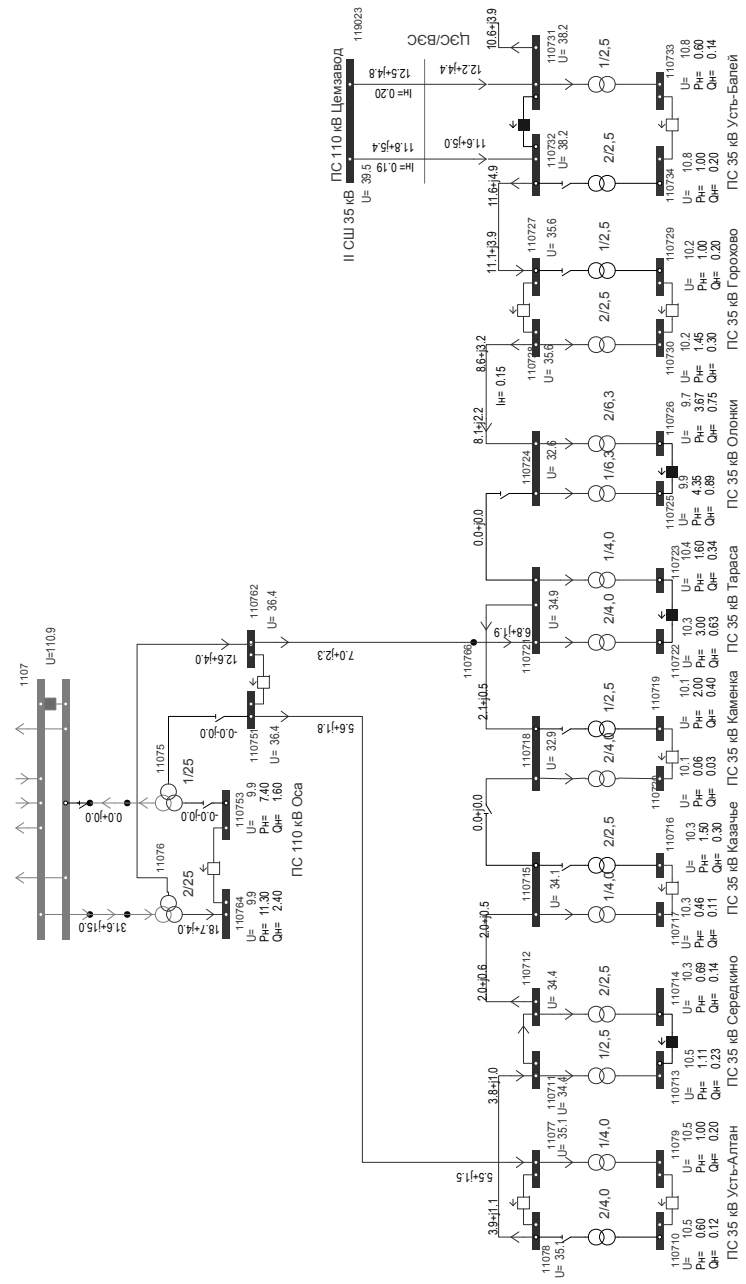


Рис. 1.1.3.3в. Ремонт Т1 на ПС 110 кВ Оса. Режим сети 35 кВ на участке

ПС 110 кВ Оса – шины 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод

От I с.ш. 35 кВ ПС 110 кВ Оса от ВЛ 35 кВ Оса – Усть Алтан осуществляется питание ПС 35 кВ У-Алтан, Середкино, Казачье. Нагрузка по ВЛ 35 кВ – 3,36 МВА (19.12.2018), 5,53 МВА (05.02.2019) и 5,85 МВА (09.02.2019).

От II с.ш. 35 кВ ПС 110 кВ Оса от ВЛ 35 кВ Оса – Тараса осуществляется питание ПС Тараса, Каменка. Нагрузка по ВЛ 35 кВ – 5,33 МВА (19.12.2018), 7,06 МВА (05.02.2019) и 7,34 МВА (09.02.2019).

От ПС 110 кВ Цемзавод по ВЛ 35 кВ Цемзавод – Усть-Балей осуществляется питание ПС Усть-Балей, Горохово, Олонки. Нагрузка по ВЛ 35 кВ – 8,48 МВА (19.12.2018), 11,46 МВА (05.02.2019) и 12,63 МВА (09.02.2019).

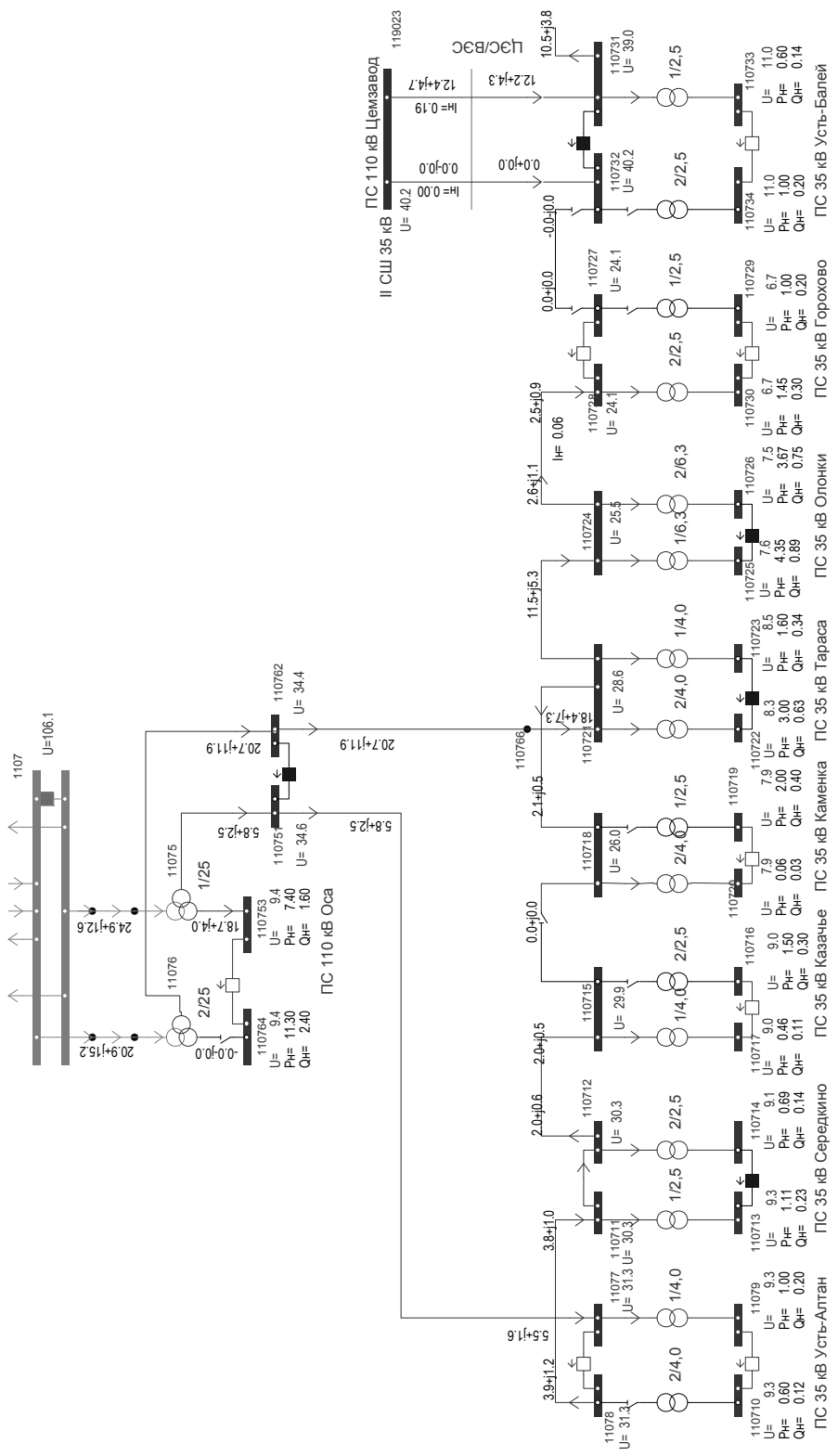


Рис. 1.1.3.3г. Ремонт ВЛ 35 кВ Усть-Балей – Горохово. Режим сети 35 кВ на участке ПС 110 кВ Оса – шины 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод

Потери напряжения по данным ВЛ 35 кВ при существующих нагрузках составляют: в нормальном режиме 2-2,3 кВ; при аварийном ремонте до 10 кВ. Суммарная неиспользованная мощность по утвержденным ТУ на ТП для ПС 110 кВ Оса и ПС 35 кВ питающихся от данных ВЛ 35 кВ – 3,84 МВт.

Недостатки существующей схемы 35 кВ:

• Перегруз трансформатора Т1 ПС Оса (при работе двух трансформаторов на ПС Оса: загрузка Т1 составит 112% от номинальной мощности, загрузка Т2 составит 103% от номинальной мощности) в зимних режимах при переводе в ремонтном (аварийном) режиме питания ПС Олонки (8.18 МВА) и ПС Горохово (2,5 МВА) с ПС 110 кВ Цемзавод на ПС 110 кВ Оса, т.е невозможность использования режимов питания ПС, питающихся от ПС 110 кВ Цемзавод (режим приведен на рис. 1.1.3.3г);

• При отключении В-35 Оса – Усть-Алтан и переводе питания ПС 35 кВ Усть-Алтан, Середкино, Казачье на ВЛ 35 кВ Оса – Тараса – Каменка – Казачье, напряжение на ПС 35 кВ Усть-Алтан – 29.3 кВ. При отключении В-35 Оса – Тараса и переводе питания ПС 35 кВ Тараса – Каменка на ВЛ 35 кВ Оса – Усть-Алтан – Середкино – Казачье, напряжение на ПС Тараса – 28 кВ;

• ПС 35 кВ Казачье, ПС 35 кВ Каменка, ПС 35 кВ Тараса, ПС 35 кВ Олонки имеют по одной СШ 35 кВ (отсутствует секционирование СШ 35 кВ для разделения нагрузки ПС на разные центы питания);

• Отсутствие РПН на трансформаторах ПС 35 кВ Середкино Т2, ПС 35 кВ Казачье Т1, ПС 35 КВ Каменка Т1, ПС 35 кВ Тараса, ПС 35 кВ Горохово Т1, Пс 35 кВ Усть-Балей Т1 и Т2 (используются ПБВ). Поэтому для обеспечения требуемого качества электроэнергии у потребителей уровень напряжения в сети 35 кВ должен быть не ниже 33 кВ;

• При проведении ремонтных работ на трансформаторах 110/35/6 кВ ПС 110 кВ Цемзавод (ЦЭС) требуется ограничение отбора мощности по ПС 35 кВ ВЭС, т.к. для непревышения допустимых уровней напряжения на шинах 6 кВ ПС 110 кВ Цемзавод приходится снижать напряжение на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод, что приводит к недопустимому снижению напряжения на ПС 35 кВ ВЭС (в нормальной схеме питание потребителей ЦЭС осуществляется от Т1, а потребителей ВЭС от Т2 на ПС 110 кВ Цемзавод, что позволяет на 2 СШ 35 кВ поддерживать более высокий уровень напряжения без ущерба для потребителей ЦЭС).

Таким образом, существующая схема сети 35 кВ не обеспечивает требуемые уровни напряжения в ремонтном режиме, и тем самым не обеспечивает возможность резервирования в рамках существующей кольцевой структуры сети 35 кВ. Других центров питания для сети 35 кВ в данном районе нет.

Центр питания ПС 110 кВ Оса перегружен (перегрузка одного трансформатора при ремонте другого трансформатора). Возможности перевода нагрузки ПС 35 кВ Тараса на питание от ПС 110 кВ Цемзавод ограничены, вследствие протяженности около 90 км ВЛ 35 кВ в одноцепном исполнении на участке Цемзавод – Усть-Балей – Горохово – Олонки – Тараса, что приводит к снижению напряжения на ПС Тараса ниже 28 кВ, в сети 35 кВ, а также снижению напряжения на ПС 35 кВ Каменка ниже 30 кВ, вследствие перевода ее питания на I с.ш. 35 кВ ПС 110 кВ Оса, при этом перегрузка сверх длительно допустимого значения оставшегося в работе трансформатора на ПС 110 кВ Оса сохраняется и составляет 16% (режим приведен на рис. 1.1.3.3д).

Установка БСК на (12 Мвар на ПС 35 кВ Тараса и 2х5 Мвар на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Оса) позволит улучшить ситуацию с уровнями напряжения и позволит при ремонте одного трансформатора на ПС 110 кВ Оса переводить питание на ПС 110 кВ Цемзавод не только ПС Тараса, но и ПС Каменка, при этом загрузка оставшегося в работе трансформатора на ПС 110 кВ Оса, с учетом утвержденных ТУ на ТП и учетом эффекта совмещения нагрузки, составляет 102% от номинальной мощности (режим приведен на рис. 1.1.3.3е).

Установка БСК на (10 Мвар на ПС 35 кВ Тараса и 2х5 Мвар на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Оса) позволит при отключении ВЛ 35 кВ Горохово – Усть-Балей, выполнять перевод нагрузки ПС Олонки, ПС Горохово на питание от ПС Оса, с учетом утвержденных ТУ на ТП и учетом эффекта совмещения нагрузки, загрузка Т1 на ПС 110 кВ Оса составит 102% от номинальной мощности (режим приведен на рис. 1.1.3.3ж).

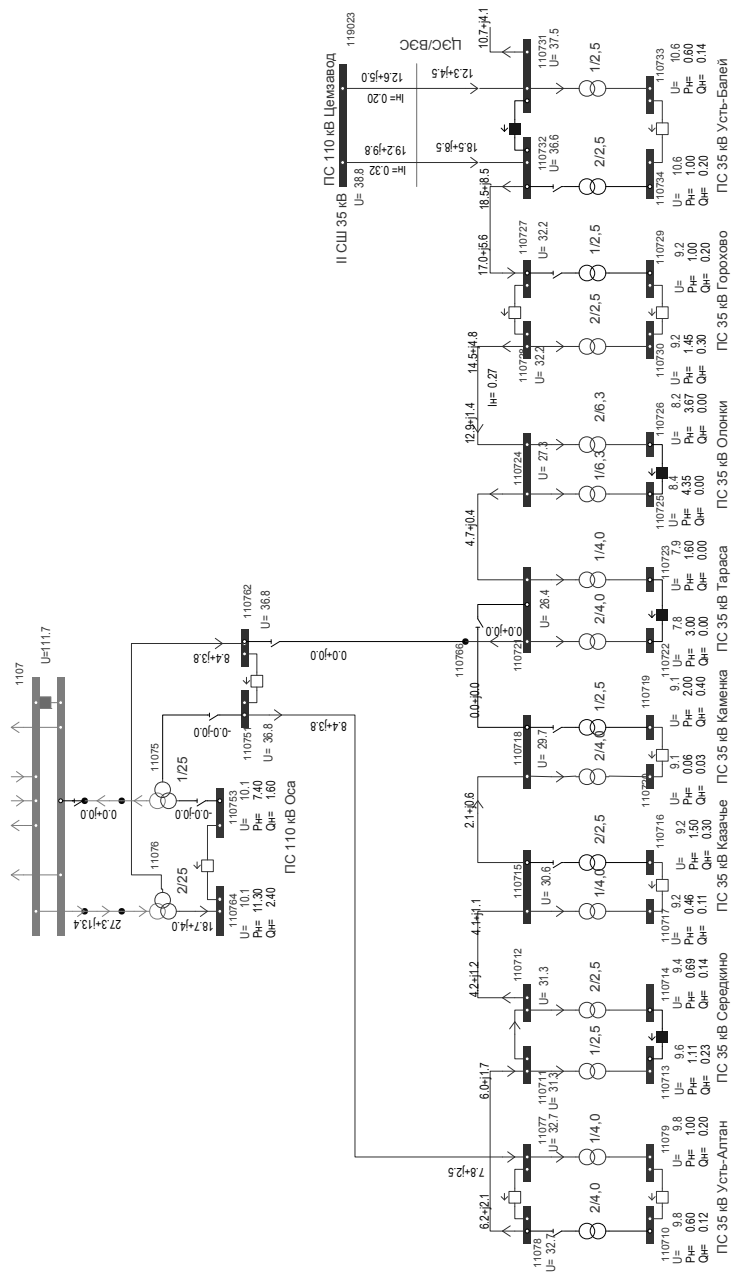


Рис. 1.1.3.3д. Ремонт Т1 на ПС 110 кВ Оса, перевод питания ПС 35 кВ Тараса на ПС 110 кВ Цемзавод. Режим сети 35 кВ на участке ПС 110 кВ Оса – шины 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод

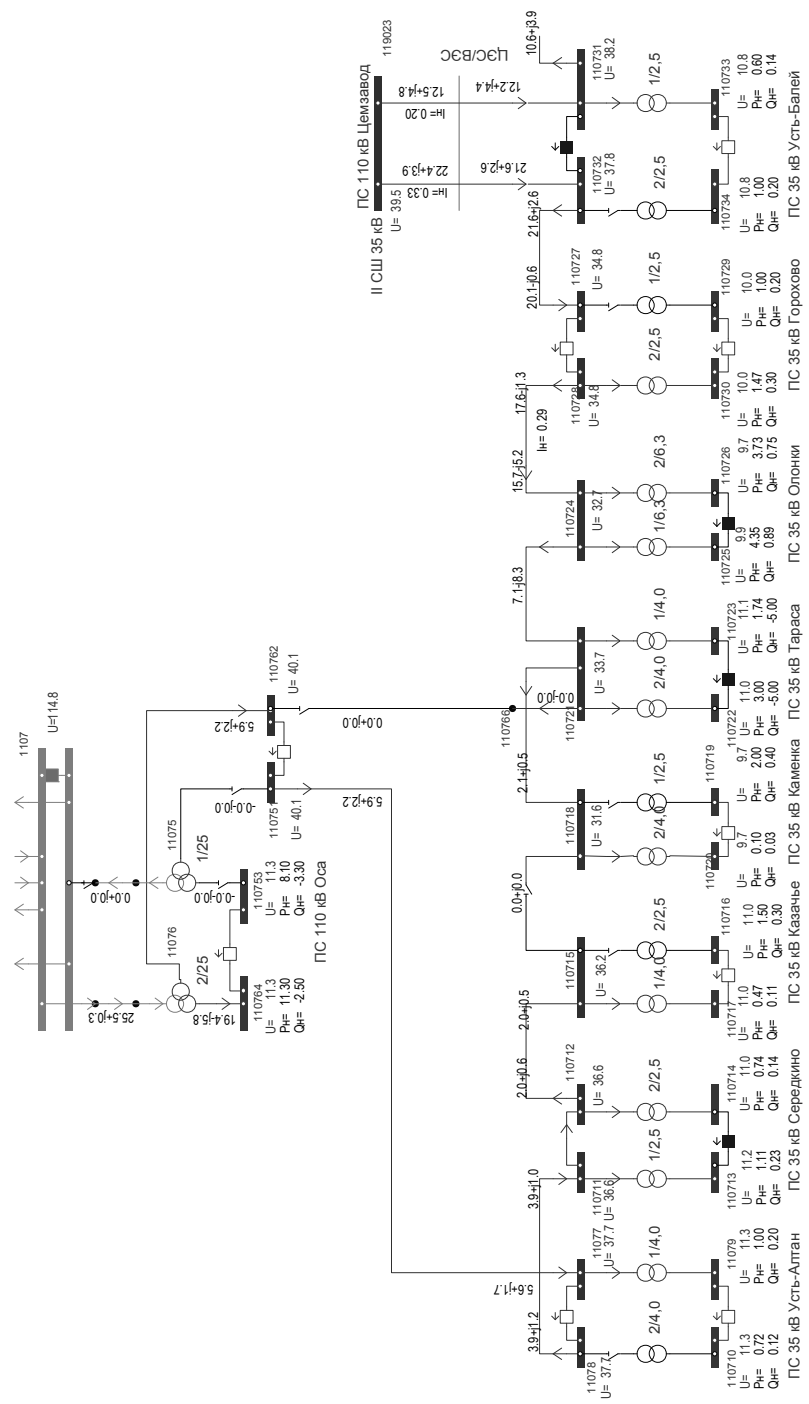


Рис. 1.1.3.3е. Ремонт Т1 на ПС 110 кВ Оса, перевод питания ПС 35 кВ Тараса и ПС 35 кВ Каменка на ПС 110 кВ Цемзавод. Режим сети 35 кВ на участке ПС 110 кВ Оса – шины 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод с БСК.

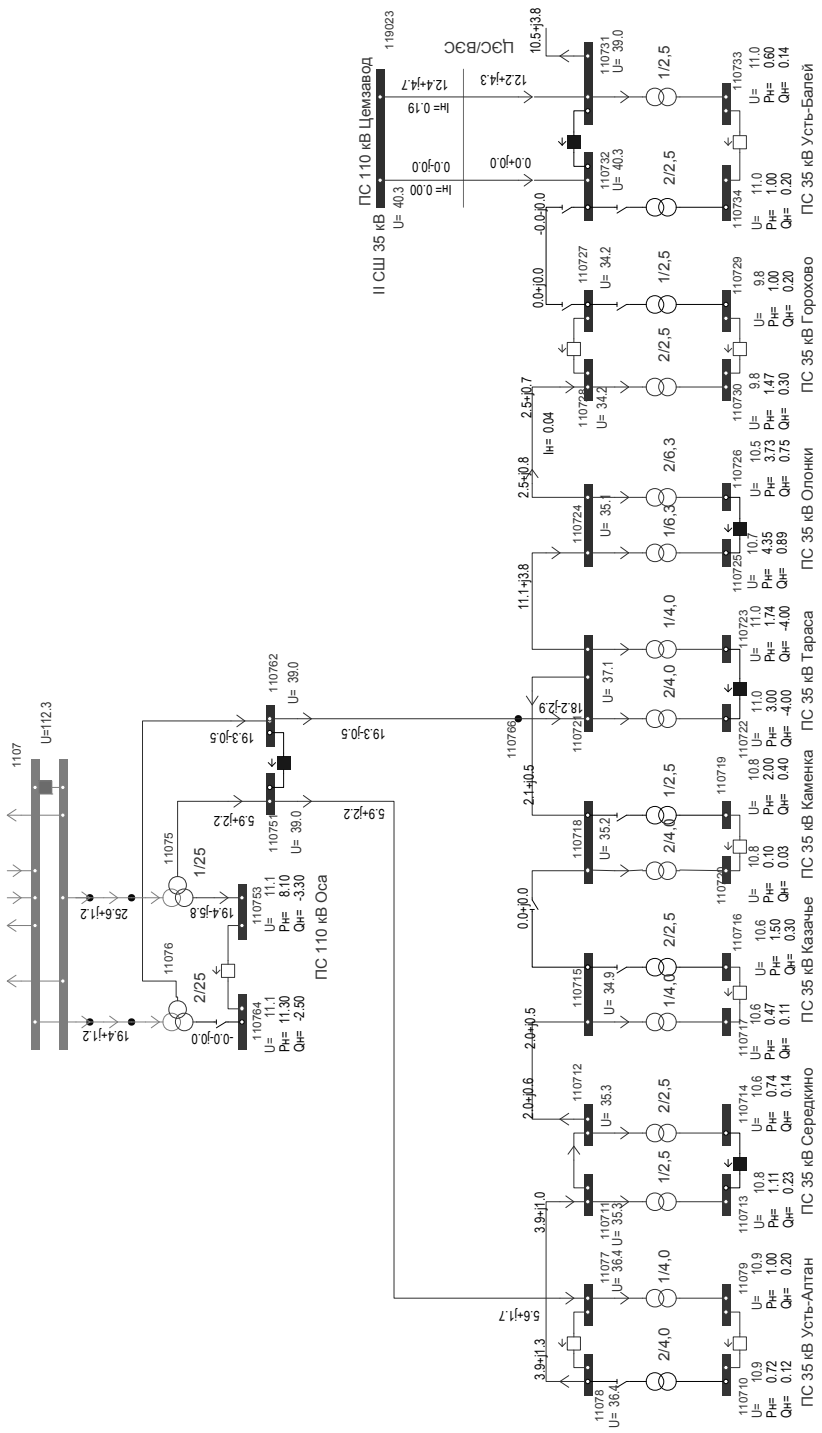


Рис. 1.1.3.3ж. Ремонт Т1 на ПС 110 кВ Оса, перевод питания ПС 35 кВ Тараса и ПС 35 кВ Каменка на ПС 110 кВ Цемзавод. Режим сети 35 кВ на участке ПС 110 кВ Оса – шины 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод с БСК

Рекомендуемым вариантом решения проблемы является установка БСК: 12 Мвар на ПС 35 кВ Тараса и 2х5 Мвар на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Оса. При этом, необходимо в рамках предпроектных (ТЭО) или проектных работ определить оптимальное место и дискретность установки БСК, необходимость режимной и противоаварийной автоматики, необходимость и объемы реконструкции РУ 110, 35 и 10 кВ на ПС 110 и 35 кВ, с учетом проблем со снижением напряжения в энергорайоне Филиала ОАО «ИЭСК» Восточные электрические сети, описанных в пункте 1.1.4.1.

На текущий момент отсутствуют ТУ на ТП, в которых были бы указаны мероприятия по установке БСК.

Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино (реконструкция ОРУ 110 кВ с переносом Т-4 на новое место, реконструкция ЗРУ 6кВ)

На существующей ПС 220 кВ Ново-Ленино (ОАО «ИЭСК») установлены следующие автотрансформаторы и трансформаторы:

- АТ-1 – АТДЦТН-125000/220/110/6, 2000 г.в.
- АТ-2 – АТДЦТН-125000/220/110/6, 1999 г.в.
- Т-1 – ТДТНГ-31500/110/35/6, 1964 г.в.
- Т-2 – ТДТНГ-31500/110/35/6, 1964 г.в.
- Т-3 – ТРДН-32000/110/6, 1984 г.в.
- Т-4 – ТДТН-31500/110/6, 1985 г.в.

Схема ПС приведена на рис. 1.1.3.5.

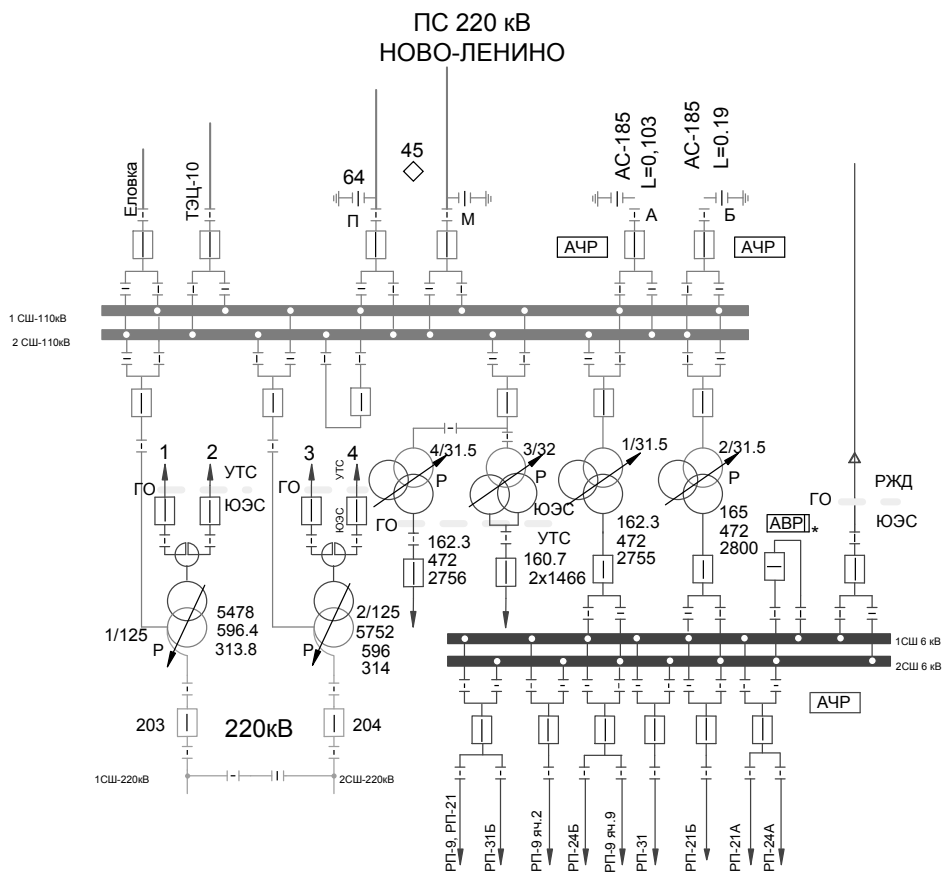


Рис. 1.1.3.5. Схема ПС 220 кВ Ново-Ленино.

Суммарная загрузка трансформаторов Т-1, Т-2 по данным контрольных замеров, произведенных 19.12.2018 в 14-00 (мск. вр), составляет 38,5 МВА, в т.ч. по Т-1 – 16,8 МВА, по Т-2 – 21,8 МВА. По данным замеров максимальных нагрузок по подстанции, произведенным 26.12.2018 при температуре -34°С, составляет 41,2 МВА, в т.ч. по Т-1 – 16,9 МВА, по Т-2 – 24,3 МВА. С учётом года выпуска для Т-1, Т-2 ПС 220 кВ Ново-Ленино не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05.

При отключении одного трансформатора в день контрольного замера перегрузка оставшегося в работе трансформатора составит 16 % сверх длительно допустимого значения. При этом существующая схема ЗРУ 6 кВ не позволяет переводить нагрузку Т-1 и Т-2 на существующие Т-3 и Т-4. Перевод нагрузки по сети 6 кВ на другие центры питания возможен в объеме не более 2 МВА (ограничения по загрузке КЛ 6 кВ), что недостаточно для снятия перегрузки. Небольшой объем переводимой на другие ЦП нагрузки обусловлен тем, что на каждую ячейку 6 кВ на ПС 220 кВ Ново-Ленино фактически подключено по несколько отходящих КЛ 6 кВ и, соответственно, возможен перевод на другой ЦП только целой группы КЛ 6 кВ, но это приводит к перегрузке КЛ 6 кВ.

В связи с вышесказанным планируется осуществить реконструкцию ПС 220 кВ Ново-Ленино, включающую:

1. Реконструкцию ЗРУ 6 кВ с увеличением числа ячеек для подключения КЛ 6 кВ, с организацией 3 и 4 секции шин 6 кВ, а также с организацией связи (строительством вводов) ЗРУ 6 кВ не только с Т-1, Т-2, но и с Т-3, Т-4.

2. Реконструкцию ОРУ 110 кВ с подключением Т-4 на отдельный выключатель 110 кВ. С переносом Т-4 на место отсутствующего РУ 35 кВ для освобождения места под реконструируемый ЗРУ 6 кВ.

В соответствии с утвержденными ТУ на ТП, но еще не реализованным максимальная мощность дополнительных энергопринимающих устройств составляет 44,04 МВА. На текущий момент отсутствуют ТУ на ТП, в которых были бы указаны мероприятия по реконструкции ПС 220 кВ Ново-Ленино в части замены трансформаторов на большую мощность и реконструкции ЗРУ 6 кВ.

ПС 110 кВ Макарово

От ПС 110 кВ Макарово выполнено электроснабжение посёлков Макарово, Балашово и Кривая лука.

ПС 110 кВ Макарово была временно смонтирована на базе комплексной передвижной подстанции на автоходу (установлена на автомобильном трале), год выпуска 1979, тип ПКТПА-2500/110 с трансформатором ТМН-6300/110/10-71У1 1977 года выпуска (установлен на железобетонных плитах без маслоприёмника). ОРУ 110 кВ ПС также выполнено на автоходу по упрощённой схеме, защита со стороны 110кВ осуществляется ограничителями перенапряжения и плавкими вставками. КРУН 10кВ с выкатными масляными выключателями ВММ-10-400 У2 1973 года выпуска не имеет свободных ячеек для подключения дополнительных ВЛ 10кВ.

Подстанция установлена в лесном массиве неподалёку от ВЛ 110 кВ Усть-Кут – Киренск и введена в работу в августе 1990г. (как временная).

Кроме того, до ближайшего населённого пункта Макарово 13 км по пересечённой местности. В период весеннего половодья при разливе р.Лена проезд к подстанции невозможен. Поэтому в случае аварийного отключения возможны длительные перерывы электроснабжения социально-значимых объектов, расположенных в населённых пунктах Макарово, Балашово и Кривая Лука.

15.04.2016 г. при техническом освидетельствовании (ТО) ПС «Макарово» были зафиксированы неустранимые или экономически нецелесообразные для устранения замечания к обустройству подстанции, отраженные в акте ТО (акт приведен в приложении), в соответствии с особым мнением Ростехнадзора при техническом освидетельствовании, ПС 110 кВ Макарово в существующем виде может оставаться в эксплуатации не более 1-2 лет, а именно: ОРУ 110 кВ размещены на платформе прицепа-тяжеловоза и отсутствие проектной документации (нынешняя площадка, подъездные пути и опорные конструкции не соответствуют действующим НТД, без полного переустройства ПС выполнить ПИР невозможно).

07.11.2018г. в адрес ОАО «ИЭСК» обратилось Министерство жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области с письмом №02-58-8205/18, которым просило осуществить электроснабжение двух населённых пунктов Пашня и Усть-Киренга, расположенных неподалёку от села Макарово.

В связи с тем, что ближайшим источником питания для электроснабжения указанных населённых пунктов является ПС 110кВ Макарово, принято решение о строительстве новой подстанции Макарово, с переносом места её расположения в п.Макарово со строительством отпаек 110 кВ, расширением КРУ 10кВ для подключения дополнительных ячеек. Данный вариант экономически более целесообразен, т.к. для приведения ПС к требованиям НТД на существующей площадке требуется полная реконструкция подъездных путей (строительство автодороги от п.Макарово до ПС), что дороже строительства отпаек ВЛ. На текущий момент отсутствуют ТУ на ТП, в которых были бы указаны мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Макарово.

Перегрузка ПС 110 кВ Карлук (замена трансформаторов или строительство ПС 35 кВ с переводом нагрузки на ПС 220 кВ Столбово)

На существующей ПС 110 кВ Карлук установлены два трансформатора: Т-1 – ТДТН-16000/110/35/10, Т-2 – ТДТН-16000/110/10 (1996 и 1986 г.в.). С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Карлук не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05.

Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Карлук в день зимнего контрольного замера 19.12.2018 в 18-00:

- Т1 – 8,72 МВА 55 %;
- Т2 – 13,15 МВА 82 %.

Максимальная загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Карлук наблюдается в период максимальных нагрузок (период длительных пониженных температур окружающего воздуха по причине значительной доли электроотопления у бытовых потребителей). 10.02.2019 г. в 20-00 нагрузка составила:

- Т1 – 12,74 МВА (80%);
- Т2 – 17,42 МВА (109%)

Единовременный максимум нагрузки по трансформаторам зафиксирован 09.02.2019 г. при дневной (ночной) температуре -25 (-44)^{0}С в объеме 33,3 МВА (104% от суммарной установленной мощности двух трансформаторов):

- Т1 – 14,2 МВА (89%);
- Т2 – 19,1 МВА (119%)

В нормальной схеме (при работе двух трансформаторов) наблюдается перегрузка Т2 выше допустимой. При аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе будет загружен на 208%, что требует ввода ГВО в объеме 16,5 МВт для снятия перегрузки.

Динамика максимальных нагрузок по ПС 110 кВ Карлук:

Тр-р	2016	2017	2018	2019
Т1	10,1	11,8	13,3	14,23
Т2	16,7	17	18,13	19,10
Всего по ПС:	26,8	28,8	31,43	33,331
Ежегодный прирост нагрузки		107%	109%	106%

ОАО «ИЭСК» выполнены мероприятия по перераспределению нагрузки по ВЛ 10 кВ на центры питания – ПС 110 кВ Урик, ПС 110 кВ Хомутово, в том числе, с понижением качества передаваемой электроэнергии потребителям.

Для разгрузки ПС 110 кВ Карлук в СиПР ЕЭС на 2019-2025 года предусмотрено на 2019 г. мероприятие по строительству ПС 220 кВ Столбово с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью по 40 МВА каждый.

После ввода ПС 220 кВ Столбово, в 2019 году будет переведено питание ВЛ-10 кВ Карлук – Садоводство (яч.11) с ПС 110 кВ Карлук на ПС 220 кВ Столбово, а в дальнейшем будет построена ПС 35 кВ Садоводство с переводом ВЛ 10 кВ Столбово – Садоводство на 35 кВ. Нагрузка ВЛ 10 кВ Карлук – Садоводство (яч.11) на 09.02.2019 составила 8 МВт, за вычетом которой суммарная нагрузка ПС 110 кВ Карлук 25,3 МВт, что составляет 158% от номинальной мощности одного трансформатора ПС 110 кВ Карлук. Соответственно, даже после реализации мероприятий, предусмотренных на 2019 год, в ремонтной схеме при отключении одного из трансформаторов будет наблюдаться недопустимая перегрузка оставшегося в работе трансформатора.

Для дополнительной разгрузки ПС 110 кВ Карлук можно рассмотреть два варианта. Один вариант, замена трансформаторов 2х16 МВА на трансформаторы 2х25 МВА. Преимущество данного варианта – это возможность относительно быстрой реализации. Другой вариант – это дополнительные мероприятия по переводу по сети 35 кВ нагрузки с ПС 110 кВ Карлук на ПС 220 кВ Столбово:

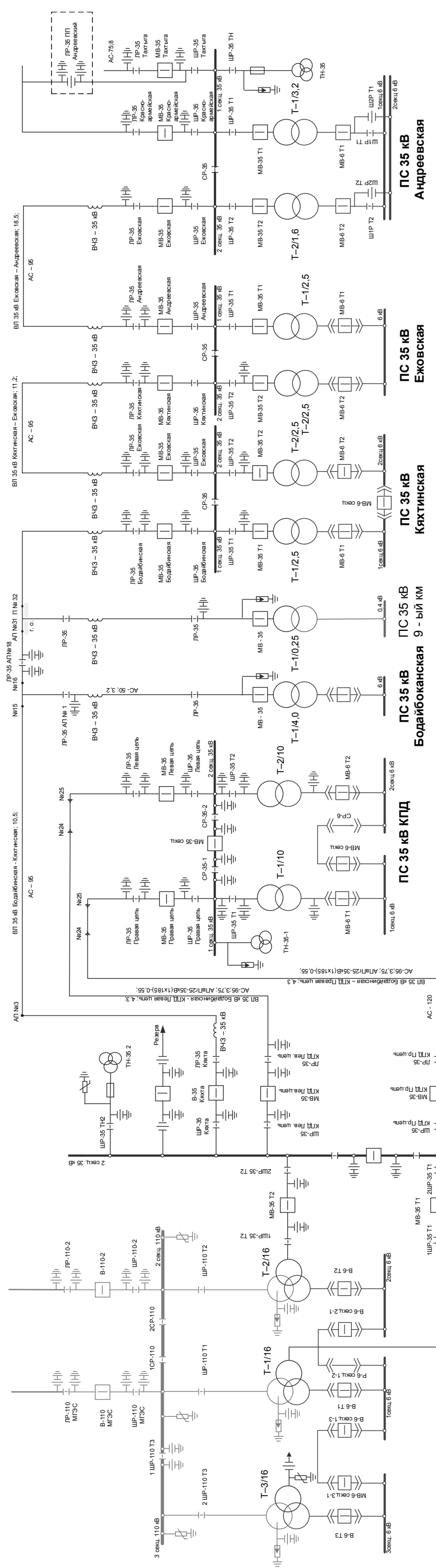
- строительство ПС 35 кВ Горная с переводом на нее потребителей, запитанных от ВЛ-10 кВ Карлук – Хомутово (яч.6). Питание ПС 35 кВ Горная предусматривается по ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово. Нагрузка ВЛ 10 кВ Карлук – Хомутово (яч.6) на 09.02.2019 составила 7 МВт, за вычетом которой суммарная нагрузка ПС 110 кВ Карлук 18,3 МВт, что составляет 114% от номинальной мощности одного трансформатора ПС 110 кВ Карлук.
- строительство ПС 35 кВ Глазуново с переводом нее потребителей, запитанных от ВЛ-10 кВ Карлук – Глазуново (яч.16). Питание ПС 35 кВ Глазуново предусматривается по ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово. Нагрузка ВЛ 10 кВ Карлук – Глазуново (яч.16) на 09.02.2019 составила 2,5 МВт, за вычетом которой суммарная нагрузка ПС 110 кВ Карлук 15,8 МВт, что составляет 99% от номинальной мощности одного трансформатора ПС 110 кВ Карлук.

Преимущество такого варианта – это создание распределенных центров питания 35 кВ для сокращения радиуса ВЛ-10 кВ.

К реализации принят вариант замены на ПС 110 кВ Карлук трансформаторов 2х16 МВА на трансформаторы 2х25 МВА.

На текущий момент отсутствуют ТУ на ТП, в которых были бы указаны мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Карлук с увеличением трансформаторной мощности.

Перегрузка ПС 110 кВ Хомутово (строительство ПС 35 кВ с переводом нагрузки на ПС 220 кВ Столбово)



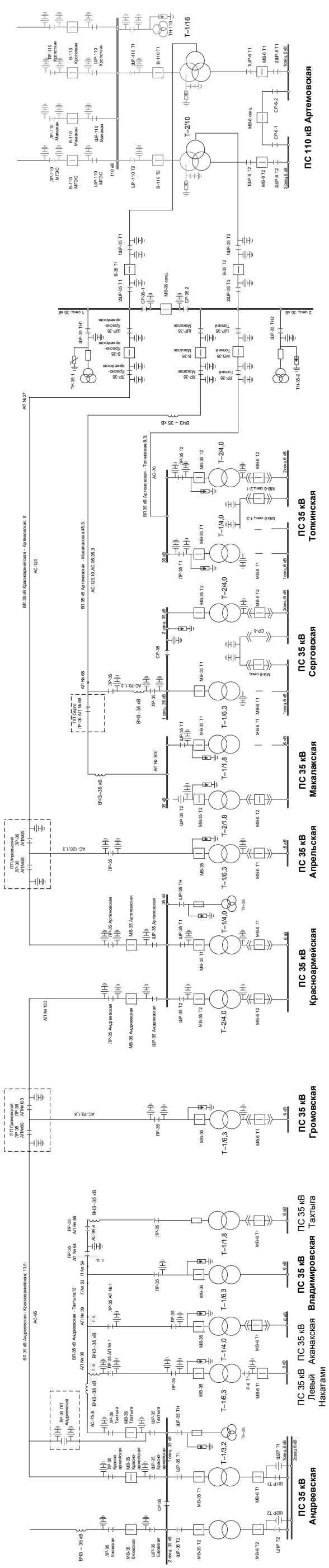


Рис. 1.1.3.8. Схема сети 110-35 кВ в районе ПС 110 кВ Артемовская.

Электроснабжение пригородной зоны г. Иркутска в районе населенных пунктов с. Урик, с. Хомутово, д. Грановщина осуществляется от двух центров питания: ПС 110 кВ Урик и ПС 110 кВ Хомутово.

На существующей ПС 110 кВ Урик установлены два трансформатора: ТДТН-40000/110/35/10 (2011 и 2016 г.в.).

На существующей ПС 110 кВ Хомутово установлены два трансформатора: ТДТН-25000/110/35/10 (1977 и 1987 г.в.). С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Хомутово не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05.

Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Урик в день зимнего контрольного замера 19.12.2018 в 18-00:

- Т1 – 21,84 МВА 55 %;
- Т2 – 30,91 МВА 77 %.

Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Хомутово в день зимнего контрольного замера 19.12.2018 в 18-00:

- Т1 – 19,12 МВА 76 %;
- Т2 – 20,1 МВА 80 %.

Максимальная загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Урик и ПС 110 кВ Хомутово наблюдается в период максимальных нагрузок (период длительных пониженных температур окружающего воздуха по причине значительной доли электроотопления у бытовых потребителей).

08.02.2019 г. в 22-45 нагрузка по трансформаторам ПС 110 кВ Урик составила:

- Т1 – 44,86 МВА 112 %;
- Т2 – 27,96 МВА 70 %.

Единовременный максимум нагрузки по трансформаторам ПС 110 кВ Урик зафиксирован 04.02.2019 при дневной (ночной) температуре -24°С (-39°С) в объеме 81,8 МВА, что составляет 102 % от суммарной установленной мощности двух трансформаторов. Максимальная загрузка трансформаторов:

- Т1 – 37,3 МВА (93%);
- Т2 – 44,5 МВА (113%).

Соответственно даже в нормальной схеме (при работе двух трансформаторов) на ПС 110 кВ Урик наблюдается перегрузка трансформатора Т1 или Т2. При аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе будет загружен на 205%, что требует ввода ГВО для снятия перегрузки.

06.02.2019 г. в 22-00 нагрузка по трансформаторам ПС 110 кВ Хомутово составила:

- Т1 – 27,52 МВА 110 %;
- Т2 – 24,42 МВА 98 %.

Единовременный максимум нагрузки по трансформаторам ПС 110 кВ Хомутово зафиксирован 09.02.2019 при дневной (ночной) температуре -25°С (-44°С) в объеме 56,3 МВА (113 %). Максимальная загрузка трансформаторов:

- Т1 – 27,3 МВА (109%);
- Т2 – 29 МВА (116%).

Соответственно даже в нормальной схеме (при работе двух трансформаторов) на ПС 110 кВ Хомутово наблюдается перегрузка Т1 и Т2 выше допустимой. При аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе будет загружен на 225%, что требует ввода ГВО в объеме 30 МВт для снятия перегрузки.

Динамика максимальных нагрузок по ПС 110 кВ Урик

Замер	Трансформатор	Загрузка, МВА				Средний прирост нагрузки
		2016	*2017*	*2018*	*2019*	
Зимний максимум нагрузки	Т1	24,62	28,2	33	37,29	
	Т2	33,84	39,4	40,1	44,5	
	Всего по ПС:	58,46	67,6	73,1	81,8	
	прирост нагрузки		116%	108%	112%	**12%**
Летний контрольный замер		2015	2016	2017	2018	
	Т1	8,14	4,6	9,2	6,64	
	Т2	0	3,78	0	3,94	
	Всего по ПС:	8,14	8,38	9,2	10,58	
	прирост нагрузки		103%	109%	115%	**9%**

Динамика максимальных нагрузок по ПС 110 кВ Хомутово

Замер	Трансформатор	Загрузка, МВА				Средний прирост нагрузки
		2016	*2017*	*2018*	*2019*	
Зимний максимум нагрузки	Т1	16,3	21	30,5	27,3	
	Т2	25,2	24,9	25	29	
	Всего по ПС:	41,5	45,9	55,5	56,3*	
	прирост нагрузки		111%	121%	110%	**14%**
Летний контрольный замер		2015	2016	2017	2018	
	Т1	1,71	6,5	4,38	7,86	
	Т2	4,88	0	3,75	0	
	Всего по ПС:	6,59	6,5	8,13	7,86	
	прирост нагрузки		99%	125%	97%	**7%**

* – значение указано после перевода 4,7 МВА нагрузки на ПС 110 кВ Оёк.

Для разгрузки ПС 110 кВ Урик и ПС 110 кВ Хомутово в СиПР ЕЭС на 2019-2025 года предусмотрено на 2019 г. мероприятие по строительству ПС 220 кВ Столбово с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью по 40 МВА каждый.

Ввод в 2019 году ПС 220 кВ Столбово, позволит перевести на неё на 1-м этапе 12,1 МВА нагрузки с ПС 110 кВ Урик, в т.ч. нагрузку с ПС ВЛ-10 кВ Грановщина – Столбово (3,4 МВА), ВЛ-10 кВ Грановщина – Усть-Куда А,Б – (8,5 МВА). В перспективе на ПС 220 кВ Столбово с ПС 110 кВ Урик будет переведена вся нагрузка сети 35 кВ, которая 04.02.2019 составляла 32 МВА. После реализации данных мероприятий, оставшаяся нагрузка ПС 110 кВ Урик по 10 кВ составляет 49,8 МВА, что составляет 125% от номинальной мощности одного трансформатора.

С целью разгрузки ПС 110 кВ Хомутово в 2019 уже осуществлен перевод 4,7 МВА нагрузки ПС 35 кВ Коты на ПС 110 кВ Оёк. В 2020 году планируется осуществить перевод нагрузки ВЛ-10 кВ Хомутово – РМЗ и ВЛ-10 кВ Хомутово – Турская на ПС 110 кВ Оёк (после строительства ПС 35 кВ Поздняково). На 09.02.2019 нагрузка 35 кВ ПС 110 кВ Хомутово (с ПС 35 кВ Коты) составляла 3,2 МВА, а суммарная нагрузка ВЛ-10 кВ Хомутово – РМЗ и ВЛ-10 кВ Хомутово – Турская составляла 17,5 МВт. После реализации данных мероприятий, оставшаяся нагрузка ПС 110 кВ Хомутово по 10 кВ составляет 35,6 МВА, что составляет 125% от номинальной мощности одного трансформатора. Соответственно в ремонтной схеме при отключении одного из трансформаторов будет наблюдаться недопустимая перегрузка оставшегося в работе трансформатора.

Для дополнительной разгрузки ПС 110 кВ Урик и ПС 110 кВ Хомутово необходимы дополнительные мероприятия по переводу нагрузки с ПС 110 кВ Урик и ПС 110 кВ Хомутово на ПС 220 кВ Столбово:

• строительство ПС 35 кВ Западная с переводом ее питания на ПС 220 кВ Столбово. На ПС 35 кВ Западная необходимо перевести в режиме максимальных нагрузок примерно 10 МВА нагрузки с ПС 110 кВ Урик и 10 МВА нагрузки с ПС 110 кВ Хомутово. После чего в ремонтной схеме при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не будет превышать длительно допустимой величины.

ПС 110 кВ Артемовская (реконструкция, замена трансформаторов на большую мощность)

На существующей ПС 110 кВ Артемовская установлено два трансформатора 110/35/6 кВ. Т-1 – ТДТН-16000/110-80, 1990 г.в., Т-2 – OVTN-10000/110, 1962 г.в. С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Артемовская не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05.

ПС 110 кВ Артемовская является центром питания для 10 ПС 35 кВ в Бодайбинском районе, питающихся по ВЛ 35 кВ. Другим центром питания для сети 35 кВ является ПС 110 кВ Бодайбинская, связанная нормально отключенным на ПС 35 кВ Андреевская одноцепным транзитом 35 кВ, протяженностью 62 км, выполненным со стороны ПС 110 кВ Бодайбинская проводом АС-95 (длительно-допустимый ток 330 А для летнего периода). Других центров питания для сети 35 кВ в данном районе нет.

По данным летнего контрольного замера 01-00 (мск) 20.06.2018 нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Артемовская зафиксирована в объеме:

• Т-1 – 13,44 МВА (84%);
• Т-2 – 5,76 МВА (58%).

Суммарная нагрузка по ВЛ 35 кВ, отходящим от ПС 110 кВ Артемовская составила 13,5 МВА, в т.ч. нагрузка ВЛ 35 кВ Артемовская – Красноармейская со стороны ПС 110 кВ Артемовская – 5,76 МВА.

Нагрузка ВЛ 35 кВ Бодайбинская – Кяхтинская со стороны ПС 110 кВ Бодайбинская составляла 4,72 МВА. Возможен перевод питания нагрузки ВЛ 35 кВ Артемовская – Красноармейская в ремонтной схеме на питание от ПС 110 кВ Бодайбинская (отключение на ПС 110 кВ Артемовская выключателя ВЛ 35 кВ Артемовская – Красноармейская, включение на ПС 35 кВ Андреевская выключателя ВЛ 35 кВ Андреевская – Красноармейская). После выполнения данного схемно-режимного мероприятия ток ВЛ 35 кВ Бодайбинская – Кяхтинская со стороны ПС 110 кВ Бодайбинская составит 195А, что не превышает длительно допустимой величины.

При ремонте в режиме летних нагрузок на ПС 110 кВ Артемовская наиболее мощного Т-1 и выполнения режимных мероприятий по переводу части нагрузки сети 35 кВ на питание от ПС 110 кВ Бодайбинская, перегрузка оставшегося в работе Т-2 составит 28%.

Если для разгрузки Т-2 ПС 110 кВ Артемовская рассмотреть возможность дополнительного перевода в ремонтной схеме всей нагрузки тупиковых ВЛ 35 кВ Артемовская – Макалакская и ВЛ 35 кВ Артемовская – Топкинская с ПС 110 кВ Артемовская на питание от ПС 110 кВ Бодайбинская (путем отключения на ПС 110 кВ Артемовская выключателя В-35 Т2 и включения выключателя ВЛ 35 кВ Артемовская – Красноармейская, так как перевод только одной ВЛ 35 кВ невозможен, см. схему ПС 110 кВ Артемовская на рис. 1.1.3.8), то суммарный ток ВЛ 35 кВ Бодайбинская – Кяхтинская со стороны ПС 110 кВ Бодайбинская составит 363А, и превысит длительно допустимую величину 330 А.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима в летний период в ремонтной схеме (для текущего уровня нагрузок по данным летних контрольных замеров) предлагается выполнить замену силового трансформатора Т-2 с 10 МВА на 16 МВА. На текущий момент отсутствуют ТУ на ТП, в которых были бы указаны мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Артемовская.

1.1.3.3. Обоснование мероприятий по реконструкции распределительной сети 110 кВ в связи с технологическим присоединением потребителей

ПС 110 кВ Черноруд (реконструкция, перевод на проектную схему)

Электроснабжение поселков и баз отдыха побережья Малого моря Ольхонского района осуществляется от ПС 110 кВ Черноруд и ПС 110 кВ Еланцы.

Существующая ПС 110 кВ Черноруд имеет схему с двумя трансформаторами:

• Т-1 110/35/10 кВ 16 МВА (2013 г.в.);
• Т-2 35/10 кВ 4.0 МВА (1984 г.в.).

С учётом года выпуска для Т-2 ПС 110 кВ Черноруд не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05.

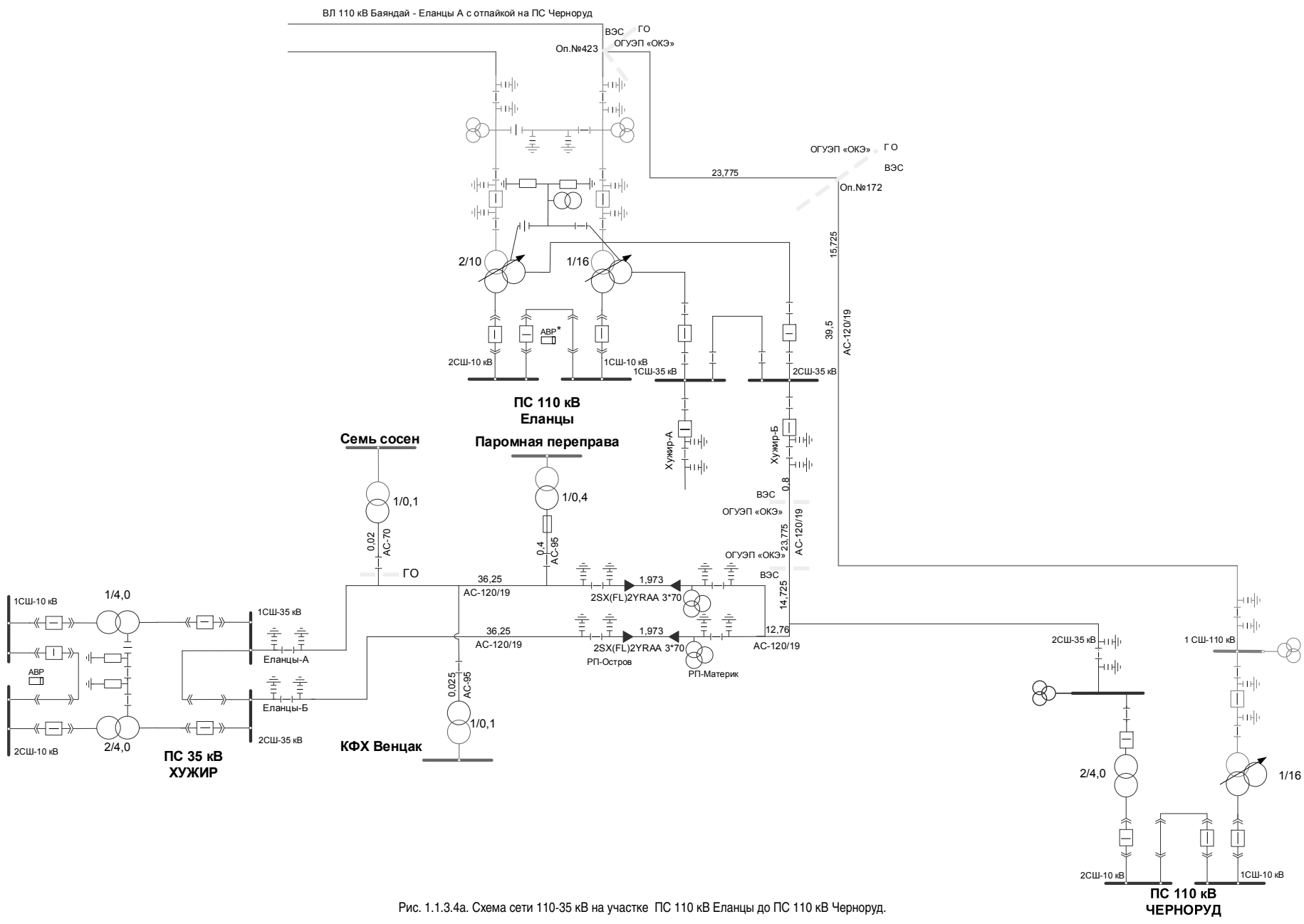


Рис. 1.1.3.4а. Схема сети 110-35 кВ на участке ПС 110 кВ Еланцы до ПС 110 кВ Черноруд.

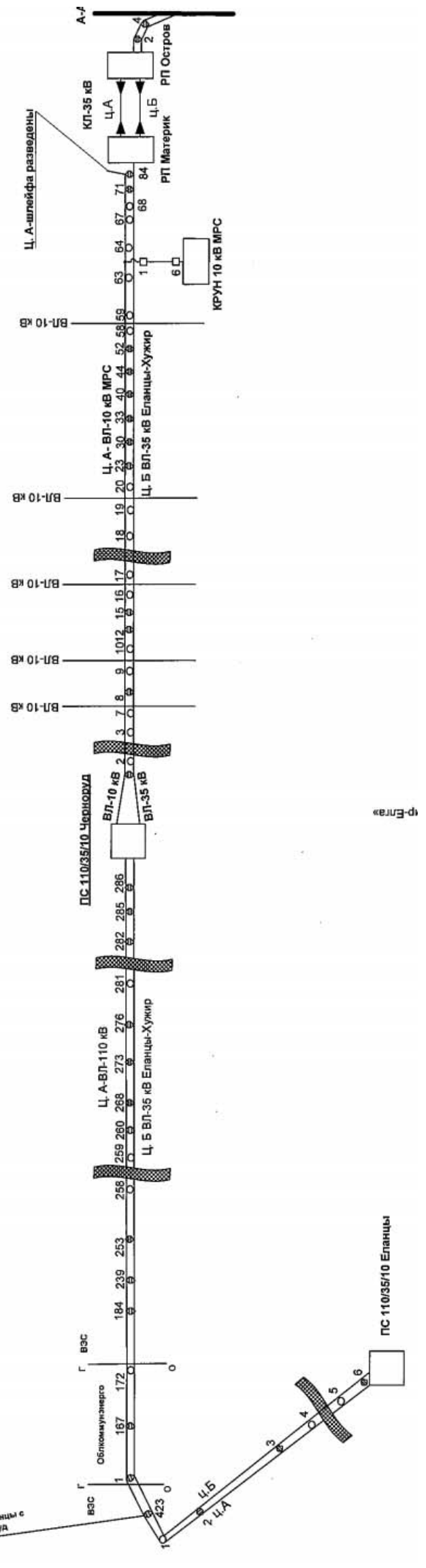


Рис. 1.1.3.4б. Схема ВЛ на участке ПС 110 кВ Еланцы до ПС 110 кВ Черноруд.

Питание Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Черноруд осуществляется по следующей схеме (рис. 1.1.3.4а и рис. 1.1.3.4б):

• Т-1 – отпайкой от ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I цепь;

• Т-2 – от ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир, участок которой от ПС 110 кВ Еланцы до ПС 110 кВ Черноруд выполнен в габаритах 110 кВ с подвеской провода участка ВЛ на общих опорах с отпайкой 110 кВ от ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I цепь на ПС 110 кВ Черноруд.

Единовременный максимум нагрузки по трансформаторам ПС в зимний максимум составил:

• 2015-2016 гг: 3.28 МВА;

• 2016-2017 гг: 3.56 МВА;

• 2017-2018 гг: 3.81 МВА (19.01.2018);

• 2018-2019 гг: 4 МВА (09.02.20119 г. в 19-00 при температуре окружающего воздуха -28^{0}С)

Нагрузка по данным контрольного замера (19.12.2018 в 14-00 мск):

• 2018 гг: 2.88 МВА;

Мощность по утвержденным техническим условиям на технологическое присоединение, но еще не реализованным составляет 10,034 МВт (в т.ч. 750 кВт по 2-ой категории надежности). На текущий момент в 5-и действующих ТУ на ТП суммарной мощностью 1,393 МВт указаны мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Черноруд: по 2-й категории надежности 0,75 МВт (№571/19-ВЭС от 16.04.2019), по 3-й категории надежности: 0,085 МВт (№2882/18-ВЭС от 20.11.2018), 0,049 МВт (№70/19-ВЭС от 20.01.2019), 0,419 МВт (№301/19-ВЭС от 10.03.2019), 0,09 МВт (№329/19-ВЭС от 15.03.2019).

С учетом мощности по ТУ на ТП, в которых предусмотрены мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Черноруд (1,393 МВт) и эффекта совмещения нагрузок при отключении наиболее мощного трансформатора 16 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора превысит длительно допустимое значение на 15%. Мероприятие по реконструкции ПС с заменой трансформатора включено в ТУ для указанных заявителей (приложение к тому). Возможности перевода нагрузки в районе ПС 110 кВ Черноруд нет в связи с отсутствием связей по сети 6-35 кВ.

От ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир осуществляется питание ПС 35 кВ Хужир (2х4 МВА) (о. Ольхон), ПС 35 кВ Паромная переправа (1х0,4 МВА), ПС 35 кВ Семь сосен (1х0,1 МВА), ПС 35 кВ КФХ Венцак (1х0,1 МВА) и Т-2 ПС 110 кВ Черноруд. По условиям селективности РЗА (по условиям настройки релейных защит дальнего резервирования со стороны ПС 110 кВ Еланцы) максимальный допустимый ток по ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир со стороны ПС 110 кВ Еланцы составляет 135 А (8,2 МВА). Нагрузка ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир со стороны ПС 110 кВ Еланцы по данным контрольного замера (19.12.2018 в 14-00 мск) составила 7,21 МВА (109 А), включая нагрузку Т-2 ПС 110 кВ Черноруд – 2,88 МВА и ПС 35 кВ Хужир – 3,82 МВА. нагрузку ПС 35 кВ Паромная переправа, ПС 35 кВ Семь сосен и ПС 35 кВ КФХ Венцак в сумме – 0,014 МВА (разрешенная мощность по АГО – 0,188 МВт).

Единовременный максимум нагрузки по ПС 35 кВ, запитанным от ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир, зафиксирован 09.02.2019 в 19-00ч и составил: ПС 35 кВ Хужир – 7,1 МВА, Т-2 35/10 кВ ПС 110 кВ Черноруд – 4 МВА. Продолжительность токовой нагрузки ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир свыше 135 А была более суток. Мощность по утвержденным, но еще не реализованным ТУ на ТП от ПС 35 кВ Хужир по данным ОАО «ИЭСК» составляет 7,308 МВт (так как в ТУ на ТП отсутствуют мероприятия по реконструкции внешней сети, информация о мощности нереализованных ТУ на ТП приведена справочно и в расчетах не учитывается).

Из-за частых аварийных отключений ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы с отпайками I цепь нагрузка ПС 110 кВ Черноруд переключается на ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир. Нагрузка в ремонтной схеме в зимний максимум по ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир (Б) увеличивается свыше 135 А (свыше 8,2 МВА), что не позволяет обеспечить настройку релейных защит дальнего резервирования со стороны ПС 110 кВ Еланцы, а усиление ближнего резервирования на ПС 35 кВ и оснащение ВЛ 35 кВ основными защитами с абсолютной селективностью требует выполнения дорогостоящих мероприятий на 6 ПС (установку 3-х выключателей 35 кВ на 3-х ПС, организация каналов связи РЗА, установку новых защит, реконструкцию СОПТ). Кроме того, длина ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир Б составляет 90 км, с ростом нагрузки падение напряжения составит 14%, что приведет к проблемам качества напряжения у потребителей, соответственно потребуется установка БСК с АОСН. Перегрузка по току трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Черноруд в данном режиме с учетом ТУ на ТП, в которых предусмотрены мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Черноруд, и эффектом совмещения максимума нагрузок составляет 15 % сверх длительно допустимого значения. Мероприятия по реконструкции РЗА не снимают проблему перегрузки в зимних режимах трансформатора Т-2 35/10 кВ ПС 110 кВ Черноруд.

Еще одним вариантом для устранения «узких мест» существующей схемы ПС 110 кВ Черноруд в ремонтной схеме, связанных с проблемами в РЗА и перегрузкой по току трансформатора Т-2 35/10 кВ ПС 110 кВ Черноруд в режиме зимних максимальных нагрузок, является реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с переводом на проектную схему с переводом питания ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир от ПС 110 кВ Черноруд, а именно:

- с заменой трансформатора 35/10 кВ на 110/35/10 кВ;
- с реконструкцией ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ (под три присоединения: Т-1, Т-2, ВЛ 35 кВ);
- переводом участка от оп.1 до оп.286 ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир (см. рис 1.1.3.4б) на проектное напряжение 110 кВ:

• с образованием отпайки 110 кВ на ПС 110 кВ Черноруд от ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы II цепь (от оп.423 двухцепной ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I, II цепь с отпайками до оп.286 двухцепной отпайки на ПС 110 кВ Черноруд, для перевода которой на 110 кВ, строительство участков ВЛ 110 кВ не требуется, достаточно переделать шлейфы на переходной оп.423 с ВЛ 35 кВ на ВЛ 110 кВ, и организовать заходы на ячейку 110 кВ нового Т-2 от ближайшей оп.286);

• с образованием ВЛ 35 кВ Черноруд – Хужир с отпайками, реконструкция существующей ВЛ 35 кВ не требуется, достаточно переделать заходы от реконструируемого ОРУ 35 кВ до ближайшей оп.1.

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Черноруд после выполнения реконструкции составит 12 МВА: собственная существующая нагрузка – 4 МВА, нагрузка переводимой ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир – 7,1 МВА, нагрузка по утверждённым, но нереализованным ТУ на ТП, в которых предусмотрены мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Черноруд – 1,393 МВА. С учетом эффекта совмещения нагрузок мощность вновь устанавливаемого трансформатора составит 16 МВА.

Выполним технико-экономическое сравнение вариантов:

• Вариант А:

о замена на ПС 110 кВ Черноруд существующего трансформатора Т-2 35/10 кВ 4.0 МВА на трансформатор 6,3 МВА – ориентировочная стоимость 15 млн. руб.;

о установка БСК на ПС 35 кВ Хужир 2х1 МВА с АОСН и на ПС 110 кВ Черноруд 2х1 МВА с АОСН – ориентировочная стоимость 2х7,5=15 млн. руб.;

о организация ВЧ-канала связи на 6 ПС 35 кВ с ВЧ-обработкой на 4-х ПС 35 кВ с установкой 7 комплектов основных ВЧ-защит – ориентировочная стоимость 25 млн. руб. Вариант организации каналов ВОЛС дороже, т.к. требуется подводная прокладка ВОЛС на о.Ольхон.

о реконструкция 3-х ПС 35 кВ с установкой выключателей 35 кВ, защит трансформаторов, СОПТ – ориентировочная стоимость 3х5=15 млн. руб.;

о Итого 70 млн. руб.

• Вариант Б: реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с переводом на проектную схему – ориентировочная стоимость 60 млн. руб., в составе:

о установка трансформатора Т-2 110/35/10 кВ 16 МВА на ПС 110 кВ Черноруд – ориентировочная стоимость 25 млн. руб.;

о реконструкция ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ на ПС 110 кВ Черноруд, переключение ВЛ 110 кВ и 35 кВ – ориентировочная стоимость 35 млн. руб.;

Итого предлагается вариант реконструкции ПС 110 кВ Черноруд с переводом на проектную схему (с заменой трансформатора 35/10 кВ на 110/35/10 кВ 16 МВА), переводом участка ВЛ 35 кВ на 110 кВ, переводом питания ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир от ПС 110 кВ Черноруд, как более экономически выгодный по капитальным затратам. Также в этом варианте ниже эксплуатационные затраты на РЗА и потери электроэнергии (в связи с переводом участка ВЛ протяженностью около 40 км с 35 кВ на 110 кВ).

1.1.4. Отсутствие возможности обеспечения допустимых уровней напряжения (в том числе недостаточными возможностями по регулированию уровней напряжения)

1.1.4.1. Узкие места

Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун

Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун ограничен ПС 500 кВ Тайшет и ПС 500 кВ Тулун ОАО «ИЭСК». Энергорайон включает в себя основные энергообъекты:

• объекты генерации: отсутствуют;

• электросетевые объекты: ПС 110 кВ ОАО «ИЭСК» и ОАО «РЖД».

Границы транзита определяют следующие элементы сети:

• выключатель ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками на ПС 500 кВ Тайшет;

• выключатель ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха на ПС 500 кВ Тайшет;

• выключатель ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта I цепь с отпайками на ПС 500 кВ Тулун;

• выключатель ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта II цепь с отпайками на ПС 500 кВ Тулун.

Основными потребителями района являются ОАО «РЖД», ООО «Транснефть-Восток» и бытовая нагрузка. Среди потребителей электрической энергии энергорайона присутствуют потребители всех категорий по надежности электроснабжения. Тип нагрузки: тяговая, промышленная и коммунально-бытовая. Численность населения ориентировочно 163 тыс. человек.

Снижение напряжения на транзите 110 кВ Тайшет – Тулун

Наиболее сложной СРС, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками (ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха (ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками) в летний период максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца +18°С.

В данной СРС имеет место снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ транзита на участке от ПС 110 кВ Рубахино до ПС 110 кВ Силикатная ниже аварийно допустимого значения (далее – АДН) 85,6 кВ – до 71,9 кВ.

В качестве схемно-режимных мероприятий, направленных на ликвидацию недопустимых электроэнергетических режимов, предусмотрено одновременное выполнение следующих мероприятий:

• включение в работу БСК-1, БСК-2 ПС 500 кВ Тулун;

• включение в работу БСК-2-110 на ПС 110 кВ Водопад;

• загрузка по реактивной мощности СК-2 на ПС 500 кВ Ново-Зиминская;

• загрузка по реактивной мощности Ново-Зиминской ТЭЦ.

После выполнения указанных схемно-режимных мероприятий напряжение на шинах 110 кВ ПС 110 кВ транзита на участке от ПС 110 кВ Рубахино до ПС 110 кВ Силикатная остается ниже минимально допустимого значения (далее – МДН) 90,6 кВ – 72,15 кВ. В целях исключения указанного снижения напряжения необходим ввод ГАО в объеме до 20 МВт на ПС 110 кВ транзита.

Мероприятиями, направленными на обеспечение допустимых значений параметров электроэнергетического режима в указанной СРС, являются:

• Установка БСК 110 кВ мощностью 34 Мвар на ПС 110 кВ Силикатная.

• Установка БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар на ПС 110 кВ Замзор и мощностью 20 Мвар на ПС 110 кВ Нижнеудинск.

• Установка третьего АТ 500 кВ на ПС 500 кВ Тулун (предусмотрен СиПР ЕЭС на 2019-2025 в соответствии с ТУ на ТП).

Указанные мероприятия являются альтернативными друг другу. Соответственно, если будет откладываться установка третьего АТ 500 кВ на ПС 500 кВ Тулун (при отказе заявителя по ТУ на ТП), то необходимо выполнение мероприятия по установке БСК.

Транзит 110 кВ Тайшет – Канская опорная

Границы транзита определяют следующие элементы сети:

• выключатель ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-59) на ПС 500 кВ Тайшет;

• выключатель ВЛ 110 кВ Бирюса – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-864) на ПС 500 кВ Тайшет;

• выключатель ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая I цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая (С-55);

• выключатель ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая II цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая (С-56).

Энергорайон включает в себя основные энергообъекты:

• объекты генерации: отсутствуют;

• электросетевые объекты: ПС 110 кВ ОАО «ИЭСК» и ОАО «РЖД».

Снижение напряжения на транзите 110 кВ Тайшет – Канская опорная

Наиболее сложными СРС, приводящими к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, являются:

• двойная ремонтная схема: отключены ВЛ 110 кВ Бирюса – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-864) и ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-59);

В данной СРС имеет место снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ транзита ниже МДН 90,6 кВ (АДН 85,6 кВ). В целях исключения указанного снижения напряжения необходим ввод ГАО на величину до 60 (70) МВт на ПС 110 кВ транзита.

Мероприятиями, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, являются:

• установка БСК на ПС 110 кВ Юрты мощностью 58 Мвар и на ПС 110 кВ Тайшет-Запад БСК мощностью 30 Мвар;

Транзит 110 кВ Гидростроитель – Коршуниха – Лена

Транзит 110 кВ Гидростроитель – Коршуниха – Лена ограничен ПС 220 кВ Лена, ПС 220 кВ Коршуниха, ПС 110 кВ Гидростроитель ОАО «ИЭСК». Энергорайон включает в себя основные энергообъекты:

• объекты генерации: Иркутская ТЭЦ-16;

• электросетевые объекты: ПС 110 кВ ОАО «РЖД».

Границы транзита определяют следующие элементы сети:

• выключатель ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба на ПС 110 кВ Гидростроитель;

• выключатель ВЛ 110 кВ Усть-Кут – Лена на ПС 220 кВ Лена.

Основными потребителями района являются ОАО «РЖД», ОАО «Коршуновский ГОК», бытовая нагрузка. Среди потребителей электрической энергии энергорайона присутствуют потребители всех категорий по надежности электроснабжения. Тип нагрузки: тяговая, промышленная и коммунально-бытовая. Численность населения ориентировочно 120 тыс. человек.

Загрузка Иркутской ТЭЦ-16 составляет 18 МВт и 3,55 МВт, что соответствует располагаемой мощности для рассматриваемых периодов.

ПС 220 кВ Коршуниха, ПС 220 кВ Лена и отходящие от ПС ВЛ 110 кВ принадлежат Филиалу ОАО «ИЭСК» Северные электрические сети. На ПС 220 кВ Коршуниха и ПС 220 кВ Лена установлено по два АТ 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый.

Снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Коршуниха, ПС 110 кВ Хребтовая, ПС 110 кВ Семигорск, ПС 110 кВ Черная, ПС 110 кВ Видим ниже минимально допустимого

Наиболее сложной СРС, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Коршуниха в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Коршуниха в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –33°С.

В данной СРС имеет место снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Коршуниха, ПС 110 кВ Хребтовая, ПС 110 кВ Семигорск, ПС 110 кВ Черная, ПС 110 кВ Видим ниже АДН 85,6 кВ – до 61 кВ с учетом работы АОСН на ПС 220 кВ Лена на включение БСК-2 при включенных в доаварийном режиме БСК-1, БСК-3.

В настоящее время в качестве схемно-режимных мероприятий, направленных на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, предусмотрено одновременное выполнение следующих мероприятий:

- включение БСК-1 и БСК-2 ПС 220 кВ Северобайкальск;
- включение БСК-1-220 и БСК-2-220 ПС 500 кВ Усть-Кут;
- включение БСК-2 на ПС 220 кВ Лена;
- загрузка по реактивной мощности Иркутской ТЭЦ-16.

После выполнения указанных схемно-режимных мероприятий напряжение на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Коршуниха и ПС 110 кВ транзита остается ниже МДН 90,6 кВ (АДН 85,6 кВ) – до 81 кВ. В целях исключения указанного снижения напряжения необходим ввод ГАО в объеме до 11 МВт на ПС 220 кВ Коршуниха.

Мероприятием, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является применение ПА (АОСН с УВ на ОН на ПС 220 кВ Коршуниха).

Снижение напряжения в энергорайоне Филиала ОАО «ИЭСК» Восточные электрические сети (далее – ВЭС)

Электроснабжение ВЭС осуществляется от трех центров питания: Иркутская ТЭЦ-10 ПАО «Иркутскэнерго», ПС 220 кВ Черемхово, ПС 220 кВ Правобережная ОАО «ИЭСК». Схема электрической сети кольцевая. ВЛ 110 кВ имеют большую протяженность. Энергорайон включает в себя основные энергообъекты:

- объекты генерации: отсутствуют;
- электросетевые объекты: ПС 110 кВ ОАО «ИЭСК».

Границы транзита определяют следующие элементы сети:

- выключатель ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик -А) на Иркутской ТЭЦ-10;
- выключатель ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик-Б) на Иркутской ТЭЦ-10;
- выключатель ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь с отпайками на ПС 220 кВ Правобережная;
- выключатель ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с отпайками на ПС 220 кВ Правобережная;
- выключатель ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками на ПС 220 кВ Черемхово.

Основным потребителем района является бытовая нагрузка. Тип нагрузки: коммунально-бытовая. Среди потребителей электрической энергии энергорайона присутствуют потребители всех категорий по надежности электроснабжения. Численность населения ориентировочно 156 тыс. человек.

Наиболее сложной СРС, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками в зимний период максимальных нагрузок при температуре ОЗМ –33°С. В данной СРС имеет место снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ ВЭС ниже АДН 84,7 кВ – до 63,9 кВ.

В качестве схемно-режимных мероприятий, направленных на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, предусмотрено одновременное выполнение следующих мероприятий:

- загрузка по реактивной мощности Иркутской ТЭЦ-9, Иркутской ТЭЦ-10, Ново-Иркутской ТЭЦ;
- загрузка СК на ПС 500 кВ Иркутская (планируются к выводу).

После выполнения указанных схемно-режимных мероприятий напряжение на шинах 110 кВ ПС 110 кВ ВЭС остается ниже МДН (АДН 84,7 кВ) 88,6 кВ – 73 кВ. В целях исключения указанного снижения напряжения необходим ввод ГАО в объеме до 21 МВт на ПС 110 кВ ВЭС.

Мероприятием, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является установка СКРМ мощностью 78 Мвар на ПС 110 кВ Оса и ПС 110 кВ Новая Уда.

В соответствии с ТЭО «Разработка и внедрение системы Smart Grid в Иркутской энергосистеме (управление реактивной мощностью в электрических сетях Филиала ОАО «ИЭСК» Восточные электрические сети)» для целей снижения потерь электроэнергии запланирована установка БСК 2х5 Мвар на ПС 110 кВ Оса, и БСК 2х1 Мвар на ПС 35 кВ Усть-Уда. Места установки оставшегося объема БСК уточнить при проектировании с учетом планов установки БСК для целей снижения потерь.

Согласно решений ТЭО для целей повышения качества электрической энергии и требований по технической эксплуатации (недопущение перенапряжений, снижение аварийных отключений в летний период) требуется установка устройств ШР и УШР 10 кВ на ПС 110 кВ Баяндай, ПС 110 кВ Оса, ПС 110 кВ Качуг, ПС 110 кВ Усть-Орда, ПС 110 кВ Новая-Уда с устройствами режимной автоматики, оснащение остальных ПС 110 кВ ВЭС устройствами режимной автоматики, о расширение системы управления верхнего уровня по координации устройств режимной автоматики за счет подключения новых устройств режимной автоматики.

1.1.5. Обоснование реконструкции (замены оборудования) на объектах электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше без увеличения мощности

Братский ПП 500 кВ (замена ШР 500 кВ)

Техническое состояние реакторов на Братском ПП 500 кВ:

Р-1 фаза А №1165710 , Р-1 фаза В №1165711, Р-1 фаза С №1181642

Общее заключение: Дефекты термического характера, основной газ ЭТИЛЕН превышающий в 5 и более раз, происходит нагрев масла и бумажно-маслянной изоляции. Выполняются условия прогнозирования «разряда» CH2/C2H4>0,1; CH4/H2<0,5. Температура в зоне нагрева 626°С. CO<0,05% свидетельствует о перегреве масла. (Предполагаемые дефекты - перегревы токоведущих соединений, нагрев и выгорание контактов, ослабление и нагрев места крепления электростатического экрана, ослабление и нагрев контактных соединений). Скорость нарастания газов в масле с превышением у всех фаз ПДК Р-1 активно началась с 2015г. Дефект на ранней стадии можно обнаружить, как показывает практика, только хроматографическим анализом. Значения высоковольтных испытаний на данный момент находятся в пределах нормы. Дегазация масла снижает концентрацию газов в масле до нормы кратковременно (от 3 до 5 месяцев), а потом показания газов вновь выходят за пределы ПДК, что говорит о стабильном развитии внутреннего дефекта.

Р-2 фаза А №1187504

Заключение: После дегазации масла концентрации газов в норме, но скорость нарастания газов C2H4 уже на пределе превышения. Предполагаемые дефекты термического характера, основной газ ЭТИЛЕН превышающий в 5 раз, происходит нагрев масла и бумажно-маслянной изоляции. Выполняются условия прогнозирования «разряда» CH2/C2H4>0,1; CH4/H2<0,5. Температура в зоне нагрева 600°С. CO<0,05% свидетельствует о перегреве масла. Значения высоковольтных испытаний на данный момент находятся в пределах нормы. Происходит процесс разрушения твердой изоляции.

Р-2 фаза В №1117639

Заключение: Даже дегазацией превышения этилена не получается убрать до минимальных концентраций. И также до дегазации основной газ ЭТИЛЕН превышает в 5 раз и сопутствующие газы CO, CH4, CO2, C2H6. Дефекты термического характера: нагрев масла и бумажно-маслянной изоляции. Происходит процесс разрушения твердой изоляции.

Протоколы прилагаются.

На основании вышеизложенного на Братском ПП 500 кВ необходима замена Р-1 и Р-2 500 кВ.

ПС 500 кВ Иркутская (замена автотрансформатора АТ-9)

В настоящее время на ПС «Иркутская» находится в эксплуатации три типа групп однофазных автотрансформаторов 500 кВ:

- АТ-8 – 3х АОДЦТН-267000-500/220-У1
- АТ-9 – 3х АОДЦТГ-250000-500
- АТ-10 – 3х АОРТДЦТН-250000-500/220-УХЛ1

Группа автотрансформаторов АТ-8 обновилась в период 1991 года. Группа АТ-10 была заменена на новые автотрансформаторы в период 2011-2014 годов. При замене АТ, в связи с отсутствием РПН и ПБВ на оставшихся в работе АТ, не предусматривалась возможность использования РПН для регулировки напряжения. Фактически управление РПН выполнено от кнопки местного управления шкафа РПН АТ.

Группа автотрансформаторов АТ-9 была укомплектована из оставшихся самых лучших по характеристикам автотрансформаторов (в том числе демонтированных с АТ-8, АТ-10). Последняя замена была произведена в 2008г., когда АТ фазы «С» был забракован по результатам хромотографического анализа масла и заменен на резервный оставшийся после замены АТ-8.

На сегодняшний день группа автотрансформаторов АТ-9 укомплектована:

- АТ-9 фаза «А», АТ зав.№ 36938, 1962года изготовления, в 1963году введён в эксплуатацию, (54года эксплуатации) изготовлен согласно специальным техническим условиям СТУ 72-30090 в соответствие требованиям разделов II и V ГОСТ 401-41, устройство РПН и ПБВ отсутствуют. Последний капитальный ремонт проводился в 1998году. Начиная с 2005года периодически в период летних температурных максимумов, происходит превышение концентрации в масле газов CO и CO2, что свидетельствует о старении изоляции, с целью снижения концентрации принимаются меры по поддержанию температурных режимов масла в пределах 30-350, что не всегда удаётся выполнить в период максимумов нагрузки и при ремонтных схемах.
- АТ-9 фаза «В», АТ зав.№ 36937, 1962года изготовления, в 1963году введён в эксплуатацию (54года эксплуатации), изготовлен согласно специальным техническим условиям СТУ 72-30090 в соответствие требованиям разделов II и V ГОСТ 401-41, устройство РПН и ПБВ отсутствуют. Последний капитальный ремонт проводился в 1981году. Начиная с 2000года периодически, происходит превышение концентрации в масле газов CO2, а с 2005года также наблюдается превышение концентрации в масле газов CO, что свидетельствует о перегревах твёрдой изоляции и ускоренном старении изоляции АТ, с целью снижения концентрации принимаются меры по поддержанию температурных режимов масла в пределах 30-350, что не всегда удаётся выполнить в период максимумов нагрузки и при ремонтных схемах.
- АТ-9 фаза «С», АТ зав.№ 36939, 1963года изготовления, в 1963году введён в эксплуатацию (54года эксплуатации), изготовлен согласно специальным техническим условиям СТУ 72-30090 в соответствие требованиям разделов II и V ГОСТ 401-41, устройство РПН и ПБВ отсутствуют. Последний капитальный ремонт проводился в 2005году. После проведённого капитального ремонта (до ремонта наблюдалось превышение концентрации в масле газов CO2) и поддержанию по возможности температурных режимов масла в пределах 30-350, замечаний по работе АТ на данный момент нет.

На основании вышеизложенного и в соответствии с РД 34.46.501. «Инструкции по эксплуатации трансформаторов» не допускается перегрузка АТ-9.

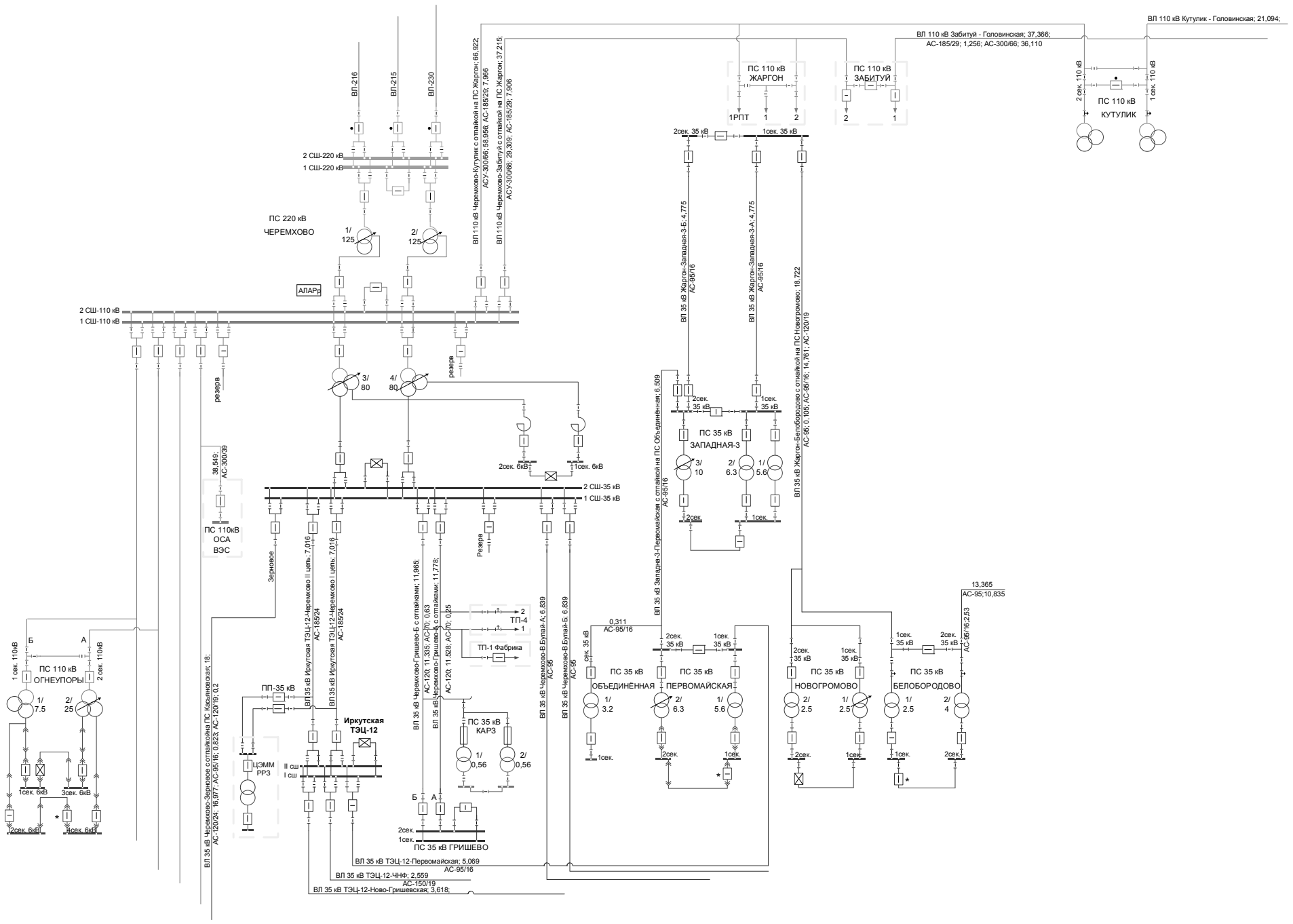
В нормальной схеме АТ-9, АТ-8 и АТ-10 на ПС 500 кВ Иркутская работают параллельно. В связи с отсутствием РПН и ПБВ на АТ-9, недопустимо использование существующих РПН и ПБВ на АТ-8 и АТ-10 для регулировки напряжения на шинах 220кВ. Для повышения надёжной работы ПС 500 кВ Иркутская и возможности задействования РПН для регулировки напряжения на шинах 220кВ ПС 500 кВ Иркутская в автоматическом режиме, что требуют «Правила технологического функционирования электроэнергетических систем», утверждённых постановлением Правительства Российской Федерации №937 от 13.08.2018г., необходимо выполнить замену АТ-9 и создание системы автоматики управления РПН АТ-8,9,10.

ПС 220 кВ Черемхово (реконструкция ОРУ и РЗА)

ПС 220 кВ Черемхово участвует в транзите 500-220-110 кВ Братск-Иркутск, является центром питания электрических сетей Черемховского района. От ПС 220 кВ Черемхово по 110 кВ запитаны ПС 110 кВ Жаргон, ПС 110 Кутулик, ПС 110кВ Забитуй (Иркутская дистанция электроснабжения (ЭЧ-5) ВСДЭ ОАО «РЖД»), ПС 110кВ Оса, (филиала ОАО «ИЭСК» «Восточные электрические сети»).

На ПС 220 кВ Черемхово установлены два автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110 кВ, 1996 год ввода в работу, и АТДЦТН-125000/220/110, 1997 год ввода в работу, и два трансформатора ТДТН-80000/110/35/6, 1996 год ввода в работу, ТДТН-80000/110/35/6, 2011 год ввода в работу.

Рис. 1.1.6.1. Схема сетей в районе ПС 220 кВ Черемхово.



На ПС 220 кВ Черемхово основная защита транзитных линий 220 кВ и 110кВ ДФЗ-201, введена в эксплуатацию в 1983 году, и резервная защита ЭПЗ-1636, введена в эксплуатацию в 1976 году. При техническом обслуживании производилась замена вышедших из строя элементов устройств, отмечены предельные характеристики и механический износ некоторых узлов. Некоторые элементы устройств сняты с производства, что увеличивает время ремонта и снижает его качество (замена на б/у элементы). Дальнейшая эксплуатация увеличивает вероятность внезапных и деградационных отказов устройств РЗА (материалы о работе РЗА прилагаются). К таким снижающим надёжность РЗА защит и превышающий ресурсный срок эксплуатации относятся защиты линий 35 кВ Зерновое, ТЭЦ-12 А,Б введённые в 1956 году, а также все РЗА, кроме прошедших реконструкцию за последние годы.

Учитывая, что выключатели 220 кВ и 110 кВ транзитных линий и другие 1956 годов изготовления, встроенные в них трансформаторы тока имеют сниженную изоляцию вторичных цепей, находящуюся на границе допустимой. Это относится и к трансформаторам напряжения 220 кВ 110 кВ 35 кВ, 1964 года выпуска. Шинные и линейные разъединители 220 кВ и 110 кВ транзитных линий и линий 35кВ 6 кВ эксплуатируются часть с 1956 года, часть 1972 года и 1980 года.

Общее состояние строительных конструкций здания главного щита управления ПС 220 кВ Черемхово, ЗРУ-6кВ ПС 220 кВ Черемхово, здания релейной защиты ПС 220 кВ Черемхово оценивается как ограниченно-работоспособное.

Кабельные трассы на ОРУ-220кВ, ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ эксплуатируются с 1956 года. Физический износ кабельной трассы составляет на данный момент 100% (акт осмотра прилагается). Вследствие длительной эксплуатации произошло старение изоляции контрольных кабелей релейной защиты и автоматики, участились случаи повреждения изоляции жил. Разрушается бетон, повреждая контрольные и силовые кабели, что приводит к отказам оборудования и аварийному отключению потребителей.

Исходя из вышеизложенного и во избежание рисков повреждения оборудования, требуется реконструкция ПС 220 кВ Черемхово:

• выполнить реконструкцию ОРУ 220, 110, 35 кВ и ЗРУ-6 кВ с заменой оборудования, выработавшего свой ресурс, и дальнейшая эксплуатация которого может привести к его аварийному повреждению;

• выполнить реконструкцию РЗА 220, 110, 35 кВ с заменой кабельных связей, строительством нового здания ГЩУ и РЩ;

Состав заменяемого оборудования определить при выполнении инженерного обследования специализированной организацией. Технические решения уточнить при разработке ПСД. Разработка ПСД будет осуществлена в 2020 году, СМР, ПНР и ввод в работу планируется в 2021-2024гг.

ПС 110 кВ Нагорная (реконструкция ОРУ 110 кВ)

ПС 110 кВ Нагорная по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждение оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ-110 Байкальская – Нагорная цепи I и II, т.е. подстанции 110 кВ т.е. ПС 110 кВ Нагорная и ПС 110 кВ Релейная,.

Планируется осуществить реконструкцию ПС 110 кВ Нагорная, включающую:

1. реконструкцию ОРУ 110 кВ по типовой схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, предусматривающую замену отделителей и короткозамыкателей на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока.

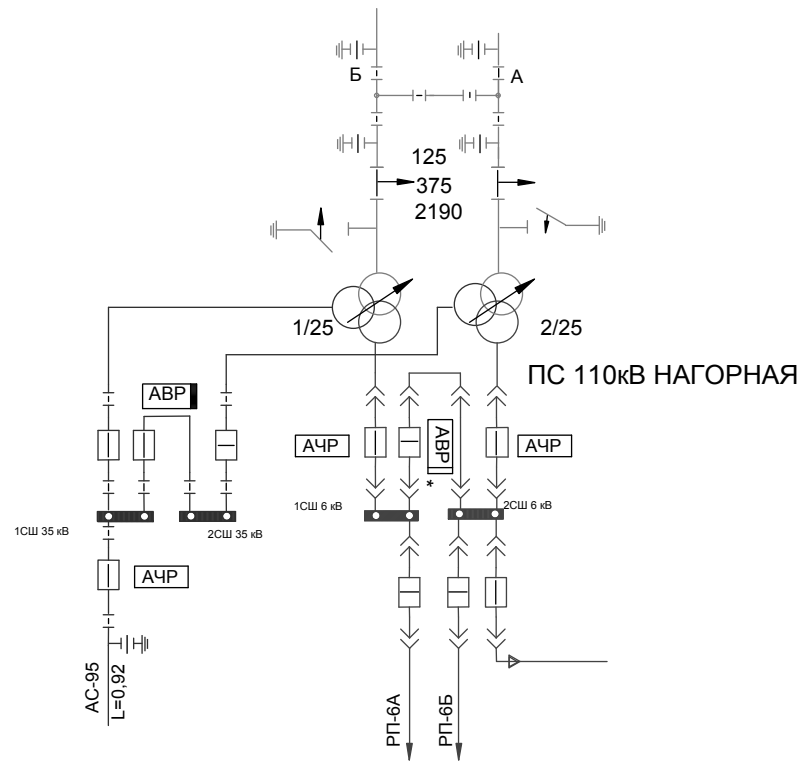


Рис. 1.1.6.2. ПС 110 кВ Нагорная.

ПС 110 кВ Октябрьская (реконструкция ОРУ 110 кВ)

ПС 110 кВ Октябрьская по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждение оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Кировская с отпайками и/ или ВЛ 110 кВ Южная – Кировская с отпайками, т.е. подстанции 110 кВ т.е. ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Цимлянская, ПС 110 кВ Печная и ПС 110 кВ Октябрьская.

Планируется осуществить реконструкцию ПС 110 кВ Октябрьская, включающую:

1. Реконструкцию ОРУ 110 кВ по типовой схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, предусматривающую замену отделителей и короткозамыкателей на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока.

3. Замену ячеек КРУН-6 кВ секции шин 1968-1985 г.в. на современные малогабаритные ячейки.

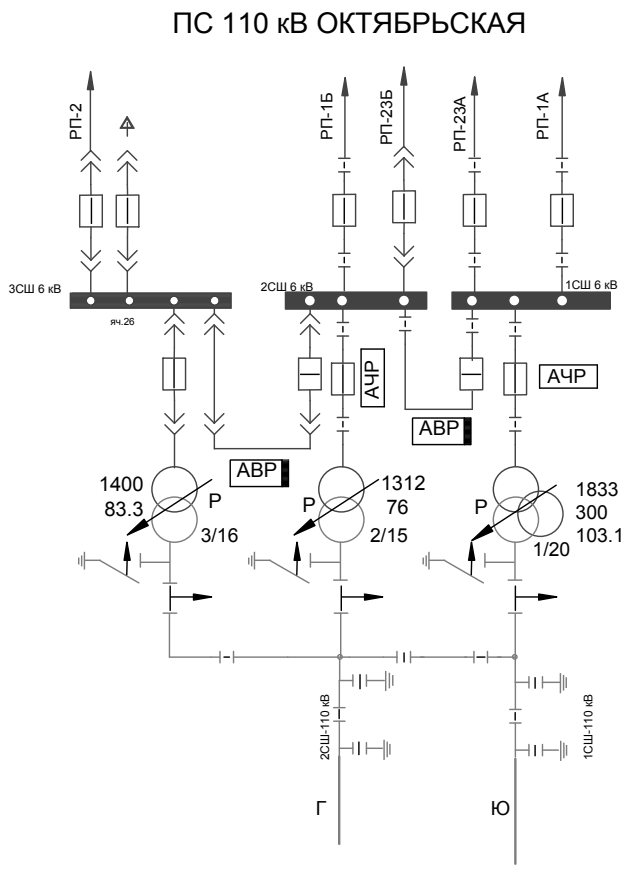


Рис. 1.1.6.3. ПС 110 кВ Октябрьская.

ПС 110 кВ Центральная (реконструкция ОРУ 110 кВ)

ПС 110 кВ Центральная по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждение оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ-110 кВ Иркутская ГЭС – Кировская с отпайками и/ или ВЛ 110 кВ Южная – Кировская с отпайками, т.е. подстанции 110 кВ т.е. ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Цимлянская, ПС 110 кВ Печная и ПС 110 кВ Октябрьская.

Планируется осуществить реконструкцию ПС 110 кВ Центральная, включающую:

1. Реконструкцию ОРУ 110 кВ по типовой схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, предусматривающую замену отделителей и короткозамыкателей на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока.

3. Реконструкцию ЗРУ-6/10 кВ с заменой ячеек 3 и 4 секции шин (КМ-1 и К-59) на современные малогабаритные ячейки.

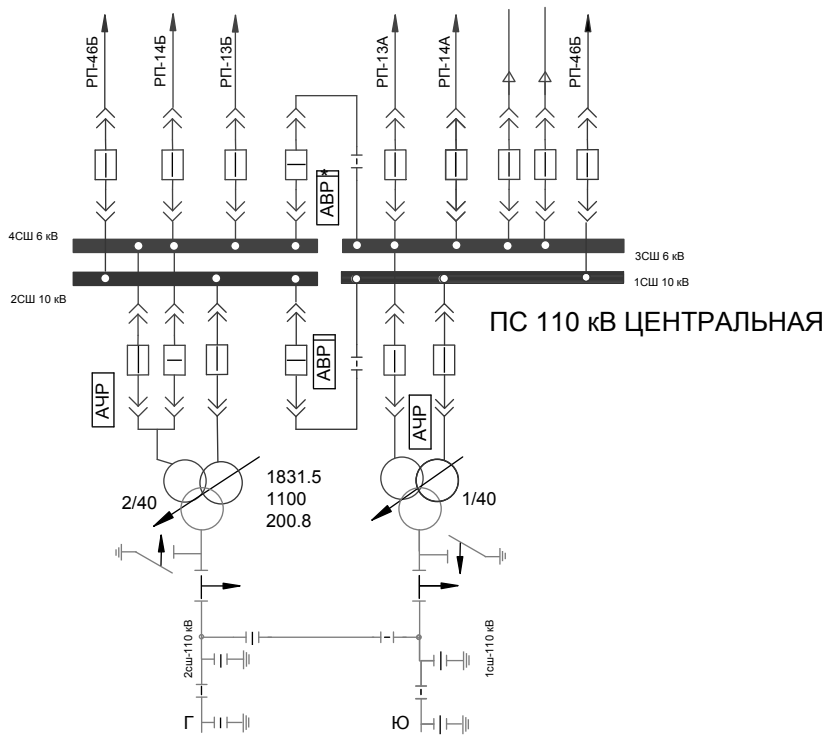


Рис. 1.1.6.4. ПС 110 кВ Центральная.

ПС 110 кВ Вокзальная (реконструкция ОРУ 110 кВ)

ПС 110 кВ. Вокзальная участвует в транзите ВЛ 110 кВ Цемзавод – ТЭЦ-11 с отпайками. ПС 110 кВ Вокзальная является центром питания для ТП ОГУЭП «Облкоммунэнерго» от которого запитаны социально важные объекты г. Усоле-Сибирское а также потребители II категории и такие социально важные потребители как «МУП Электроавтотранс», «Молокозавод». На ПС 110 Вокзальная установлены два трансформатора ТДН 16000/110/10 кВ 1970 года выпуска.

ПС 110 кВ Вокзальная по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждение оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ 110 кВ Цемзавод – ТЭЦ-11 с отпайками, т.е. к отпаечным подстанциям: ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ ЗГО, ПС 110 кВ Новожилкино, ПС 110 кВ Тельма.

Отделитель ОД-1 (2) -110 типа ОД-110/630 с приводом ШПОМ и короткозамыкатель КЗ-1 (2)-110 типа КЗ-110М с приводом ШПКМ на ПС 110 Вокзальная эксплуатируются с 1972 года, на данный момент отсутствуют запасные части для выполнения ремонтов. Периодически происходит отказ в работе привода, кинематической схеме отделителя и короткозамыкателя в связи с чем снижается надежность защиты оборудования и энергоснабжения потребителей. При отказе в работе отделителя и короткозамыкателя отключенной остается вся линия с отпайками на время оперативных переключений с выводом в ремонт поврежденного участка персоналом оперативно выездных бригад. Работа на включение короткозамыкателя и отключение отделителя осуществляется действием защит, а ввод в работу оборудования осуществляется взводом привода в ручную.

На ПС 110 Вокзальная установлен КРУ типа К-XIII 1971 года выпуска. За время эксплуатации происходили повреждения оборудования в ячейках КРУН в следствии чего под воздействием электрической дуги повреждался корпус, происходила деформация металла с нарушением геометрических размеров ячейки. В процессе эксплуатации при физико-химическом взаимодействии окружающей среды на корпус КРУ образовалась коррозия металла, отсутствует утепление корпуса (Акт состояния КРУН-10 ПС 110 кВ Вокзальная от 19.02.2018). В КРУН отсутствует быстродействующая защита от дуговых коротких замыканий внутри шкафов КРУ. См. рис. 1.1.6.5. Схема транзита Цемзавод – ТЭЦ-11 на с. 11.

На основании вышеизложенного, необходимо выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Вокзальная:

• с заменой отделителей и короткозамыкателей 110 кВ. на элегазовые баковые выключатели с реконструкцией РЗА;

• с заменой КРУН на современное утепленное комплектное распределительное устройство с коридором обслуживания с ваккумными коммутационными модулями.

Разработка ПСД будет осуществлена в 2020-2021 году, СМР, ПНР и ввод в работу планируется в 2021-2022 г.

ПС 110 кВ Цемзавод (реконструкция ОРУ и РЗА)

ПС 110 кВ Цемзавод участвует в транзите 110 кВ ВЛ 110 кВ УП-15 – Цемзавод I цепь, ВЛ 110 кВ УП-15 – Цемзавод II цепь, ВЛ 110 кВ Цемзавод – Усолье-Сибирское с отпайками, ВЛ 110 кВ Вокзальная – Цемзавод с отпайками. ПС 110 кВ Цемзавод является центром питания электрических сетей, питающих потребителей I категории ГСК ОАО «Саянскхимпласт», II категории ООО «Ангарский цемент», ООО «Стройпремиум», ООО «Востокнефтепровод», ООО «Невская косметика». От ПС 110 кВ Цемзавод по 35 кВ запитаны ПС 35 кВ Усть-Балей (филиала ОАО «ИЭСК» «Восточные электрические сети», ПС 35 кВ УПС-11 ООО «Стройкомплекс».

На ПС 110 кВ Цемзавод установлены два трансформатора ТДТН-40000 110/35/6 кВ, 1976 год ввода в работу и ТДТГ-60000/110/35/6 год выпуска 1957. Суммарная нагрузка ПС составляет – 38,749 МВА.

Т-1 – ТДТГ-60000 110/35/6 кВ, год ввода в работу – 1960 на трансформатор установлено устройство переключений ответвлений ПБВ +-2*2,5%.

Т-2 ТДТН-40000 110/35/6 кВ, год ввода в работу - 1976. На трансформатор установлено устройство переключений ответвлений РПН +-9*1,78%, ПБВ +-2*2,5%.

Из-за разной мощности трансформаторов 40 МВА и 60 МВА, а также разных схем соединения обмоток 35 кВ невозможна их параллельная работа, поэтому перевод питания с одного трансформатора на другой по 35 кВ производится с полным отключением потребителей.

Кроме того, существующая ПС 110 кВ Цемзавод имеет ряд конструктивных особенностей. В связи с расположением ОРУ-110 в зоне интенсивного загрязнения два раза в год производится чистка оборудования от цементной пыли с отключением потребителей. Длительность чистки по графику составляет 25-30 календарных дня. Так как ПС 110 кВ Цемзавод транзитная в период ремонтной компании производится корректировка ремонтных работ на объектах, находящихся в транзите.

Цементная пыль имеет высокую адгезию и, оседая на изоляцию, снижает её изоляционные свойства. По этой причине на ОРУ-35 кВ часто повреждается оборудование 35 кВ (ТТ-35, ТН-35, подвесная изоляция), а также выходит из строя кабельная линия 35 кВ потребителя. За период с 2014 по 2018 год было 7 аварийных ситуаций, связанных с нарушением (пробоем) изоляции и возникновением режима однофазного замыкания на землю на системах шин 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод.

На ПС 110 кВ Цемзавод основная ДФЗ-201 и резервная защита ЭПЗ-1636 транзитной линий 110 кВ Цемзавод –Усолье-Сибирская с отпайками 1981 года выпуска введена в эксплуатацию в 1983 году. При техническом обслуживании производилась замена вышедших из строя элементов устройств, отмечены предельные характеристики и механический износ некоторых узлов. Некоторые элементы устройств сняты с производства, поэтому найти их становиться сложно, а иногда невозможно. Дальнейшая эксплуатация увеличивает вероятность внезапных и деградационных отказов защит линий. К таким снижающим надёжность РЗА защит и превышающий ресурсный срок эксплуатации относятся защиты ПЗ-2 ВЛ 35 кВ Цемзавод – Усть-Балей I и II цепь, введённые в 1983 году, а также все РЗА, кроме недавно прошедших реконструкцию.

Учитывая, что выключатели 110 кВ транзитных линий и другие 1956-1961 годов изготовления, встроенные в них трансформаторы тока имеют сниженную изоляцию вторичных цепей, находящуюся на границе допустимой (это относится и к трансформаторам тока стороны 35 кВ, года выпуска которых 1964, 1972).

Кабельные трассы на ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ эксплуатируются часть с 1958 года, часть 1972 года. Физический износ кабельной трассы составляет на данный момент 100%. Вследствие длительной эксплуатации произошло старение изоляции контрольных кабелей релейной защиты и автоматики, участились случаи повреждения изоляции жил. Разрушается бетон, повреждая контрольные кабели, что приводит к отказам оборудования и недоотпуску эл.энергии потребителю. Подтверждающие документы приведены в приложении.

См. рис. 1.1.6.6. на с. 12.

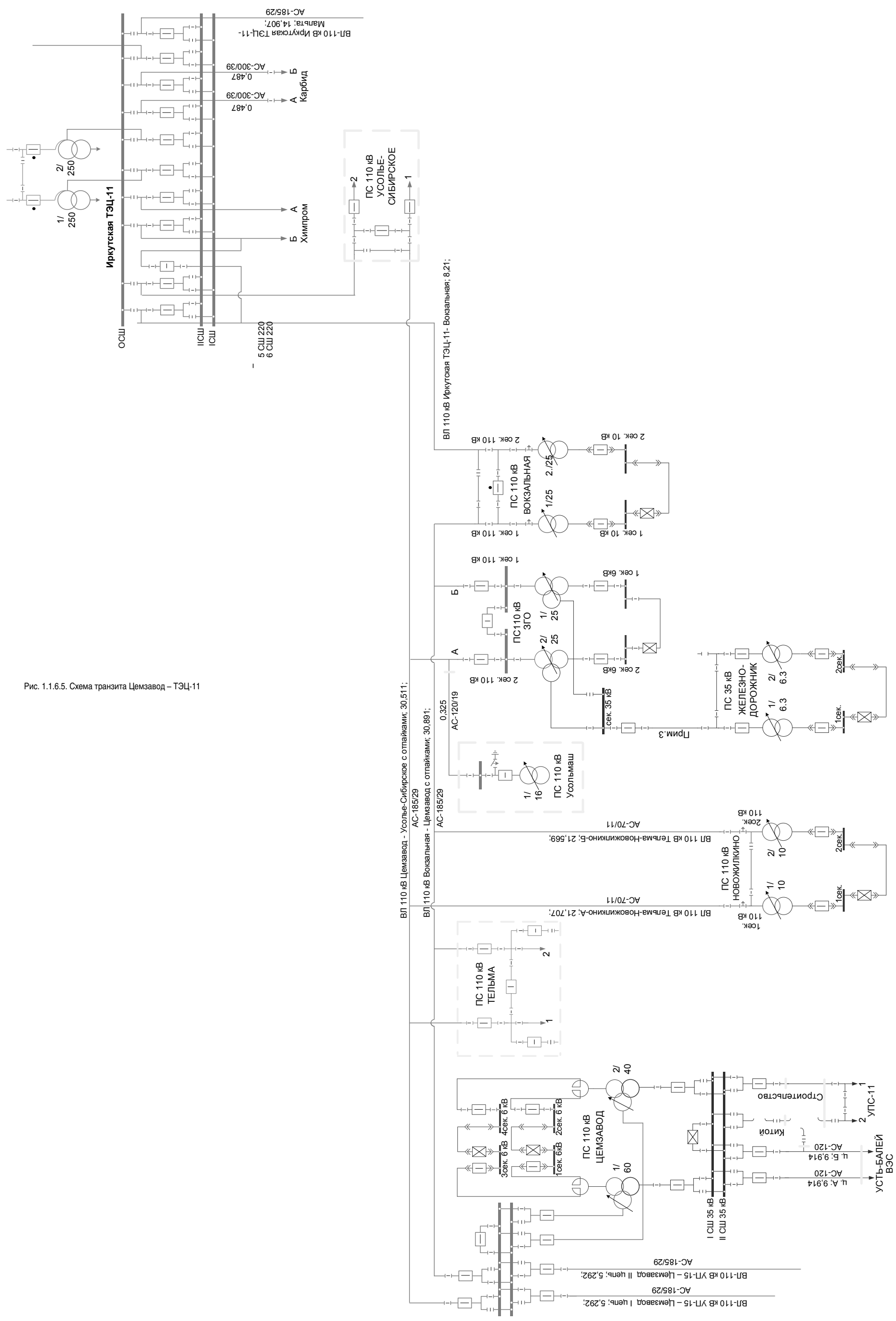


Рис. 1.1.6.5. Схема транзита Цемзавод – ТЭЦ-11

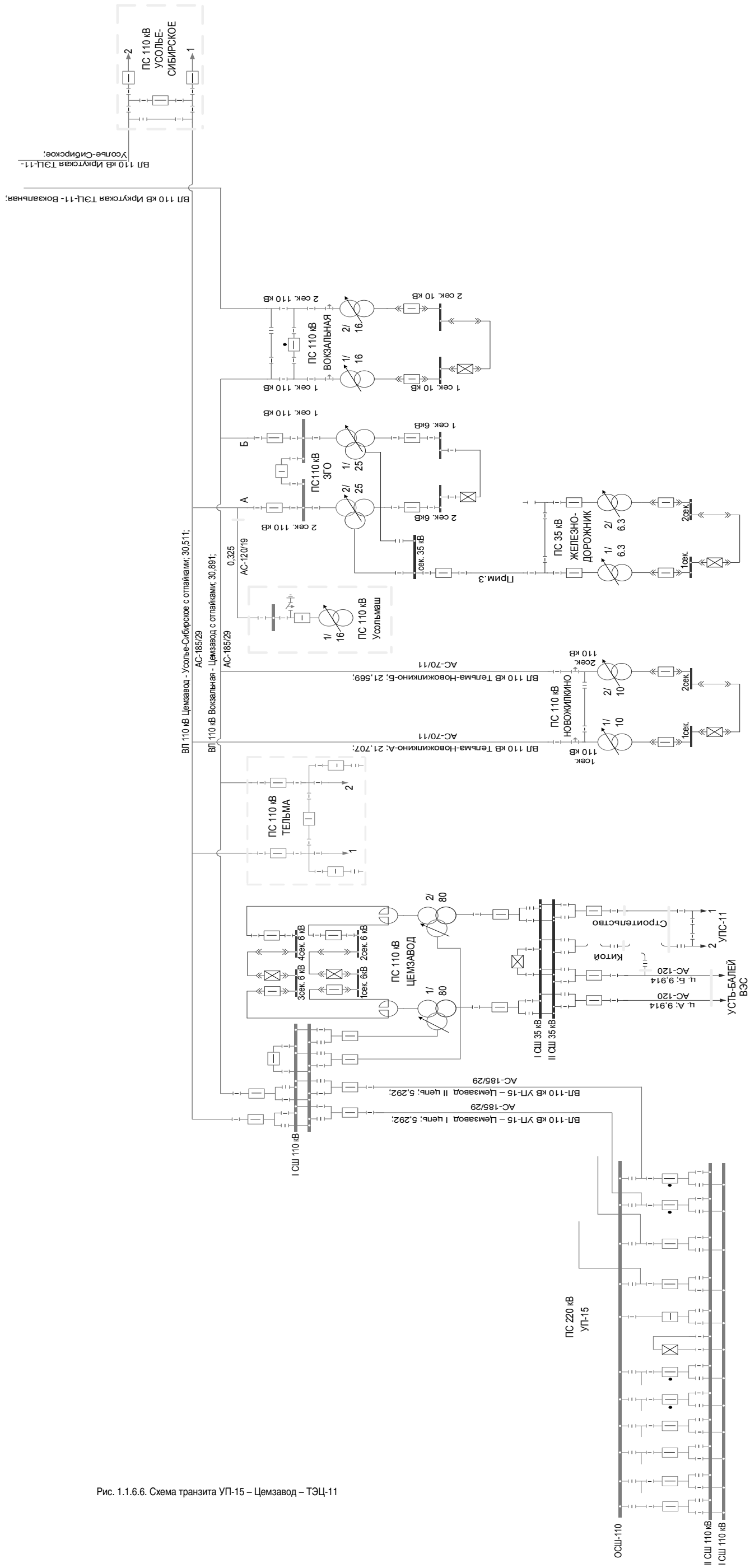


Рис. 1.1.6.6. Схема транзита УП-15 – Цемзавод – ТЭЦ-11

На основании вышеизложенного, необходима:

• комплексная реконструкция ПС 110 кВ Цемзавод с переводом ее с открытого на закрытый тип в железобетонных модулях с реконструкцией РЗА;

• замена Т-1 на трансформатор аналогичной мощности, но с РПН и схемой соединения обмоток, как на Т-2, для обеспечения возможности регулирования напряжения и обеспечения возможности параллельной работы Т-1 и Т-2 по 35 кВ для выполнения перевода нагрузки между трансформаторами без отключения потребителей.

ПС 110 кВ Никольск (замена трансформатора Т-1 6,3 МВА на трансформатор аналогичной мощности с РПН, замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ с реконструкцией защит трансформаторов)

ПС 110 кВ Никольск питается от ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск и ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск. На ПС установлены:

• Т-1 110/10 кВ – ТМ-6300 с ПБВ 110±2х2,5%, 1974 года выпуска;

• Т-2 110/10 кВ – ТДТН-10000 с РПН 115±9х1,78%.

Для обеспечения качества электрической энергии у потребителей, уровень напряжений на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Никольск должен составлять: 10,6 кВ в режиме наибольших нагрузок и10,4 кВ в режиме наименьших нагрузок.

Уровень напряжения на шинах 110 кВ Иркутской ТЭЦ-10 в течение года находится в пределах 121,3 – 118,9 кВ. Из-за недостаточного диапазона регулирования ПБВ на Т-1 (I положение коэффициент 10.5) напряжение на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Никольск превышает 11,5 кВ. Для обеспечения требуемого уровня напряжения у потребителей, в течение всего года в работе находится Т-2 (10 МВА). По причине дефекта РПН Т-2, регулирование напряжения выполняется через шаг с отключением трансформатора (заключение филиала ОАО «ИЭСК» ВЭС» прилагается), что не позволяет выдерживать необходимый диапазон напряжений на шинах 10 кВ. При выводе в ремонт Т-2 и плановых работах на СШ 110 кВ ПС 110 кВ Никольск питание ПС 110 кВ Никольск производится от ПС 110 кВ Усть-Орда. При данном режиме уровень напряжения на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Никольск также выше 11 кВ. В результате не обеспечено качество электроэнергии у потребителей, в том числе, у крупного социально-значимого потребителя - психиатрическая больница «Сосновый бор».

В связи с вышесказанным предлагается реконструкция ПС 110 кВ Никольск в следующем объеме:

• замена Т-1 на трансформатор аналогичной мощности (6,3 МВА) с РПН 115± 9х1,78%;

• ремонт (замена) устройства РПН Т-2;

• замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ с реконструкцией защит трансформаторов.

ПС 110 кВ Мусковит (установка нового ОПУ, реконструкция устройств РЗА)

В соответствии заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» № 302-ТО от 2014 г. в отношении ПС 110 кВ Мусковит отмечены следующие проблемы.

ПС «Мусковит» введена в эксплуатацию в 1970-х годах. Существующее помещение ОДС (помещение центрального щита управления) расположено на втором этаже здания бывшей Мусковитской ТЭС, здание брошено, разрушается. Восточная стена помещения ОДС сдвинулась в сторону бывшего турбинного цеха. В 2016 году стену закрепили с помощью стяжек. Бетонные потолочные балки имеют трещины, разрушаются перекрытия.

Панели вторичных цепей и устройств РЗиА находятся в помещении центрального щита управления ПС в здании ТЭС. Средний срок эксплуатации РЗА составляет 40 лет. Панели защит силовых трансформаторов не соответствуют требованиям ПУЭ (п.3.2.51), требуется замена, а также необходима замена панелей защит отходящих ВЛ-110-35 кВ.

Питание цепей вторичной коммутации, приводов выключателей и цепей РЗиА выполнено на постоянном оперативном токе (100 В) и осуществляется от кислотных аккумуляторных батарей, находящихся в здании ТЭС. Помещения аккумуляторной и ЗРУ-6 кВ не имеют отопления, что не допустимо при работе в зимнее время.

ПС 110/35/6 кВ Мусковит осуществляет электроснабжение всех потребителей Мамско-Чуйского района - 2789 потребителей (в т.ч. 128 юр. лиц и 2661 физ. лиц), в том числе 30 социально-важных и объектов жизнеобеспечения района.

В связи с этим требуется строительство нового ОПУ с возможностью размещения диспетчерской службы, и с выполнением реконструкции РЗА.

ПС 110 кВ Знаменка (реконструкция ОРУ 110 кВ)

ПС 110 кВ Знаменка по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждение оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, запитанные от 1 СШ-110 кВ ПС 110 кВ Жигалово.

В связи с вышесказанным предлагается реконструкция ПС 110 кВ Знаменка с заменой короткозамыкателя-отделителя 110 кВ на элегазовый выключатель.

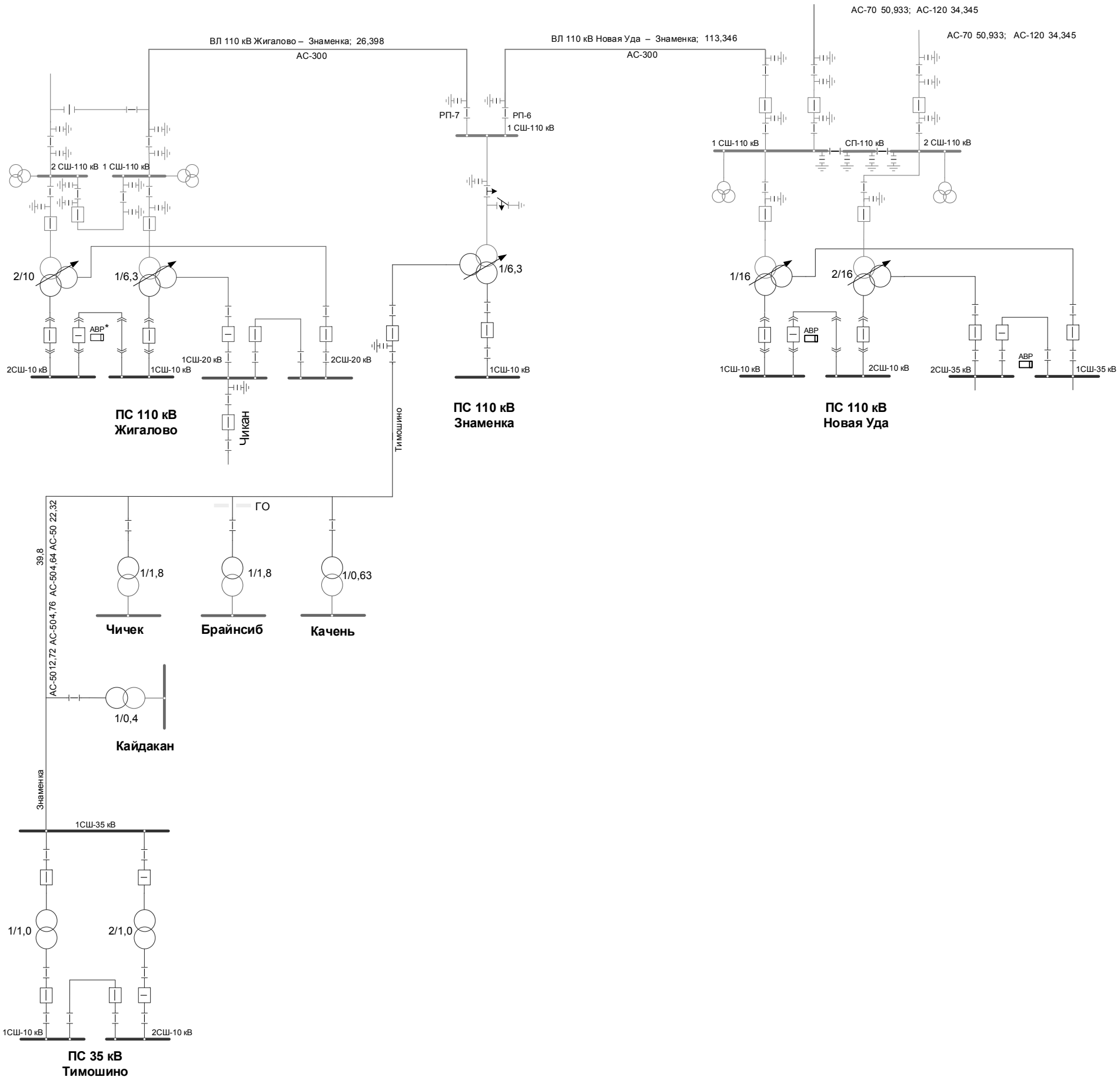


Рис. 1.1.6.7. Схема сети 110-35 кВ в районе ПС 110 кВ Знаменка.

2. Основные направления развития электроэнергетики Иркутской области

2.1. Результаты расчетов электроэнергетических режимов для нормальных и основных ремонтных схем, а также в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем на пятилетний период по каждому году потребления электрической энергии и мощности

Выполнены расчеты электрических режимов электрической сети 110 кВ и выше. Перечень рассмотренных электрических режимов:

- Зимний режим 2020 г. (максимум и минимум)
- Летний режим 2020 г. (максимум и минимум)
- Зимний режим 2021 г. (максимум и минимум)
- Летний режим 2021 г. (максимум и минимум)
- Зимний режим 2022 г. (максимум и минимум)
- Летний режим 2022 г. (максимум и минимум)
- Зимний режим 2023 г. (максимум и минимум)
- Летний режим 2023 г. (максимум и минимум)
- Зимний режим 2024 г. (максимум и минимум)
- Летний режим 2024 г. (максимум и минимум)

Все параметры электрических режимов соответствуют допустимым диапазонам. Результаты представлены в приложении в Приложении к настоящему тому (листы 1 – 20).

3. Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 110 кВ

3.1. Проблемы на объектах ОГУЭП «Облкоммунэнерго» требующие дополнительной проработки

Строительство ПС 35/10 кВ Кристалл, двухцепная КЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Кристалл (отпайка от ВЛ 35 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – ГПП-1 I, II цепь) г. Усолье-Сибирское

Электроснабжение центральной части потребителей г. Усолье-Сибирское осуществляется от ПС 35/6 кВ ГПП-1, находящейся в введении ОГУЭП «Облкоммунэнерго». Электроснабжение ПС 35 кВ ГПП-1 осуществляется от находящейся в введении ОГУЭП «Облкоммунэнерго» ЛЭП 35 кВ (3-х цепная КЛ-35 кВ (1 цепь – яч. №9 ЗРУ-35 кВ, 2 цепь – яч. №10 ЗРУ-35 кВ, кабельные линии проложены по территории ТЭЦ-11, ООО «Усольехимпрома» по кабельной эстакаде, далее заходят в кабельный киоск и из киоска выходят на опору ВЛ 35 кВ, 3 цепь – яч. №52 ОРУ-35 кВ – резервная, проложена по территории ТЭЦ-11 в кабельном тоннеле, по территории ООО «Усольехимпром» в кабельных лотках и далее заходит в кабельный киоск), 2-х цепная ВЛ 35 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – ГПП-1 I, II цепь). Протяженность ВЛ 35 кВ составляет 6,5 км, протяженность КЛ-35 кВ «ЗРУ-35 кВ яч. 9 – кабельный киоск» – 0,28 км (основная), протяженность КЛ-35 кВ «ЗРУ-35 кВ яч. 10 – кабельный киоск» – 0,28 км (основная), КЛ-35 кВ «ОРУ-35 кВ яч. №52 – кабельный киоск» – 0,5 км (резервная). 1,2 цепь – кабельные линии марки N2XSEY-35 3х240, 3 цепь – кабельная линия марки АПвВнг (1х150/15-35). Год ввода в эксплуатацию ВЛ 35 кВ – 1968 год. ВЛ 35 кВ выполнена проводом марки АС-185, АС-240 с применением ж/б и стальных опор. На всем протяжении ВЛ 35 кВ имеется защита от грозовых перенапряжений в виде грозозащитного троса марки ПС-50.

На ПС 35 кВ ГПП-1 установлены два силовых трансформатора ТДН-20000/35/6 кВ. В зимний максимум потребления (26.01.2017) нагрузка трансформаторов ПС в нормальном режиме составила: Т-1 – 11,6 МВт (13 МВА, 65% от номинальной мощности трансформатора 20 МВА); Т-2- 11,6 МВт (13 МВА, 65%). В случае отключения одного трансформатора, нагрузка оставшегося в работе трансформатора превысит допустимое значение на 24%. (по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05). В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют, так как ближайший свободный центр питания для сети 6 кВ (ПС 110 кВ ЗГО) расположен в другой части города на расстоянии около 5 км (по возможной трассе ЛЭП). Ближайший центр питания (ПС 110 кВ Вокзальная), находящийся на расстоянии около 2 км (по возможной трассе ЛЭП), является закрытым (максимальная нагрузка ПС превышает мощность каждого существующего трансформатора), а также там нет РУ 6 кВ.

В целях исключения указанной перегрузки необходим ввод ГАО в объеме до 5 МВт, но от ПС 35 кВ ГПП-1 запитаны потребители 2 категории надежности электроснабжения – объекты жизнеобеспечения: ТНС №№1,3,5 КНС №№1,5, 2 стационара Усольской многопрофильной больницы, станция скорой медицинской помощи, другие социально значимые объекты г. Усолье-Сибирское.

В 2018 году от ПС 35/6 кВ ГПП-1 выдано утвержденных ТУ на ТП в объеме 2 МВт, из них уже присоединено в 1,4 МВт, осталось присоединить 0,6 МВт. С учетом перспективной нагрузки, в случае отключения одного трансформатора в зимний период максимальных нагрузок, оставшийся в работе трансформатор будет работать с превышением токовой нагрузки до 40%. Продолжительность работы трансформатора при такой перегрузке в соответствии с ПТЭ допускается не более 120 мин.

При замене двух существующих трансформаторов на новые по 25 МВА каждый, загрузка одного трансформатора при отключении оставшегося в работе составит 112%, что не решает проблему перегрузки. Соответственно проблема решается только заменой трансформаторов на новые по 40 МВА каждый, что потребует полного переустройства ПС из-за других массогабаритных параметров трансформаторов (возможность расширения площадки ПС отсутствует).

Альтернативным решением является установка дополнительных трансформаторов. Стоимость двух трансформаторов 35/6 кВ мощность 40 МВА каждый почти в 2,5 раза дороже, чем стоимость двух трансформаторов 35/6 кВ мощность 10 МВА, а с учетом транспортных расходов и СМР, альтернативный вариант еще более выгодный. Установка дополнительных трансформаторов на существующей площадке ПС 35 кВ ГПП-1 невозможна, требуется ее расширение (возможность расширения площадки ПС отсутствует) и полное переустройство всей ПС (ОРУ 35 кВ и ЗРУ 6 кВ). Другим вариантом является установка дополнительных трансформаторов на отдельной площадке на новой подстанции.

Учитывая вышеизложенное, рекомендовано было строительство нового центра питания ПС 35/6 кВ Кристалл, что экономически более выгодно, чем полное переустройство существующей ПС 35 кВ ГПП-1. Для разгрузки ПС 35/6 кВ ГПП-1 планировался перевод с нее на ПС 35/6 кВ Кристалл существующей нагрузки в объеме 6 МВт. Также на ПС 35/6 кВ Кристалл (вместо ПС 35/6 кВ ГПП-1) планировалось технологическое присоединение новых потребителей – 2 МВт (в соответствии с утвержденными ТУ на ТП). ПС 35/6 кВ Кристалл располагалась бы в центре переводимых на нее нагрузок (рядом с существующим РП-1 6 кВ, куда подключена переводимая нагрузка), что привело бы к снижению длинны новых КЛ 6 В для подключения новых потребителей (300 м, вместо 1,5 км). Исходя из планируемой мощности нагрузки ПС 35/6

кВ Кристалл 6+2 МВт, необходима была установка трансформантов 2х10 МВА.

В 2018 году при организации инженерно-изыскательских работ на земельном участке под проектируемую ПС 35/6 кВ «Кристалл» подрядной организацией ООО «ИРПИ», выполняющей данные работы, был получен отказ в согласовании данных работ от администрации МО «г. Усолье-Сибирское». В настоящее время инвестиционной программой на 2020-2024 г.г. предусмотрены мероприятия по строительству нового центра питания 35/6 кВ ГПП-2 вблизи действующей ПС 35/6 кВ ГПП-1, с последующим выводом из эксплуатации существующей ПС 35/6 кВ ГПП-1 с сроком реализации 2021-2024 г.г.. Ориентировочная мощность трансформаторов проектируемой ПС 35/6 кВ ГПП-2 2х40000 или 2х25000 кВА. Окончательное решение определится на стадии разработки проектной документации.

ПС 35/6 кВ РП-5, ВЛ 35 кВ ГПП2 – РП5, ГПП1 – РП5, г. Ангарск

Электроснабжение ПС 35/6 кВ РП-5 осуществляется от ВЛ 35 кВ Ангарская – ПС№4 – РП-5 (филиала ЦЭС ОАО «ИЭСК») и ВЛ 35 кВ ГПП-2 – РП-5, имеющие совместную подвеску на участке от опоры №24 до РП-5. ВЛ 35 кВ ГПП-2 – РП-5 выполнена проводом марки АС-95 (длительно-допустимый ток 330 А), с применением металлических опор, протяженность – 5,2 км, год ввода в эксплуатацию – 1968. Максимальная нагрузка – 450А (замеры 22.01.2018 г), что приводит к перегрузке данной ЛЭП. Имеется заключение филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1202-17-ТО, 2017 г. на ВЛ 35 кВ ГПП2 – РП5, ГПП1 – РП5.

ПС 35/6 кВ РП-5 состоит из ОРУ-35 кВ, ЗРУ-6 кВ, установлены два трансформатора ТДНС-35/6кВ мощностью 16 МВА каждый. Силовое оборудование по стороне 35-6 кВ установлено масляного типа (выключатели В1-35 кВ, В2-35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 6 кВ – ВМП). Год ввода ПС 35/6 кВ РП-5 в эксплуатацию – 1962. Данный тип оборудования требует значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты).

От ПС 35/6 кВ РП-5 осуществляется электроснабжение 17226 потребителей г.Ангарска, в том числе социально-важные и объекты жизнеобеспечения города. Нагрузка трансформаторов на ПС 35/6 кВ РП-5 на 24.01.2018: Т-1 – 10,5 МВА (66%), Т-2 – 13 МВА (81%).

В случае аварийного отключения одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор будет работать с превышением токовой нагрузки на 40-60%. Согласно Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей (п. 2.1.21) продолжительность работы трансформатора в режиме такой перегрузки возможна не более 80 минут. Дальнейшая работа трансформатора в аварийном режиме более 80 минут не допускается, что в дальнейшем влечет ограничение электроснабжения потребителей. Имеется заключение филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1206-17-ТО, 2017 г. на ПС 35/6 кВ РП-5.

В филиал «Ангарские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» поступают заявки на технологическое присоединение. В период 2015-2018 гг выдано утвержденных ТУ на ТП коммунально-бытовых потребителей с подключением от РП-5 в объеме 7,08 МВт. Также выдано утвержденных ТУ на ТП в на начале 2019 года в объеме 1,6 МВт (договора ТП не реализованы).

Учитывая вышеизложенное, рекомендована реконструкция ПС 35/6 кВ РП-5 с заменой двух существующих силовых трансформаторов 16000 кВА на трансформаторы 25000 кВА. Реконструкцию ОРУ-35 кВ рекомендуется выполнить по схеме «Мостик» с выключателями в цепях трансформаторов и автоматической ремонтной перемычкой со стороны линий. Реконструкцию ЗРУ 6 кВ рекомендуется выполнить с установкой современного оборудования и расширением числа ячеек 6 кВ. В рамках реконструкции ПС 35 кВ РП-5 с увеличением мощности, рекомендуется на вышеуказанных ЛЭП выполнить замену провода на провод большего сечения, в соответствии с мощностью трансформаторов. Рекомендуется произвести переключение одной цепи с ПС Ангарская на ГПП-1.

Ранее были выданы ТУ на ТП установки (увеличение мощности, изменение точки подключения) ПС 35/6 кВ РП-5, 2011 г. (утверждены ОАО «ИЭСК», согласованы Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ). В связи с истечением срока их действия необходимо актуализировать ТУ на ТП.

Окончательное решение должно быть принято по результатам проектирования и технико-экономической оценки вариантов.

Обеспечение ТУ на ТП новых потребителей в с.Смоленщина Иркутского района

Электроснабжения потребителей вдоль Култукского тракта в районе с.Смоленщина и р.п. Маркова Иркутского района осуществляется от ТП 10 кВ филиала «Иркутские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго», по ВЛ 10 кВ от ПС 110 кВ Пивзавод, выполненной проводом АС-70. Существующая нагрузка на ВЛ 10 кВ – 2,5 МВт.

В настоящее время в филиал «Иркутские электрические сети» выданы утвержденные ТУ на ТП на общую мощность 3,8 МВт. Возможность дополнительного отбора мощности по существующей ВЛ 10 кВ отсутствует. В перспективе возможно увеличение мощности, в связи с нарезкой новых участков (900 участков), ориентировочная присоединяемая мощность 13,5 МВт.

С целью заблаговременного выявления возможности повреждения оборудования и выявления возможности недопустимого перегруза ВЛ необходимо проводить ежегодный контроль загрузки ВЛ с проведением почасовых замеров в период прохождения максимальной нагрузки, а также при разработке ТУ на ТП обеспечить включение мероприятий, необходимых для реализации ТП.

Обеспечение электроснабжения мкр. Китой г. Ангарск

Электроснабжение мкр. Китой г. Ангарск (около 4 тыс. жителей, а также социально-важные объекты и объекты жизнеобеспечения) осуществляется по двум КЛ-6 кВ протяженностью 3,2 км каждая (ААШв 3х150 мм2) от УПС-4 35/6 кВ Майская (ООО «Сибэнергоактив-Иркутск», ранее ОАО «АУС») яч. №17, №18. Введены в эксплуатацию в 2004 г. и находятся в собственности администрации Ангарского городского округа, обслуживаются филиалом «Ангарские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» по договору безвозмездного пользования.

Выданы утвержденные ТУ на ТП на общую мощность 1,7 МВт. Максимальная токовая нагрузка по яч. №17 и ячейке №18 в зимний период составляет 160А и 190А соответственно. При увеличении отбора мощности потребителей сечение кабеля КЛ-6 кВ будет не соответствовать передаваемой нагрузке, вследствие чего значение длительных токовых нагрузок для силовых кабелей КЛ-6 кВ будет превышать предусмотренные пунктом 5а.9 ГОСТ 18410-73, пунктом 1.1 РД 34.20.508, пунктом 5.8.2 ПТЭЭСиС значения. При аварийном отключении одной из КЛ-6 кВ (яч.№17 или яч.№18) потребуется ограничение электроснабжения потребителей на время восстановления КЛ-6 кВ. С 2011 г. зафиксировано 34 аварийных отключений в мкр. Китой г. Ангарска по причине выхода из строя кабельных линий (в 2011г. – 3, 2012г. – 5, 2013г. – 4, 2014г. – 3, 2015г. – 6, 2016г. – 9, 2017г. – 4). Количество соединительных муфт на 1км КЛ-6 кВ превышает допустимое, установленное пунктом 2.3.70 ПУЭ (6-е издание). На питающем центре УПС-4 35/6 кВ» Майская» ОАО «АУС» длительное время не производились ремонты и реконструкция (владелец ПС находится в стадии банкротства), что в свою очередь снижает надежность электроснабжения потребителей мкр. Китой.

В связи с вышеперечисленным, получены ТУ на присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» «Центральные электрические сети» №536/17-ЦЭС от 24.10.2017 г. на строительство двухцепной ВЛ 35 кВ, ПС 35 кВ Китой с точкой подключения: I, II СШ ОРУ 35 кВ ПС 110 кВ Прибрежная. Заключен договор на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» от 24.10.2017.

В рамках исполнения мероприятий ТУ на ТП предусмотрено строительство ВЛ 35 кВ, ПС 35 кВ Китой с двумя трансформаторами по 10 МВА каждый для электроснабжения потребителей мкр. Китой.

ПС 35 кВ Савватеевка, Ангарский район, ВЛ 35 кВ РП5 – ПП4 –Савватеевка

Электроснабжение ПС 35 кВ Савватеевка (Ангарский район) осуществляется по одноцепной ВЛ 35 кВ ф. «Савватеевка» от ПС 35/6 кВ РП-5 через переключающий пункт ПП-4, принадлежащий ООО «Сибэнергоактив-Иркутск» (ранее ОАО «АУС»). ВЛ 35 кВ выполнена проводом марки АС-95, с применением металлических и железобетонных опор, протяженность – 24,8 км, год ввода в эксплуатацию – 1987 г. Имеется заключение филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1200-17-ТО, 2017 г. на ВЛ 35 кВ РП5 – ПП4 –Савватеевка.

На ПС 35/10 кВ Савватеевка установлен силовой трансформатор марки ТМ-2500/35/10 кВ мощностью 2,5 МВА, ОРУ 35 кВ выполнено по схеме «Блок линия-трансформатор с разъединителем», КРУ 6 кВ, выполнено по схеме «одна секция шин», состоящее из 9 ячеек. Силовое оборудование по стороне 35-6 кВ установлено масляного типа (выключатель 35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 6 кВ – ВМП). Год ввода ПС 35/6 кВ Савватеевка в эксплуатацию – 1987. Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1207-17-ТО, 2017 г. на ПС 35/10 кВ Савватеевка.

ПС 35 кВ Савватеевка осуществляет электроснабжение 420 потребителей Ангарского района, 3 садоводства, в том числе социально-важные объекты (школа, детский сад) и объекты жизнеобеспечения района (2 котельные). Загрузка трансформатора составляет – 33,5 %. (замеры выполнены 24.01.2018) В настоящее время в филиале «Ангарские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» действующие ТУ на ТП общей мощностью 1484,5 кВт, в том числе по 2 категории надежности электроснабжения – 1 МВт (АЭС-17/ФЛ-863 от 07.11.2017 года – 0,6 МВт по 2 категории, АЭС-18/ЮЛ-363 от 18.06.2018 года - 400 кВт по 2 категории, заявитель – ООО «Индейка Приангарья», электроснабжение птицеводческого комплекса).

В соответствии с заключениями филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1200-17-ТО, 2017 г., №1207-17-ТО, 2017 г. и выданными утвержденными ТУ на ТП необходима реконструкция ПС 35 кВ Савватеевка с установкой второго трансформатора мощностью 2500 кВА, заменой маслянных выключателей 10 и 35 кВ на новые, реконструкция ВЛ 35 кВ РП5 – ПП4 – Савватеевка с подвеской второй цепи на существующие опоры, с исключением прохождения ВЛ 35 кВ через переключающий пункт ПП-4, принадлежащей ОАО «АУС» (находится в стадии банкротства).

ПС 35 кВ Бирюсинка, г. Усть-Кут

Электроснабжение ПС 35/6 кВ Бирюсинка осуществляется отпайкой от одноцепной ВЛ 35кВ Лена – Нефтебаза. ВЛ 35 кВ выполнена проводом марки АС-70, с применением металлических, железобетонных и деревянных опор на железобетонных приставках, протяженностью – 8,637 км, год ввода в эксплуатацию – 1968.

На ПС 35 кВ Бирюсинка установлен силовой трансформатор марки ТМ-4000/35/6 кВ мощностью 4 МВА, ОРУ-35 кВ выполнено по схеме «Блок линия-трансформатор с разъединителем», КРУ-6 кВ, выполнено по схеме «одна секция шин», состоящее из 7 ячеек, 1959 года выпуска. Силовое оборудование по стороне 6 кВ установлено масляного типа (выключатели 6 кВ – ВМП), год ввода в эксплуатацию 1968 года. Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1205-17-ТО, 2017 г. на ПС 35 кВ Бирюсинка.

От ПС 35 кВ Бирюсинка осуществляет электроснабжение потребителей г. Усть-Кут, в том числе социально-важные (школа, поликлиника) и объекты жизнеобеспечения района (котельная). Год ввода ПС 35 кВ Бирюсинка в эксплуатацию – 1968. Загрузка трансформатора составляет – 2,9 МВт, 78 % (замеры выполнены 24.01.2018).

В настоящее время в филиал «Усть-Кутские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» поданы заявки на технологическое присоединение на общую мощность 0,8 МВт, в т.ч. на объект жизнеобеспечения – новая котельная (0,53 МВт).

Выполнена проектная и рабочая документация на реконструкцию ПС 35/6 кВ Бирюсинка, получено положительное заключение гос. экспертизы. Проектом реконструкции предусмотрена установка второго силового трансформатора 35/6 кВ мощностью 4 МВА, реконструкция и замена оборудования ОРУ-35 кВ, КРУН-6 кВ.

Выполняется процедура технологического присоединения второго трансформатора ПС 35 кВ Бирюсинка к электрическим сетям ОАО «ИЭСК».

ПС 35 кВ Тальники, с. Тальники, Черемховский район

Электроснабжение ПС 35/10 кВ Тальники осуществляется отпайкой от одноцепной ВЛ 35 кВ Голуметь – Онот (ОАО «ИЭСК»). Отпайка (ВЛ 35кВ) выполнена на деревянных опорах, проводом марки АС-95, протяженностью 15,062 км. Год ввода в эксплуатацию 1979 г., принята на баланс ОГУЭП «Облкоммунэнерго» в 2015 г. Отпайка (ВЛ 35кВ) находится в неудовлетворительном техническом состоянии, загнивание древесины опор превышает предельно-допустимые нормы, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1201-17-ТО, 2017 г. на ВЛ 35 кВ Онот – Тальники.

На ПС 35 кВ Тальники установлен силовой трансформатор ТМ-1000/35/10 кВ мощностью 1 МВА (1960г. выпуска). Нагрузка трансформатора составляет 0,4 МВт. КРУ 10 кВ выполнено по типовой схеме 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин», состоящая из 6 ячеек. Силовое оборудование по стороне 6 кВ установлено масляного типа (выключатели 10 кВ – ВМГ-133). Отсутствует релейная защита силового трансформатора. Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1209-17-ТО, 2017 г. на ПС 35/10 кВ Тальники.

ПС 35/10 кВ Тальники осуществляет электроснабжение потребителей с. Тальники, п. Юлинск (Черемховский район), в том числе социально-важных (больница, школа, детский сад, администрация).

В соответствии с заключениями филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1201-17-ТО, 2017 г., №1209-17-ТО, 2017 г. необходимо выполнить реконструкцию ПС с установкой второго силового трансформатора 35/10 кВ мощностью 1 МВА, реконструкцией и замену оборудования ОРУ 35 кВ, КРУН 10 кВ, реконструкцию отпайки (ВЛ 35) до ПС 35/10 кВ Тальники от ВЛ 35 кВ Голуметь – Онот с заменой существующих опор на железобетонные или металлические опоры, заменой существующего провода.

Выполняется процедура технологического присоединения второго трансформатора ПС 35 кВ Тальники к электрическим сетям ОАО «ИЭСК».

ПС 35 кВ Нижний Кочергат, п. Нижний Кочергат, Иркутский район

Электроснабжение ПС 35/10 кВ Нижний Кочергат осуществляется по одноцепной ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Туристская (ОАО «ИЭСК»). ВЛ 35кВ выполнена на железобетонных и металлических опорах, проводом марки АС-95, протяженностью 48,05 км. Год ввода в эксплуатацию 2000.

ПС 35/10 кВ Нижний Кочергат осуществляет электроснабжение потребителей п. Нижний Кочергат, п. Малое Голоустное, п. Большое Голоустное (Иркутский район), в том числе социальные (больница, школа, детский сад) и объекты жизнеобеспечения города (котельная).

На ПС 35/10 кВ Нижний Кочергат установлен силовой трансформатор ТМ-6300/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА. Нагрузка трансформатора составляет 2,9 МВт. КРУ-10 кВ выполнено из одной секции шин (4 ячейки). Силовое оборудование по стороне 35-6 кВ установлено масляного типа (выключатель В1-35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 10 кВ – ВМП). Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1208-17-ТО, 2017 г. на ПС 35/10 кВ Нижний Кочергат.

В настоящее время в филиал «Иркутские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» поданы заявки на технологическое присоединение на общую мощность 0,5 МВт.

Выполнены проектные работы по реконструкции ПС 350 кВ Нижний Кочергат и ВЛ 35 кВ Туристская – Н. Кочергат. Проектом реконструкции предусмотрена установка второго силового трансформатора 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА, реконструкция и замена оборудования ОРУ-35 кВ, КРУН-10 кВ.

Ранее были выданы ТУ на ТП проектируемой ПС 35 кВ и реконструкцию существующей ПС 35 кВ Нижний Кочергат, 2012 г. (утверждены ОАО «ИЭСК», согласованы Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ). В связи с истечением срока их действия выполняется процедура оформления новых ТУ на ТП.

Электроснабжение потребителей п.Тибельти Слюдянского района

Электроснабжение потребителей п.Тибельти Слюдянского района осуществляется по ВЛ 10 кВ Шулута – Тибельти (ОГУЭП «Облкоммунэнерго»), подключенной отпайкой от ВЛ 10 кВ Зун-Мурино – Шулуты 20 км (филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго»). Протяженность ВЛ 10 кВ Шулуты – Тибельти составляет 12,2 км, выполнена на деревянных опорах с железобетонными приставками. ВЛ-10 кВ Шулута – Тибельти проходит в заболоченной местности, что затрудняет ее эксплуатацию, аварийный и плановый ремонт. Общая протяженность существующей ВЛ 10 кВ от ПС 110 кВ Зун-Мурино до п.Тибельти составляет 32,2 км, что для ВЛ 10 кВ является сверхнормативной протяженностью для данного класса напряжения.

В соответствии с п.21 предписания 8.22/0388/3430 р/кр/2014 от 24.11.2014 г. и п.297 предписания № 22/0247Э от 08.07.2016 Енисейского управления Ростехнадзора в адрес ОГУЭП «Облкоммунэнерго», опоры ВЛ 10 кВ имеют предельно допустимую степень загнивания древесины и требуют их замену на всем протяжении.

Для решения проблемы электроснабжение потребителей п.Тибельти с учетом аварийного состояния существующей ВЛ 10 кВ Шулута – Тибельти были предварительно рассмотрены два варианта:

1 Вариант: Реконструкция существующей ВЛ 10 кВ Шулуты – Тибельти, протяженностью 12,2 км с вынос ВЛ 10 кВ с болотистой местности и лесного массива вдоль автомобильной дороги в железобетонном исполнении проводом СИП-3. Ориентировочная стоимость всего комплекса работ по реконструкции (ПИР, СМР, ПНР) оценивается около 32 млн. руб.

2 Вариант: Учитывая, что через п.Тибельти проходит ВЛ 35 кВ Слюдянка – Зун-Мурино (филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго»), то рассматривается возможность строительства нового центра питания в п.Тибельти – ПС 35/10 кВ с одним трансформатором 35/10 кВ с подключением её отпайкой от ВЛ 35 кВ Слюдянка – Зун-Мурино мощностью 1 МВА (общая трансформаторная мощность ТП 10/0,4 кВ в п.Тибельти составляет 1280 кВА). Отпайка 35 кВ от ВЛ 35 кВ Слюдянка – Зун-Мурино на железобетонных опорах до ПС Тибельти – 0,09 км, ВЛ 10 кВ от ПС Тибельти в железобетонном исполнении проводом СИП-3 до существующих распределительных электрических сетей 10 кВ п.Тибельти» – 0,594 км. Ориентировочная стоимость всего комплекса работ по строительству (ПИР, СМР, ПНР) оценивается около 9 млн. руб.

Выполняется процедура получения технических условий на технологического присоединения к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго». После получения технических условий, по итогам технико-экономической оценки будет определен окончательный вариант.

ПС 35 кВ Мелькомбинат, г. Тайшет

Электроснабжение ПС 35/10 кВ Мелькомбинат осуществляется по двухцепной ВЛ 35 кВ Тайшет – Мелькомбинат А (Б) от ПС 500 кВ Тайшет (ОАО «ИЭСК»). ВЛ 35 кВ выполнена проводом марки АС-120, с применением металлических и железобетонных опор, протяженностью – 3,095 км, год ввода в эксплуатацию – 1982 г.

На ПС 35 кВ Мелькомбинат установлены два силовых трансформатора мощностью 10 МВА каждый (ТДНС-10000/35/10 и ТД-10000/35/10) – 1977 г. выпуска, в ОРУ-35 кВ на вводе Т-1 установлен масляный выключатель 35кВ, на вводе Т-2 блок «отделитель-короткозамыкатель», КРУН-10 кВ выполнено из двух секций шин, состоящее из 20 ячеек, 1956-1976 годов выпуска. Силовое оборудование по стороне 35-10 кВ установлено масляного типа (выключатель 35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 10 кВ – ВМП). Отсутствует релейная защита трансформатора Т-2. Год ввода ПС Мелькомбинат в эксплуатацию – 1978/1982 г.г. Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1210-17-ТО, 2017 г. на ПС 35 кВ Мелькомбинат.

От ПС 35 кВ Мелькомбинат осуществляется электроснабжение около 5000 потребителей южной части г. Тайшет, а также социально-важные объекты (школы, детский сад, объекты здравоохранения, ФКУ СИЗО) и объекты жизнеобеспечения (котельная).

В зимний максимум нагрузка трансформаторов достигает 80% (на 15.01.2017 г. нагрузка Т-1 – 7,35 МВА, Т-2 – 7,44 МВА). В случае выхода из строя одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор будет работать с перегрузкой до 60%. По данным собственника перегрузочная способность трансформаторов принимается в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (п. 2.1.21), продолжительность работы трансформатора при такой перегрузке не более 45 минут.

В настоящее время в филиале «Тайшетские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» выданы утвержденные ТУ на ТП на общую мощность 2 МВт, что также в дальнейшем повлечет рост нагрузки трансформаторов Т-1, Т-2 ПС Мелькомбинат.

Учитывая вышеизложенное, рекомендуется выполнить корректировку ТУ на ТП с включением мероприятий, необходимых для реализации ТП.

ПС 35 кВ Уда-2, ВЛ 35 кВ Рубахино – Шумский, п. Шумский, Нижнеудинский район

Электроснабжение ПС 35/10 кВ Уда-2 осуществляется по ВЛ 35 кВ Рубахино – Шумский, подключенной ответвлением от ВЛ 35 кВ Рубахино – Порог (ОАО «ИЭСК»). Ответвление ВЛ 35 кВ Рубахино – Шумский выполнено проводом марки АС-50, с применением деревянных и деревянных опор на железобетонных приставках, протяженность – 0,88 км, год ввода в эксплуатацию – 1973 г. Отпайка (ВЛ 35кВ) находится в неудовлетворительном техническом состоянии, загнивание древесины опор превышает предельно-допустимые нормы, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1203-17-ТО, 2017 г. на ВЛ 35 кВ Рубахино – Шумский.

На ПС 35 кВ Уда-2 установлены два силовых трансформатора мощностью 1,6 МВА (ТМ-1600/35/10), 1973 года выпуска, КРУ 10 кВ выполнено по типовой схеме 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин, состоящая из 6 ячеек. Силовое оборудование по стороне 10 кВ установлено масляного типа (выключатели 10 кВ – ВМГ-10). Данный тип оборудования, требует значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты). ОРУ-35 кВ выполнено по не типовой схеме «Одна секция шин с двумя разъединителями в цепях трансформаторов Т-1, Т-2 без ремонтной перемычки с одним линейным присоединением». Блок-выключатели на стороне 35 кВ отсутствуют. Отсутствует релейная защита трансформаторов Т-1 и Т-2. На

ПС частично разрушено маслоприёмное устройство. Год ввода ПС 35 кВ Уда-2 в эксплуатацию – 1980 г. Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №369-ТО, 2014 г. на ПС 35/10 кВ Уда-2.

От ПС 35 кВ Уда-2 осуществляет электроснабжение 2,5 тыс. населения п. Шумский, Нижнеудинского района, а также социально-важные объекты (школа, два детских сада, почтовое отделение, администрация, пожарная часть) и объекты жизнеобеспечения (котельная).

В зимний максимум нагрузка трансформаторов Т-1, Т-2 достигает 80% от их номинальной мощности. Токовая нагрузка достигает 135А по напряжению 10 кВ (на 15.01.2017). В случае выхода одного трансформатора из строя, оставшийся в работе трансформатор будет работать с превышением токовой нагрузки на 57%. По данным собственника перегрузочная способность трансформаторов определяется в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (п. 2.1.21), продолжительность работы трансформатора в аварийном режиме возможна не более 45 минут.

На основании заключения филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №369-ТО, 2014 г. рекомендована реконструкция ответвления ВЛ 35 кВ Рубахино-Шумский от места присоединения к ВЛ 35 кВ Рубахино – Порог с заменой существующих опор на железобетонные опоры или металлические опоры, с заменой существующего провода и, в связи с превышением допустимой токовой нагрузки оборудования, реконструкция ПС 35/10 кВ Уда-2 с заменой существующих силовых трансформаторов 1,6 МВА на трансформаторы большей мощности по 2,5 МВА каждый, реконструкцию маслоприёмного устройства, реконструкцию ОРУ-35 кВ с установкой вакуумных выключателей 35 кВ, реконструкцию КРУ-10 кВ.

ВЛ 35 кВ ГПП-1 – Утулик, Слюдянский район

Имеется предписание Енисейского управления Ростехнадзора №8.22/0388/3430-р/кр/2014 от 24.11.2014 о необходимости выполнения реконструкции ВЛ 35 кВ ГПП-1 – ПС Утулик протяженностью 7,6 км, с подвеской второй цепи и восстановлением линейного разъединителя 35 кВ ПС-35/6 кВ Утулик, с целью повышения надежности электроснабжения потребителей.

ВЛ 35 кВ Косая Степь – Бугульдейка, Ольхонский район

ВЛ 35 кВ Косая Степь – Бугульдейка находится в неудовлетворительном техническом состоянии, физический износ деревянных опор и их деталей (траверсы, подтраверсники, раскосы) и проводов, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1204-17-ТО, 2017 г. на ВЛ 35 кВ Косая Степь – Бугульдейка.

ПС 35/6,3-10 кВ Байкальск, Слюдянский район.

Электроснабжение ПС 35/6 кВ ГПП-1 осуществляется двухцепной ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ БЦБК. ВЛ-35 кВ находится в ведении филиала ЮЭС ОАО «ИЭСК». Здание ГПП-1 смонтировано в 1971г, трансформатор №1 ТД-10000/35 -1962 года выпуска, трансформатор №2 ТДНС-10000/35 - 1999 года выпуска, загрузка трансформаторов составляет: Т-1 – 6,2 МВт, Т-2 – 4,6 МВт. ЗРУ-6 кВ выполнено из двух секций шин, состоящие из 29 ячеек, 1966 года выпуска. Силовое оборудование по стороне 35-6 кВ установлено масляного типа (выключатель -35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 6 кВ – ВМП), год ввода в эксплуатацию 1970-е года. Данный тип оборудования требует значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты).

ПС 35/6 кВ ГПП-1 осуществляет электроснабжение 3710 потребителей г. Байкальска, в том числе 37 социально-важных и объектов жизнеобеспечения города.

В настоящее время в филиал «Иркутские электрические сети» поданы заявки на технологическое присоединение на общую мощность 25 МВт (в том числе особая экономическая зона туристско-рекреационного типа, заявки №№ИЭС-19/ЮЛ-00000000094 от 13.02.2019 года, ИЭС-19/ЮЛ-00000000095 от 13.02.2019 года по классу напряжения 10 кВ по второй категории надежности на общую мощность 20 МВт).

Для приведения ПС к нормативному состоянию требуется:

• ремонт здания (замена кровли (шифер на профилированный лист), ремонт полов, косметический ремонт помещений, замена дверей (деревянные на металлические), реконструкция освещения помещений.

• реализация мероприятий по созданию защиты трансформатора Т-2 по напряжению 35 кВ, т.к. в случае короткого замыкания на вводах 35 кВ возможен его выход из строя.

• установка второго блок выключателя 35 кВ для защиты трансформатора Т-2. Монтаж второго блок выключателя включалась в инвестиционную программу предприятия, подрядчиком не были выполнены работы.

• капитальный ремонт трансформатора Т-1 с заменой уплотнительных прокладок (течь масла).

• реконструкция и замена оборудования ОРУ-35 кВ с установкой вакуумных колонковых выключателей 35 кВ, замена в ЗРУ-6 кВ масленых выключателей на вакуумные выключатели на выкатном элементе, т.к. на ОРУ-35 кВ линейные и секционные разъединители находятся в неудовлетворительном состоянии. При выполнении коммутации возможно разрушение изоляции.

• перенос порталов, а также монтаж ограждения периметра ПС.

• установка ТН-35кВ в комплекте с разъединителем.

• реализация мероприятий по замене системы релейной защиты с использованием микропроцессорных устройств.

Учитывая вышеперечисленное (необходимость комплексной реконструкции и замены всего оборудования и сооружений существующей ПС 35/6 кВ ГПП-1), целесообразным является строительство нового питающего центра напряжением 35/6,3-10 кВ с трансформаторами 2*25000 кВА, с дальнейшим выводом из эксплуатации существующей ПС 35/6 кВ ГПП-1. Такой вариант позволяет выполнить работы по установке нового оборудования без вывода в ремонт существующего (реконструкция на существующей площадке ПС 35/6 кВ ГПП-1 требует длительного вывода в ремонт оборудования, также увеличивается стоимость СМР и ПНР на действующем энергообъекте).

3.2. Проблемы на объектах АО «БЭСК».

ПС 35/6 кВ №18, г. Усть-Илимск, ПС 35/6 кВ Строительная, г. Усть-Илимск, ВЛ 35 кВ 35-36.

В настоящий момент ПС 35/6 кВ №18 является источником питания электрических сетей, питающих потребителей промышленной зоны г. Усть-Илимска, в которой устойчиво идет рост электрических нагрузок. ПС №18 35/6 кВ смонтирована по временной схеме на передвижной платформе. Находится в санитарно-защитной зоне Усть-Илимского ЛПК, рядом с пожароопасными хранилищами древесных отходов и опилок. ПС 35 кВ №18 запитана от одной ВЛ-35 кВ №35-36 на деревянных опорах, без ж/б приставок (год ввода – 1974) от ПС 220 кВ №3 Филиала Северные электрические сети ОАО «ИЭСК», что не позволяет обеспечить необходимую категорию по обеспечению надежности потребителей эл. энергии (технологическое присоединение по второй категории надежности электроснабжения). На ПС 35 кВ №18 установлены два трансформатора ТМ-3150 35/6 кВ, год ввода в работу – 1977. Схема внешнего электроснабжения ПС приведена на рис.3.2.1.

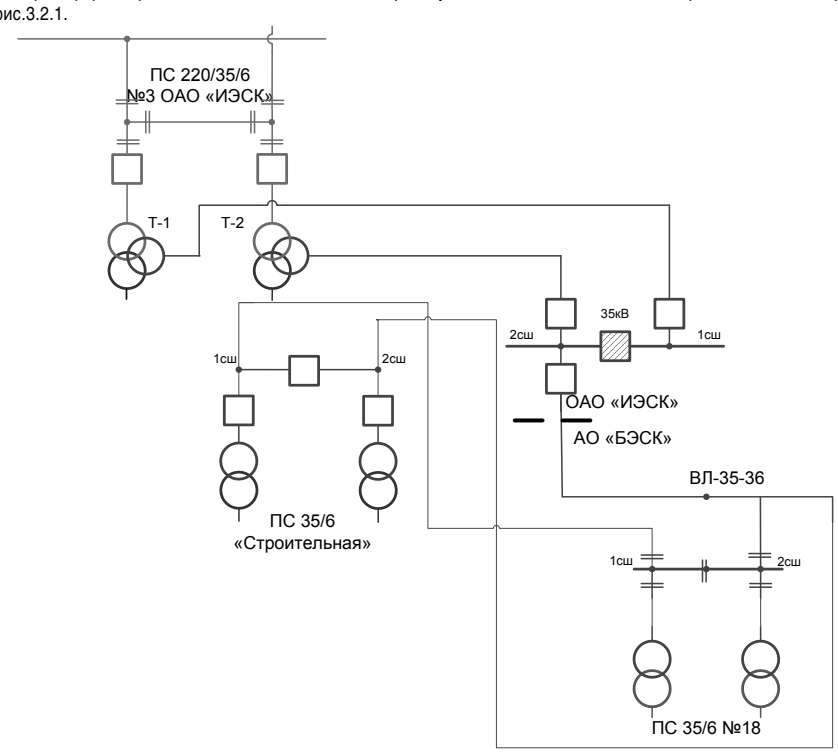


Рис. 3.2.1. Схема внешнего электроснабжения ПС 35 кВ №18, Строительная.

В ОЗП 2017-2019гг максимальная нагрузка ПС 35/6 кВ №18 (согласно фактическим замерам) составила:

• 2017г: Т-1 – 210А, 2183 кВт (69%), Т-2 280А, 2910 кВт (93%), дата 09.01.2017 в 10-30.

• 2018г: Т-1 – 250А, 2598 кВт (83%), Т-2 310А, 3222 кВт (102%), дата 17.01.2018 в 11-00.

• 2019г: Т-1 – 240А, 2494кВт (79%), Т-2 311А, 3228кВт (103%), дата 22.01.2019 в 10-20.

Мощность по утвержденным ТУ на ТП с 2015 г, но еще не реализованным, составляет 50кВт. Перспективная расчетная мощность нагрузки ПС 35 кВ №18 составит –4227 кВт.

С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ №18 не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05. Таким образом, перегрузка наблюдается уже в нормальной схеме. При аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор в зимний максимум нагрузок будет работать с превышением токовой нагрузки до 35%.

До ближайших центров питания – ПС 220 кВ №3 и ПС 35 кВ «Строительная» расстояние по трассе составляет 10км и 1,5км соответственно.

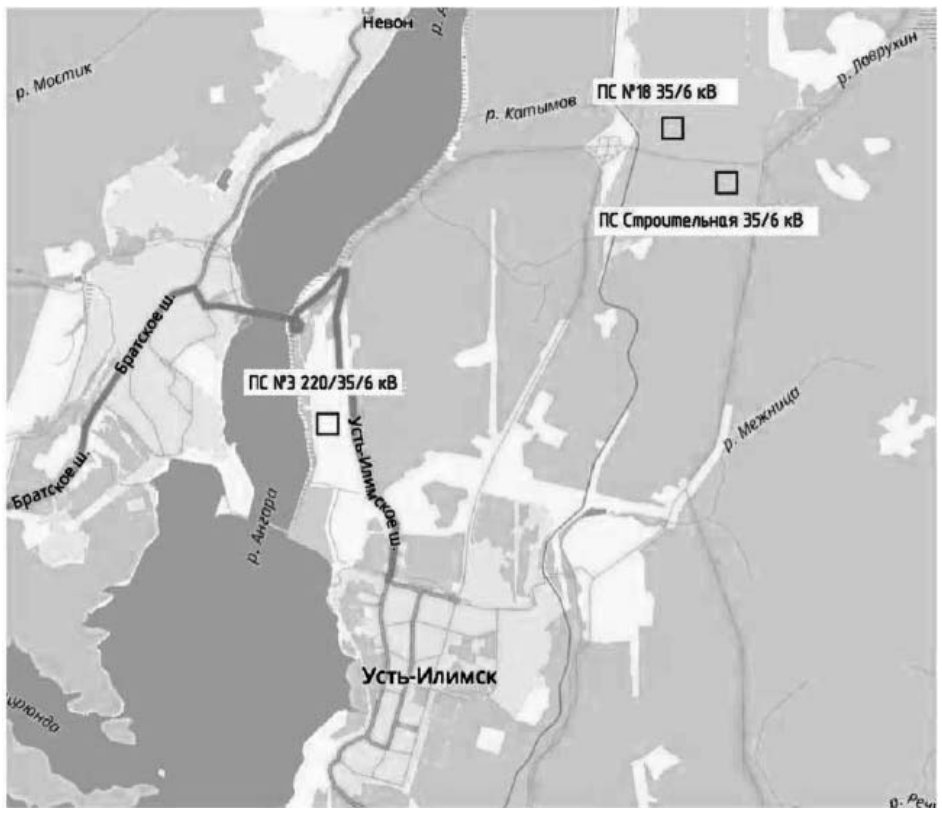


Рис. 3.2.2. Расположение ПС 35/6 кВ №18, Строительная.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить демонтаж существующей ПС 35 кВ №18, перевод эл. нагрузки 4227кВт на ПС 35/6 кВ «Строительная», строительство РП-6кВ в пожаробезопасном здании. После перевода эл. нагрузки – ПС 35 кВ № 18 будет работать как РП-6кВ.

Замена трансформаторов 2х3150кВА на трансформаторы большей мощности нецелесообразна ввиду необходимости полной реконструкции существующей ПС, также ввиду отсутствия необходимого земельного участка для строительства новой ПС, так как существующая ПС №18 смонтирована по временной схеме на передвижной платформе (без выделения земельного участка), в 6-10 м от пожароопасных хранилищ древесных отходов и опилок.

В настоящий момент ПС 35/6кВ «Строительная» является источником питания электрических сетей, питающих потребителей промышленной зоны г. Усть-Илимска, в которой устойчиво идет рост электрических нагрузок. ПС 35 кВ «Строительная» запитана от одной ВЛ-35 кВ №35-36 на деревянных опорах, без ж/б приставок (год ввода – 1974) от ПС 220 кВ №3 Филиала Северные электрические сети ОАО «ИЭСК», что не позволяет обеспечить необходимую категорию по обеспечению надежности потребителей эл. энергии (технологическое присоединение по второй категории надежности электроснабжения). На ПС 35 кВ «Строительная» установлены два трансформатора ТД-10000 35/6 кВ, год ввода в работу – 1975. Схема внешнего электроснабжения ПС приведена выше на рис. 3.2.1.

В ОЗП 2017-2019гг максимальная нагрузка ПС 35/6 кВ «Строительная» (согласно фактическим замерам) составила:

• 2017г: Т-1 – 530А, 5508 кВт (56%), Т-2 откл., дата 09.01.2017 в 10-35.

• 2018г: Т-1 – 780А, 8106 кВт (82%), Т-2 откл., дата 17.01.2018 в 10-30.

• 2019г: Т-1 – 1050А, 10912 кВт (110%), Т-2 150А, 5664кВт (57%), дата 17.01.2019 в 09-30.

Динамика изменений суммарной нагрузки трансформаторов за последние 3 года показывает ежегодный рост нагрузок. Мощность по утвержденным ТУ на ТП с 2017 г, но еще не реализованным, составляет 1953кВт.

Рассматривается заявка о подключении объектов ЗАО «КАТА» от ПС 35кВ «Строительная» по третьей категории по обеспечению надежности, с дополнительным увеличением максимальной мощности на 992кВт, на напряжение 35кВ объектов ИП Софроновой Н.А. от ВЛ-35кВ №35-36, по третьей категории по обеспечению надежности, с максимальной мощностью 5000 кВт.

Перспективная расчетная мощность нагрузки ПС 35 кВ «Строительная» с учетом перевода мощности 4227 кВт с ПС 35 кВ №18 составит – 14480кВт.

С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ №18 не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05. Таким образом, перегрузка наблюдается уже в нормальной схеме. При аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор в зимний максимум нагрузок будет работать с превышением токовой нагрузки до 45%.

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют, так как в соответствии со схемой района прилегающей электрической сети возможность резервирования нагрузки от других центров питания не возможна. До ближайшего центра питания – ПС 220 кВ №3 расстояние по трассе составляет 11,5км (смотри рис. 3.2.2.).

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, а также для обеспечения заявителей второй категорией по обеспечению надежности электроснабжения, планируется выполнить реконструкцию ПС 35кВ «Строительная», включающую:

– замену силовых трансформаторов Т-1, Т-2 с 10000 кВА на 16000 кВА.

– реконструкцию ОРУ-35кВ с организацией 1-ой и 2-ой секции шин 35кВ.

– реконструкцию КРУН-6кВ.

Данные мероприятия является экономически более эффективным по сравнению с альтернативным мероприятием – строительством нового центра питания, т.к. существующий земельный участок и территория ПС позволяет выполнить реконструкцию с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 16000 кВА.

В настоящий момент с целью заблаговременного выявления возможности недопустимого перегруза трансформаторов необходимо проводить ежегодный контроль загрузки ПС 35 кВ «Строительная» с проведением почасовых замеров в период прохождения максимальной нагрузки ПС.

Перспективная расчетная мощность по ВЛ-35кВ №35-36 с учетом технологического присоединения на напряжение 35 кВ ИП Сафроновой Н.А. (с максимальной мощностью 5000 кВт) составит: 18080кВт (299А). С учетом дальнейшего роста нагрузки на объектах лесопереработки, расположенных в промышленной зоне, перспективная расчетная мощность по ВЛ-35кВ №35-36 составит - 23000кВт (380А).

ВЛ-35кВ №35-36 выполнена проводом АС-95 (ДДТН 320А, протяженность 10,8км), что приведет к превышению допустимой токовой нагрузки на 19%.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима планируется выполнить реконструкцию ВЛ-35кВ №35-36, включающую:

– строительство двух цепной ВЛ-35кВ от разных секций шин 35кВ ПС 220кВ №3 Филиала Северные электрические сети ОАО «ИЭСК», с увеличением сечения провода.

В настоящий момент с целью заблаговременного выявления возможности повреждения оборудования необходимо проведение работы по оценке технического состояния существующей ВЛ-35кВ.

ПС 35/6 кВ Боково, г. Иркутск-2 (строительство нового центра питания 35кВ).

В настоящий момент подстанция ГПП 110/6 кВ ИАЗ, принадлежащая ОАО «ИАЗ-филиал НПК «Иркут» в соответствии с актом Ростехнадзора не имеет технической возможности по увеличению подключения новых нагрузок жилого района Иркутск -2 с максимальной мощностью – 640кВт.

Так же необходимо учитывать планируемый рост нагрузки на объектах авиазавода ОАО «ИАЗ-филиал НПК «Иркут», предусматривающий перевод электроснабжения жилого района Иркутск -2, с максимальной мощностью 8000 кВт, на другой источник питания.

В существующей схеме возможность резервирования отсутствует. Осуществить резервирование нагрузок 6 кВ от ПС 35кВ Ленино принадлежащей Филиалу Южные электрические сети ОАО «ИЭСК» не возможно, ввиду отсутствия резерва мощности («закрытый» центр питания).

Расположение новой ПС 35/6 кВ «Боково» и ближайших ПС 110кВ ГПП-ИАЗ и ПС 35 кВ Ленино приведены на рис. 3.2.3.

Мощность по утвержденным ТУ на ТП с 2016 г, но еще не реализованным, составляет 640кВт.

Перспективная расчетная мощность нагрузки новой ПС 35 кВ «Боково» с учетом перевода максимальной мощности 8000 кВт с ПС 110кВ ГПП-ИАЗ и подключением индивидуальных жилых домов, строительство которых планируется в ж/р. Боково, составит – 12000 кВт.

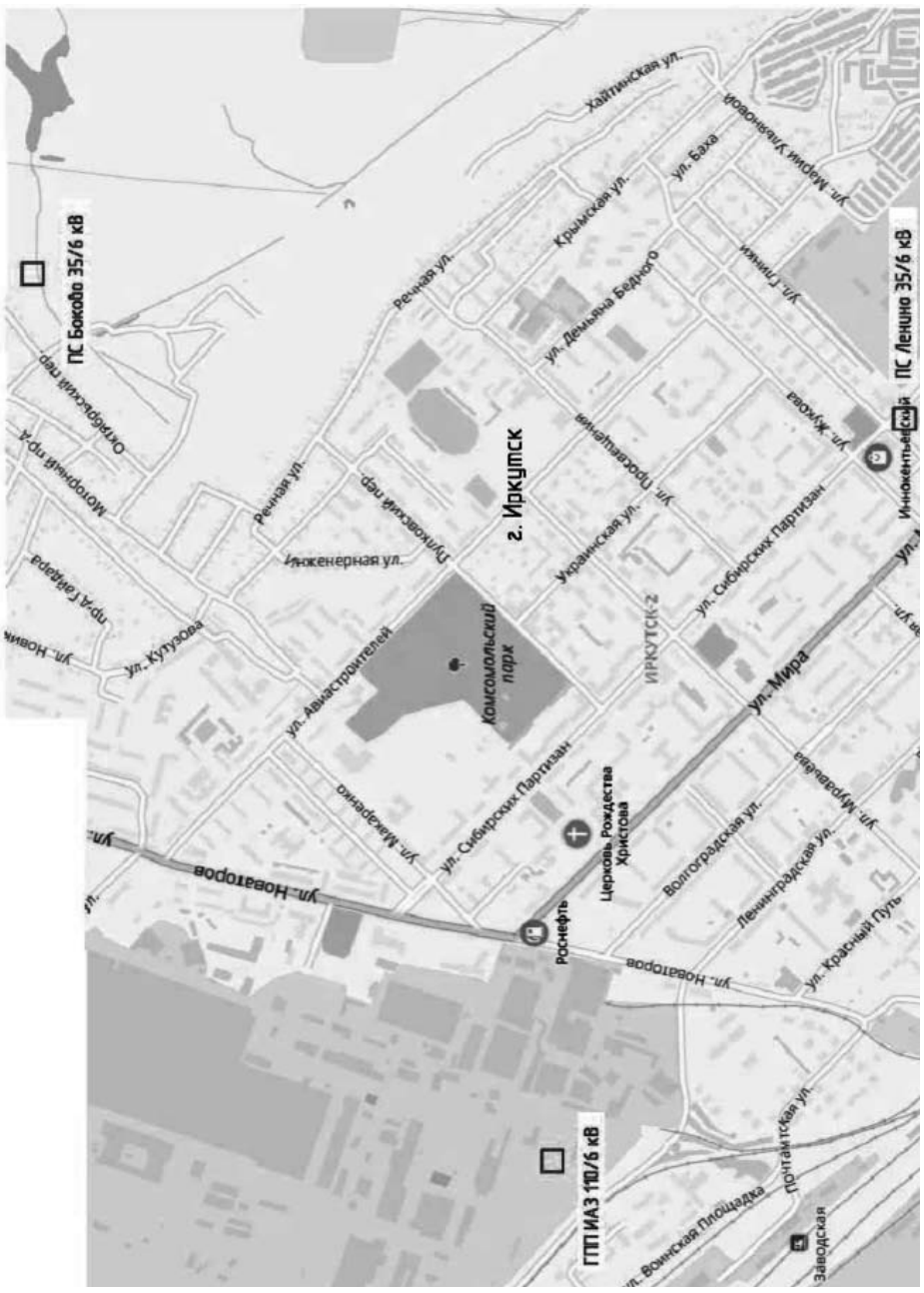


Рис. 3.2.3. Расположение новой ПС 35/6 кВ «Боково».

Схема внешнего электроснабжения ПС приведена на рис. 3.2.4.

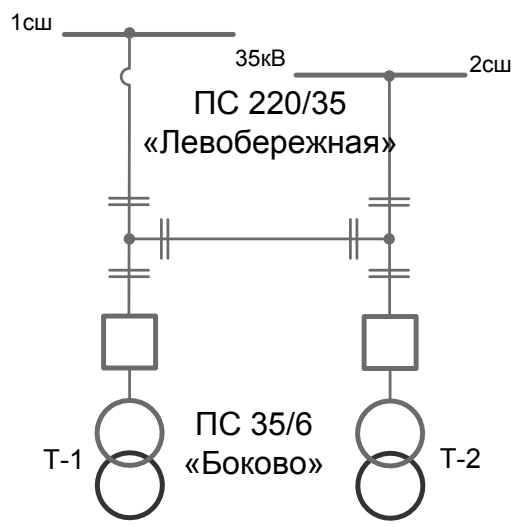


Рис. 3.2.4. Схема внешнего электроснабжения ПС 35 кВ «Боково».

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима планируется выполнить строительство нового центра питания ПС 35кВ Боково, с двумя силовыми трансформаторами мощностью 16 МВА каждый. Подключение ПС 35 кВ Боково планируется от ВЛ-35 кВ Левобережная I, II, цепь с воздушными отпайками в соответствии с техническими условиями ОАО «ИЭСК» №4563/18-ЮЭС и заключенным договором №4563/18-ЮЭС от 21.02.2019г. на технологическое присоединение объектов электросетевого хозяйства АО «БЭСК» к эл. сетям ОАО «ИЭСК».

Разработка ПСД осуществляется в 2017 – 2019 годы, СМР, ПНР и ввод в работу планируется в 2019-2020 годах.

Дополнительно отмечаю, что данный проект включен в «Перечень приоритетных объектов строительства/реконструкции электросетевых комплексов, необходимых для социально-экономического развития Иркутской области, финансируемых в рамках инвестиционной программы Акционерного общества «Братская электросетевая компания» в 2019 году».

ПС 35/6 кВ Порожская, ж/р. Порожский г. Братска.

В настоящий момент ПС 35/6 кВ Порожская является центром питания электрических сетей, питающих ж/р. Порожский. ПС 35кВ Порожская запитана от одной ВЛ-35кВ №35-16 ПС 110 кВ Городская Филиала Северные электрические сети ОАО «ИЭСК», что не позволяет обеспечить необходимую категорию по обеспечению надежности потребителей эл. энергии (по второй категории надежности), в том числе социальные объекты, например: новый детский сад, с максимальной мощностью 350кВт, с требуемой по проекту - второй категории по обеспечению надежности. На ПС 35кВ «Порожская» установлены два трансформатораТ-1 ТМ-4000 35/6 кВ, Т-2 - TONЬ-4000 35/6 кВ, год ввода в работу – 1973. Схема внешнего электроснабжения ПС приведена на рис. 3.2.5.

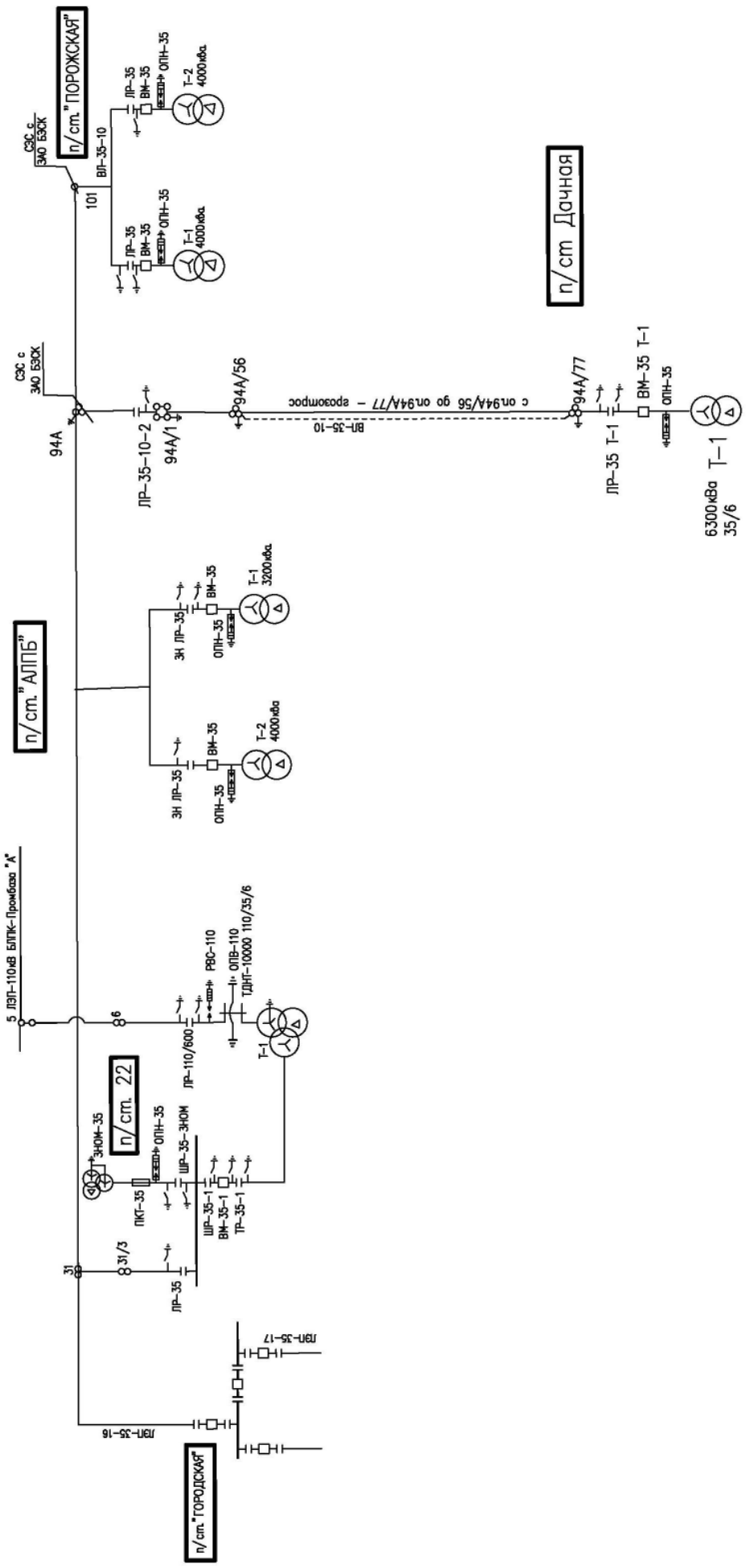


Рис. 3.2.5. Схема внешнего электроснабжения ПС 35 кВ «Порожская».

В ОЗП 2017-2019гг максимальная нагрузка ПС 35/6 кВ «Порожская» составила (АИИСКУЭ):

- 2016г: Т-1 – 1568 кВт (39%), Т-2– 2455 кВт (62%).
- 2017г: Т-1 – 2149 кВт (54%), Т-2 3519 кВт (88%).
- 2018г: Т-1 – 2006 кВт (51%), Т-2 3540 кВт (89%).

Мощность по утвержденным ТУ на ТП с 2017 г, но еще не реализованным, составляет 506кВт.

Выданы ТУ на ТП и заключен в 2018г. договор об осуществлении технологического присоединения № 160/1 объектов клуба МБУК ж/р. Порожский по второй категории по обеспечению надежности, с максимальной мощностью 120кВт.

Выданы ТУ на ТП № 102/1 объектов школы МБОУ СОШ № 6 по второй категории по обеспечению надежности, с максимальной мощностью 1891кВт (учитывающий требования по усилению электрических сетей). Перспективная расчетная мощность нагрузки ПС 35 кВ Порожская составит – 5807кВт.

С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ «Порожская» не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05. Таким образом, при аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор в зимний максимум нагрузок будет работать с превышением токовой нагрузки до 45%.

В существующей схеме возможность резервирования части нагрузок 6 кВ ПС 35кВ «Порожская» осуществляется от ПС 35кВ «Дачная». Резервирование от других ПС со строительством новых ЛЭП 6 кВ экономически нецелесообразно, так как ближайшая ПС 35кВ «АЛПБ» с резервом мощности находится на расстоянии 7,4 км по трассе, что приведёт к увеличению технических потерь.

Рис. 3.2.6. Расположение ПС 35/6 кВ «Порожская».

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, а также для обеспечения заявителей второй категорией по обеспечению надежности электроснабжения, планируется выполнить реконструкцию ПС 35кВ «Порожская», включающую:

– замену силовых трансформаторов Т-1, Т-2 с 4000 кВА на 6300 кВА.
– реконструкцию ОРУ-35кВ с организацией 1-ой и 2-ой секции шин 35кВ.
– реконструкцию КРУН-6кВ.

Данные мероприятия является экономически более эффективным по сравнению с альтернативным мероприятием – строительством нового центра питания, т.к. существующий земельный участок и территория ПС позволяет выполнить реконструкцию с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 6300 кВА.

С целью заблаговременного выявления возможности повреждения оборудования и выявления возможности недопустимого перегруза трансформаторов необходимо проводить ежегодный контроль загрузки ПС 35 кВ Порожская с проведением почасовых замеров в период прохождения максимальной нагрузки ПС, а также обеспечить включение в ТУ на ТП с включением мероприятий, необходимых для реализации ТП (мероприятия включены в технические условия ОАО «ИЭСК» №93/18-СЭС и заключенный договор №93/18-СЭС от 18.06.2018г. на технологическое присоединение объектов электросетевого хозяйства АО «БЭСК» к эл. сетям ОАО «ИЭСК»).

ПС 35/10 кВ Кургат, п. Прибрежный Братского района.

В настоящее время ПС 35/10 кВ Кургат является источником питания электрических сетей, питающих п. Прибрежный.

ПС 35кВ Кургат запитана от одной ВЛ-35кВ Кардой –Кургат от ПС 35 кВ Кардой Филиала Северные электрические сети ОАО «ИЭСК» на деревянных опорах, без ж/б приставок, протяженностью 8,9 км, год ввода 1977. На ПС 35кВ Кургат установлены два трансформатора Т-1 ТМ-1600 35/10 кВ, Т-2 - ТМ-1800 35/10 кВ, год ввода в работу – 1977.

Схема внешнего электроснабжения ПС приведена на рис. 3.2.7.

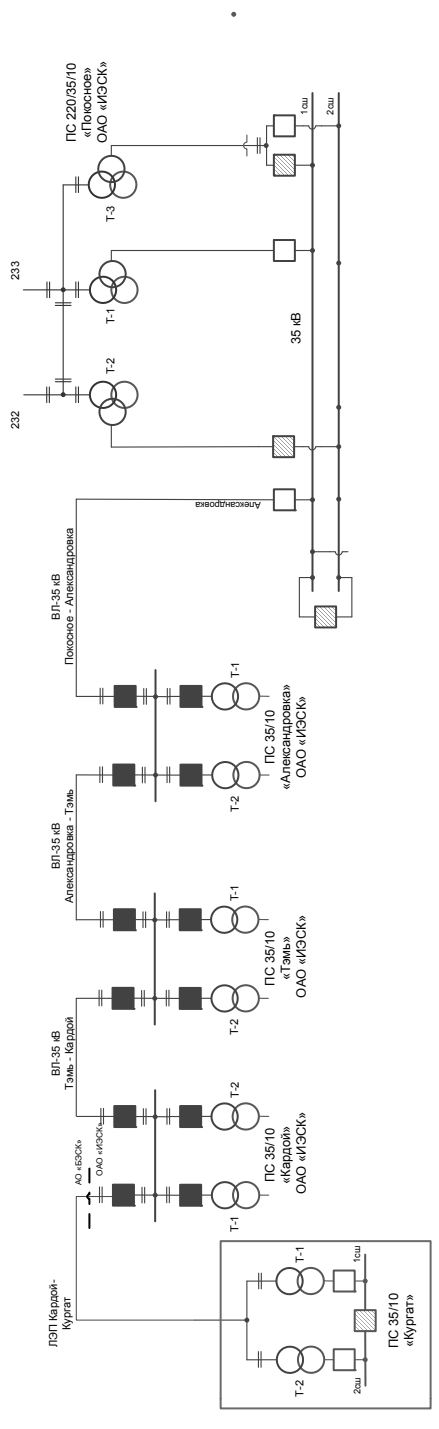


Рис. 3.2.7. Схема внешнего электроснабжения ПС 35 кВ «Кургат».

В ОЗП 2017-2019гг максимальная нагрузка ПС 35/6 кВ Кургат (согласно фактическим замерам) составила:

• 2017г: Т-1 – 90А, 1559 кВт (98%), Т-2– 75А, 1299 кВт (72%), дата 17.01.2017г.
• 2018г: Т-1 – 90А, 1559 кВт (98%), Т-2– 75А, 1299 кВт (72%), дата 17.01.2018г.
• 2019г: Т-1 – 91А, 1576 кВт (99%), Т-2– 70А, 1213 кВт (68%), дата 17.01.2019г.

Мощность по утвержденным ТУ на ТП с 2016 г, но еще не реализованным, составляет 137,8кВт. Перспективная расчетная мощность нагрузки ПС 35 кВ Кургат составит – 2157кВт.

С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Кургат не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05. Таким образом, при аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор в зимний максимум нагрузок будет работать с превышением токовой нагрузки до 35%.

В существующей схеме возможность резервирования отсутствует. Резервирование от других ПС со строительством новых ЛЭП 10 кВ экономически нецелесообразно, так как ближайшая ПС 35кВ «Кардой» с резервом мощности находится на расстоянии 8,3 км по трассе, что приведёт к увеличению технических потерь.

Рис. 3.2.8. Расположение ПС 35/10 кВ «Кургат».

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, а также для обеспечения заявителей второй категорией по обеспечению надежности электроснабжения, планируется выполнить реконструкцию ПС 35кВ «Кургат», включающую:

– замену силовых трансформаторов Т-1, Т-2 с 1600 кВА, 1800 кВА на 4000 кВА каждый.
– реконструкцию ОРУ-35кВ с организацией 1-ой и 2-ой секции шин 35кВ.
– реконструкцию КРУН-10кВ.

Данные мероприятия является экономически более эффективным по сравнению с альтернативным мероприятием – строительством нового центра питания, т.к. существующий земельный участок и территория ПС позволяет выполнить реконструкцию с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 4000 кВА.

С целью заблаговременного выявления возможности повреждения оборудования и выявления возможности недопустимого перегруза трансформаторов необходимо проводить ежегодный контроль загрузки ПС 35 кВ «Кургат» с проведением почасовых замеров в период прохождения максимальной нагрузки ПС, а также обеспечить включение в ТУ на ТП с включением мероприятий, необходимых для реализации ТП.

ПС 35/10 «Октябрьская», Чунский район, п. Октябрьский.

В настоящее время ПС 35/10 кВ «Октябрьская» является источником питания электрических сетей, питающих р.п. Октябрьский.

ПС 35кВ «Октябрьская» запитана отпайкой от ВЛ-35кВ «Таежная Б» ПС 110 кВ «Лесогорск» Филиала Западные электрические сети ОАО «ИЭСК». Протяженность отпайки 3,5км, на деревянных опорах. На ПС 35кВ «Октябрьская» установлены два трансформатора ТМ-6300 35/10 кВ, год ввода в работу – 1983, 1985.

Схема внешнего электроснабжения ПС приведена на рис. 3.2.9.

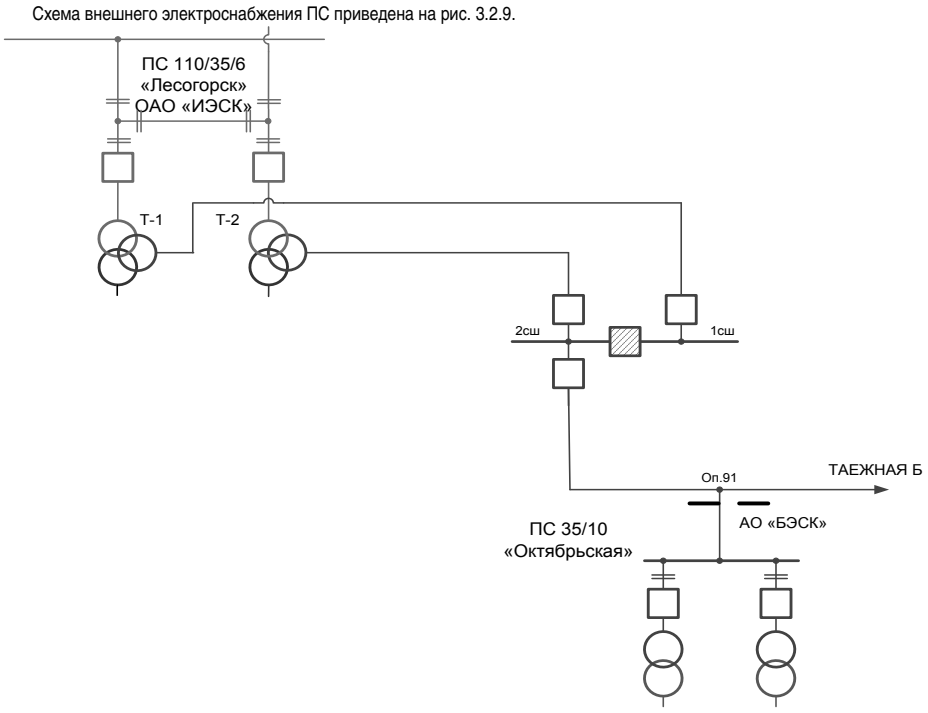


Рис. 3.2.9. Схема внешнего электроснабжения ПС 35 кВ «Октябрьская».

В ОЗП 2017-2019гг максимальная нагрузка ПС 35/10 кВ Октябрьская составила (АИИСКУЭ):

• 2016г: Т-1 – 2506 кВт (40%), Т-2 – 3677 кВт (59%).
• 2017г: Т-1 – 2566 кВт (41%), Т-2 – 3680 кВт (59%).
• 2018г: Т-1 – 2662 кВт (43%), Т-2 – 3684 кВт (59%).

Мощность по утвержденным ТУ на ТП с 2016 г, но еще не реализованным, составляет 1041кВт.

Выданы в 2019г. утвержденные ТУ на ТП № 196/3 объектов ООО «Сибиряк» по третьей категории по обеспечению надежности, с увеличением максимальной мощности на 900кВт (с 600кВт до 1500кВт), договор об осуществлении технологического присоединения объектов ООО «Управляющая компания ИСТ-Групп» по третьей категории по обеспечению надежности, с увеличением максимальной мощности на 400кВт (с 800кВт до 1200кВт). Перспективная расчетная мощность нагрузки ПС 35 кВ «Октябрьская» составит – 8138кВт.

С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 35кВ Октябрьская не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05. Таким образом, при аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор в зимний максимум нагрузок будет работать с токовой нагрузкой 98%.

В существующей схеме возможность резервирования отсутствует. Резервирование от других ПС со строительством новых ЛЭП 10 кВ экономически нецелесообразно, так как ближайшая ПС 110кВ Лесогорск с возможным резервом мощности находится на расстоянии 5,3 км по трассе, что приведёт к увеличению технических потерь.

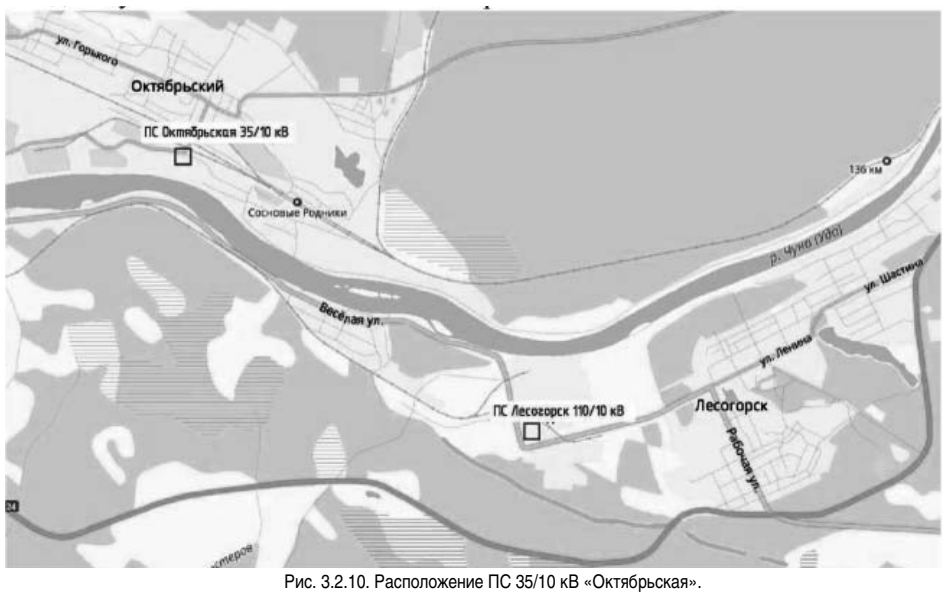


Рис. 3.2.10. Расположение ПС 35/10 кВ «Октябрьская».

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, а также для обеспечения заявителей второй категорией по обеспечению надежности электроснабжения, планируется выполнить реконструкцию ПС 35кВ Октябрьская, включающую:

– замену силовых трансформаторов Т-1, Т-2 с 6300 кВА на 10000 кВА каждый.

– реконструкцию ОРУ-35кВ с организацией 1-ой и 2-ой секции шин 35кВ.

– реконструкцию КРУН-10кВ.

Данные мероприятия является экономически более эффективным по сравнению с альтернативным мероприятием – строительством нового центра питания, т.к. существующий земельный участок и территория ПС позволяет выполнить реконструкцию с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 10000 кВА.

С целью заблаговременного выявления возможности повреждения оборудования и выявления возможности недопустимого перегруза трансформаторов необходимо проводить ежегодный контроль загрузки ПС 35 кВ Октябрьская с проведением почасовых замеров в период прохождения максимальной нагрузки ПС, а также обеспечить включение в ТУ на ТП с включением мероприятий, необходимых для реализации ТП.

РАЗДЕЛ 5. НЕЭФФЕКТИВНОЙ МАЛОЙ РАСПРЕДЕЛЕНОЙ ГЕНЕРАЦИИ. ПЕРСПЕКТИВА ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА ОСНОВЕ ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

1. Анализ анализ существующего состояния децентрализованного электроснабжения на территории иркутской области за прошедший пятилетний период

1.1 Характеристика децентрализованной зоны электроснабжения

На территории Иркутской области, кроме электростанций ПАО «Иркутскэнерго», Байкальской ТЭЦ (ООО «Теплоснабжение») и ведомственных энергоисточников АО «Группа «ИЛИМ», находится в эксплуатации значительное количество стационарных и передвижных электростанций малой мощности. По данным Росстата на 2017 г. их насчитывается более 600 шт., суммарная мощность оценивается в 464 МВт, выработка электроэнергии – 936 млн кВт•ч. Более 34% мощности малых электростанций относится к передвижным и эксплуатируется в транспортных, строительных и ремонтных организациях.

В последнее десятилетие наблюдается тенденция существенного роста мощности малых электростанций на территории области, что объясняется активизацией работ по освоению месторождений углеводородов в северных районах, а также строительством и пуском в эксплуатацию нефтепровода ВСТО (таблица 1.1). За период 2008–2017 гг. выработка электроэнергии передвижными электростанциями увеличилась в 13 раз (при росте мощности в 13 раз), стационарных – в 23,5 раза (при росте мощности в 4,2 раза) (рисунки 1.1, 1.2).

Таблица 1.1 – Характеристика электростанций малой мощности

Показатель	Год					
	2008	2013	2014	2015	2016	2017
Установленная мощность, МВт	85,2	242,7	314,1	281,8	342,5	464,2
Выработка электроэнергии, млн кВт•ч	44,5	511,2	678,9	689,0	819,4	936,2

Примечание – составлено по формам Росстата «Электробаланс» и 6-ТП за 2008-2017 гг.

Рисунок 1.1 – Динамика установленной мощности малых электростанций

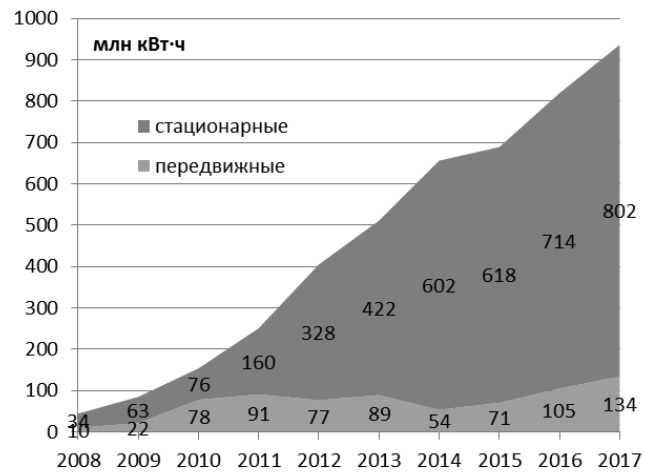


Рисунок 1.2 – Динамика выработки электроэнергии малыми электростанциями

Значительное количество стационарных электростанций малой мощности используется в качестве резервных на объектах здравоохранения, котельных, а также в населенных пунктах, расположенных на концах протяженных радиальных линий электропередачи 35 и 10 кВ.

Однако основная часть малых электростанций эксплуатируется в районах децентрализованного электроснабжения, которая охватывает значительную часть территории области. Все разрабатываемые в настоящее время в области месторождения углеводородов (Верхнечонское, Ковыктинское, Ярактинское, Ичединское, Марковское, Дулисьминское, Даниловское) находятся вне зоны действия энергосистемы – суммарная мощность электростанций нефтегазодобывающих компаний на 2018 г. оценивается в 207 МВт (таблица 1.2). В период с 2012 г. произошло существенное увеличение мощности этих электростанций за счет пуска в эксплуатацию газотурбинных установок на Ярактинском, Ичединском и Верхнечонском месторождениях с целью утилизации попутного газа и его комплексной подготовки перед закачкой в пласт.

В муниципальной собственности в настоящее время находится 53 малых автономных электростанций. Суммарная мощность муниципальных дизельных электростанций у удаленных потребителей области оценивается в 17,1 МВт (см. таблицу 1.2). Они обеспечивают электроэнергией изолированные от энергосистемы населенные пункты, расположенные, в основном, в северных районах области: в Катангском, Усть-Кутском, Киренском, Казачинско-Ленском, а также в труднодоступных населенных пунктах Братского, Нижнеудинского, Усть-Удинского, Ольхонского и других районов.

Таблица 1.2 – Характеристика электростанций малой мощности на территории области (состояние 2017 г.)

Тип электростанции	Установленная мощность, МВт	Выработка электроэнергии, млн кВт•ч
Электростанции малой мощности, всего	464,2	936,2
в том числе:		
- передвижные	159,6	134,2
- стационарные, всего, в том числе:	304,6	802,0
- муниципальные	17,1	31,5
- производственные, из них:	287,5	770,5
-нефте-, газодобывающих предприятий	207	739,1

Примечание – составлено по формам Росстата «Электробаланс», 1-натура-БМ и 6-ТП за 2017 г., информации с официальных сайтов нефтегазодобывающих компаний, данным отдела ТЭК Министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области, экспертным оценкам.

1.2 Характеристика коммунальной децентрализованной электроэнергетики

1.2.1 Характеристика и ранжирование населенных пунктов

На территории Иркутской области в 16 административных районах расположено 68 муниципальных населенных пунктов с децентрализованным электроснабжением, в которых по состоянию на 1.01.2018 г. проживает 9807 чел. Оценивая общую численность населения в обозначенных 16 районах, которая на 01.01.2018 г. составляет 493475 чел., необходимо отметить, что в децентрализованной зоне электроснабжения проживает не более 2% от общего количества жителей этих районов. Из рассматриваемых районов только в Катангском все население проживает в децентрализованной зоне, в Усть-Удинском районе – 8%, в Ольхонском – примерно 5%, в Братском – 3,5%, в Казачинско-Ленском – около 3%, в Киренском и Нижнеудинском – по 2%, в Качугском, Тулунском – по 1,1% и в остальных 7 районах области – менее 1%.

В дальнейшем анализ населения по районам проводится только для населенных пунктов с децентрализованным электроснабжением.

Динамика численности обозначенного населения, начиная с итогов переписи 2010 г. [1] и, фактически, с 01.01.2011 г. по 01.01.2018 г. характеризуется снижением почти на 13% (или на 1429 чел.) [1]–[5] (таблица 1.3). Наибольшее снижение наблюдается в периоды с 2011 по 2013 г. на 3,2 и 2,5 % в год соответственно. За последние 4 года наибольший спад имел место с 2016 по 2017 г. на 2,4% (или 248 чел.).

Таблица 1.3 – Динамика численности населения децентрализованной зоны электроснабжения

Показатель	Год, период								
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2018/ 2010
Численность, чел.	11236	10881	10608	10485	10338	10194	9946	9807	-
Изменение (+/-), чел.	-	-355	-273	-123	-147	-144	-248	-139	-1429
Изменение, %	-	-3,2	-2,5	-1,2	-1,4	-1,4	-2,4	-1,4	-12,7

По численности населения, проживающего в децентрализованной зоне, особо выделяется Катангский, Братский, Нижнеудинский и Усть-Удинский районы (рисунок 1.3). На начало 2018 г. наибольшее количество жителей децентрализованной зоны электроснабжения проживает в Катангском районе (3349 чел.) в 15 населенных пунктах. Наименьшее число жителей – в Нижнеилимском районе (16 чел.) в одном населенном пункте – п. Заярск, за период 2011–2018 гг. численность в нем упала в наибольшей степени по сравнению с другими районами, а именно, в 3,2 раза. В среднем по другим районам области за рассматриваемый период численность населения снизилась в 1,1–1,3 раза. Только в двух районах области наблюдается незначительный рост населения: в Качугском районе (с. Вершина Тутуры) и Нижнеудинском районе – в трех населенных пунктах (с. Верхняя Гутара, д. Нерха и с. Алыгджер).

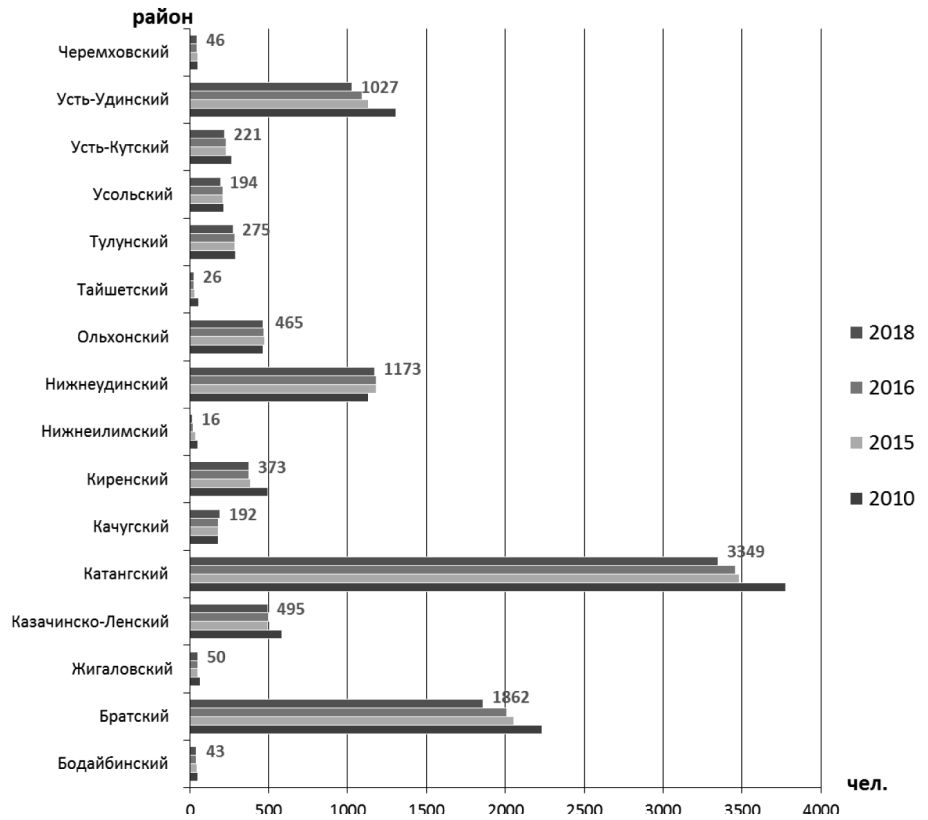


Рисунок 1.3 – Динамика численности населения в децентрализованных зонах энергоснабжения по районам Иркутской области

Результаты ранжирования населенных пунктов области с децентрализованным электроснабжением приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Ранжирование населенных пунктов по численности населения

Показатель	Число жителей, чел.						
	менее 10	11-50	51-100	101-300	301-1000	1001-2000	Всего
Количество, шт.	14	23	9	11	10	1	68
Число жителей, чел.	41	710	621	2121	4446	1868	9807
Доля от общей численности, %	0,4	7,2	6,3	21,6	45,3	19,0	100

Примечание – по состоянию на 01.01.2018 г.

Почти 21% от количества населенных пунктов с децентрализованным электроснабжением представляют населенные пункты с самым малым числом жителей – до 10 чел. В 23 населенных пунктах проживает от 11 до 50 чел., и данная группа поселений составляет 34% суммарного количества населенных пунктов. Примерно по 13–16% приходится на три другие группы – относительно крупные населенные пункты с численностью до от 51 до 1000 чел. (рисунок 1.4).

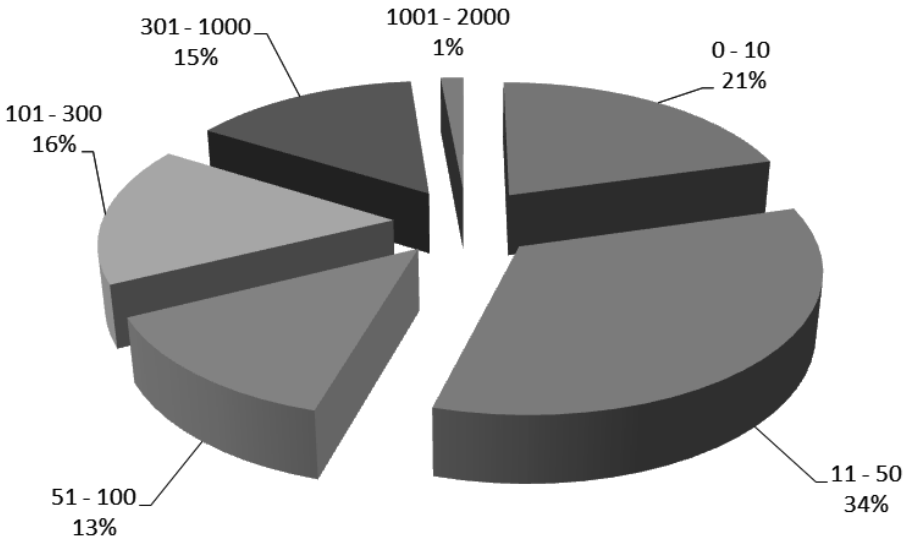


Рисунок 1.4 – Структура населенных пунктов с децентрализованным электроснабжением на 01.01.2018 г.

В последнюю группу населенных пунктов с численностью от 1 до 2 тыс. чел. попадает одно поселение – с. Ербогачен Катангского района, в котором по состоянию на 01.01.2018 г. проживает 1868 чел. (или 19% от всего числа жителей населенных пунктов с децентрализованным электроснабжением).

В населенных пунктах с числом жителей до 100 чел. проживает почти 14% всей численности населения зоны децентрализованного электроснабжения области. Самые малочисленные населенные пункты представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Населенные пункты с числом жителей до 10 чел., состояние на 01.01.2018 г.

Район	Населенный пункт	Количество жителей, чел.
Братский	Хвойный	1
	Чистый	0
Жигаловский	Головское	0
Казачинско-Ленский	Вершина Ханды	1
Катангский	Инаригда	7
	Мога	2
Киренский	Улькан	2
	Дарьина	4
	Ичера	4
	Золотой	8
	Кондрашина	0
Тайшетский	Еланка	0
Усольский	Манинск	9
Усть-Кутский	Жемчугова	3
Всего	14	41

Из обозначенных 14 населенных пунктов к 2018 г. еще 4 села остались без постоянных жителей (Чистый, Головское, Кондрашино и Еланка). Наибольшее количество сел с числом жителей меньше 10 чел. находятся в Киренском районе.

Населенные пункты (23 поселения) с числом жителей с 11 до 50 чел. расположены в 10 районах области (таблица 1.6). Среди этих районов 5 населенных пунктов расположены в Катангском районе, по 4 – в Казачинско-Ленском, Киренском и Усть-Кутском районах, в остальных – по 1 селу.

В таблице 1.7 представлены населенные пункты в 5 районах области с числом жителей от 51 до 100 чел., таких поселений 9. Три населенных пункта расположены в Катангском районе, в Киренском и Усть-Кутском районах – по 2 и по одному в Казачинско-Ленском и Усть-Удинском.

Следующая группа населенных пунктов с численностью от 101 до 300 чел. насчитывает 11 поселений, в которых постоянно проживают 2121 чел. (или 21,6% от общей численности населения) (таблица 1.8).

Самая большая группа по численности населения в 4446 чел. (или 45,3% от общей численности) проживает в 10 населенных пунктах с числом жителей от 301 до 1000 чел. (таблица 1.9).

Таблица 1.6 – Населенные пункты с числом жителей от 11 до 50 чел., состояние на 01.01.2018 г.

Район	Населенный пункт	Количество жителей, чел.
Бодайбинский	Большой Патом	43
Жигаловский	Коношаново	50
Казачинско-Ленский	Кутима	13
	Нижнемартыново	29
	Ермаки	24
	Карнаухова	31
Катангский	Оськино	41
	Тетея	35
	Ика	47
	Верхне-Калинина	31
	Ерема	40
Киренский	Пашня	12
	Красноярово	39
	Мироново	35
	Сполошино	21
Нижнеилимский	Заярск	16
Ольхонский	Кочериково	39
Тайшетский	Екунчет	26
Усть-Кутский	Орлинга	24
	Таюра	30
	Бобровка	26
	Максимово	12
Черемховский	Мото-Бодары	46
Всего	23	710

Таблица 1.7 – Населенные пункты с числом жителей от 51 до 100 чел., состояние на 01.01.2018 г.

Район	Населенный пункт	Количество жителей
Казачинско-Ленский	Верхнемартыново	77
Катангский	Наканно	69
	Хамакар	93
	Токма	52
Киренский	Визирный	53
	Усть-Киренка	57
Усть-Кутский	Боярск	74
	Омолой	52
Усть-Удинский	Ключи	94
Всего	9	621

Три крупных населенных пункта расположены в Братском районе, по два в Катангском и Нижнеудинском и по одному – в Казачинско-Ленском, Ольхонском и Усть-Удинском районах области.

Таблица 1.8 – Населенные пункты с числом жителей от 101 до 300 чел., состояние на 01.01.2018 г.

Район	Населенный пункт	Количество жителей
Братский	Южный	137
	Тынкобь	177
Катангский	Бур	104
	Непа	249
Качугский	Вершина-Тутуры	192
Киренский	Коршуново	138
Нижнеудинский	Нерха	230
Тулунский	Аршан	275
Усольский	Октябрьский	185
Усть-Удинский	Аталанка	193
	Подволочное	241
Всего	11	2121

Таблица 1.9 – Населенные пункты с числом жителей от 301 до 1000 чел., состояние на 01.01.2018 г.

Район	Населенный пункт (число жителей)	Количество жителей
Братский	Наратай	363
	Карахун	583
	Озерный	601
Казачинско-Ленский	Карам	320
Катангский	Подволошино	357
	Преображенка	354
Нижнеудинский	Верхняя Гутара	414
	Алыгджер	529
Ольхонский	Онгурен	426
Усть-Удинский	Аносово	499
Всего	10	4446

Проведенные анализ динамики численности населения и ранжирование населенных пунктов области с децентрализованным электроснабжением показали, что количество проживающего населения в этой зоне постепенно снижается, а большая часть жителей (более 60%) постоянно проживает в 6 районах области – Братском, Казачинско-Ленском, Катангском, Нижнеудинском, Ольхонском и Усть-Удинском. На начало 2018 г. четыре села остались без постоянных жителей: Чистый (Братский район), Головское (Жигаловский район), Кондрашино (Киренский район) и Еланка (Тайшетский район).

В 2016 г. закрыт п. Тынкобь Братского района. В ноябре 2017 г. поселки Екунчет и Еланка Тайшетского района упразднены Законодательным собранием Иркутской области в связи с отсутствием «перспектив социально-экономического развития» [6].

1.2.2 Показатели функционирования энергоисточников

На территории Иркутской области в населенных пунктах с децентрализованным электроснабжением в настоящее время эксплуатируется 53 дизельных электростанции суммарной мощностью 17,1 МВт. Основная мощность ДЭС сосредоточена в населенных пунктах с децентрализованным электроснабжением Катангского, Братского и Усть-Удинского районов (таблица 1.10).

Таблица 1.10 – Суммарные показатели систем децентрализованного электроснабжения по районам области

Район	Количество населенных пунктов, шт.	Численность на 01.01.2018, чел.	Мощность ДЭС, кВт
Бодайбинский	1	43	160
Братский	4	1684	3690
Жигаловский	1	50	100
Казачинско-Ленский	7	495	752
Катангский	14	3347	7705
Качугский	1	192	90
Киренский	7	355	695
Нижнеилимский	1	16	60
Нижнеудинский	3	1173	660
Ольхонский	2	465	230
Тулунский	1	275	500
Усольский	2	194	275
Усть-Кутский	7	221	528
Усть-Удинский	4	1027	1630
Всего	55	9537	17075

Примечание – указаны количество пунктов и численность населения, которые обеспечиваются электроэнергией от ДЭС

Источники: составлено по данным, полученным от муниципальных образований (Приложение А)

Децентрализованное электроснабжение от ДЭС осуществляется в 55 населенных пунктов области с населением 9537 чел. Электроснабжение д. Жемчугова (Усть-Кутский район) осуществляется от дизельной электростанции с. Орлинга, с. Манинск (Усольский район) – от ДЭС п. Октябрьский.

Дизельные электростанции отсутствуют в упраздненных населенных пунктах (Тынкобь, Екунчет, Еланка) и трех селах без постоянного населения (Чистый, Головское, Кондрашино). Кроме того, еще в шести населенных пунктах, попадающих в зону децентрализованного электроснабжения, отсутствуют ДЭС. Это малочисленные населенные пункты, не имеющие в настоящее время инфраструктуры и перспективы развития, фактически прекратившие существование (таблица 1.11).

Таблица 1.11 – Перечень населенных пунктов без электроснабжения

Район	Населенный пункт	Численность населения, чел.
Братский	Хвойный	1
Киренский	Улькан	2
	Дарьина	4
	Ичера	4
	Золотой	8
Катангский	Мога	2
Всего		21

В с. Мото-Бодары (Черемховский район) ДЭС вышла из строя и восстановлению не подлежит. Следует отметить, что по данным Черемховского районного муниципального образования (Приложение Б) с 2011 г. администрация района неоднократно обращалась в филиал «Центральные электрические сети» ОАО «Иркутская энергетическая компания», ОГУЭП «Электросетевая компания по эксплуатации электрических сетей «Облкоммунэнерго», ГУЭП «Облкоммунэнерго-сбыт» с просьбой рассмотреть возможность принятия на обслуживание объекты электросетевого хозяйства, расположенные в п. Мото-Бодары. В 2019 г. заявка на приобретение генератора включена Министерством жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области в государственную программу субсидирования.

В подавляющем большинстве населенных пунктов установленная мощность ДЭС не превышает 200 кВт (70%), в том числе 30% – мощностью до 50 кВт (рисунок 1.5).

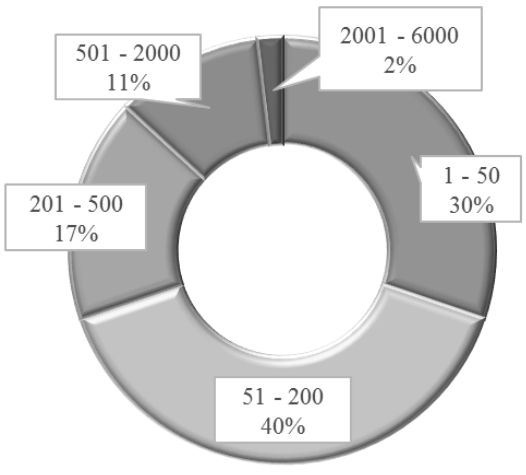


Рисунок 1.5 – Ранжирование ДЭС по установленной мощности

Самые крупные ДЭС функционируют в с. Ербогачен (Катангский район) установленной мощностью 5,1 МВт, в пп. Карахун и Озерный (Братский район) мощностью 1,1 и 1,8 МВт соответственно. ДЭС мощностью более 500 кВт, кроме вышеперечисленных, имеются только в шести, от 200 до 500 кВт – в девяти населенных пунктах.

Одним из показателей надежного электроснабжения является запас установленной мощности ДЭС относительно максимальной нагрузки потребителя. Независимо от численности населения и установленной мощности энергоисточника из 53 населенных пунктов, где электроснабжение осуществляется от ДЭС, в 29 (55%) максимальная нагрузка составляет менее половины от мощности ДЭС (рисунок 1.6).

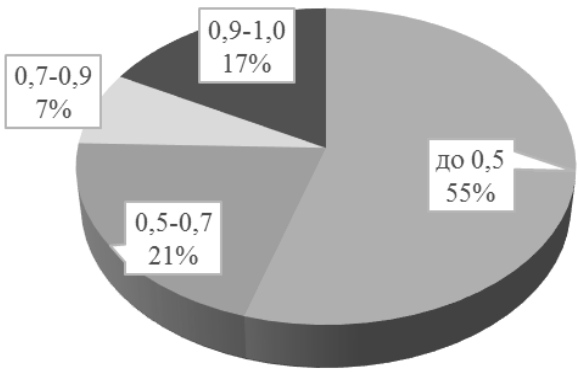


Рисунок 1.6 – Соотношение максимальной нагрузки потребителя и установленной мощности ДЭС

Близкое к критическому положению, т. е. соотношение этих величин более 0,9, отмечается в девяти населенных пунктах области: Вершина Ханды (Казачинско-Ленский район), Тетея и Хамакар (Катангский район), Красноярово и Сполошино (Киренский район), Алыгджер (Нижнеудинский район), Таюра, Бобровка и Максимово (Усть-Кутский район).

Выработка электроэнергии и, соответственно, объемы потребления топлива энергоисточниками зависят, в первую очередь, от численности проживающего населения, а также от числа часов подачи электроэнергии в сутки.

В большинстве населенных пунктов электроснабжение осуществляется неполные сутки (рисунок 1.7). Самые неблагоприятные условия проживания в плане обеспечения электроэнергией в д. Кочерикова Ольхонского района – 3 час. в сутки (Приложение А) и в п. Заярск Нижнеудинского района – 5 час. в сутки (Приложение А).

Круглосуточное электроснабжение обеспечивается только в 10 населенных пунктах: пп. Карахун, Наратай и Озерный (Братский район), сс. Ербогачен, Преображенка, (Катангский район), п. Визирный, сс. Коршуново и Мироново (Киренский район), п. Аршан (Тулунский район), д. Ключи (Усть-Удинский район). При этом в Усть-Удинском районе все населенные пункты снабжаются электроэнергией 20 час. в сутки и более, в Казачинско-Ленском районе все население в течение 16 час. В остальных районах работа ДЭС в населенным пунктам составляет от 8 до 18 час. (Приложение А). Продолжительность работы ДЭС в сутки не зависит от численности населения, труднодоступности и других факторов.

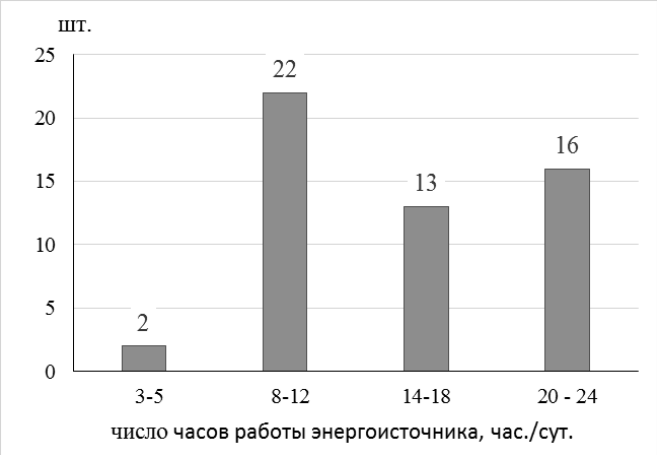


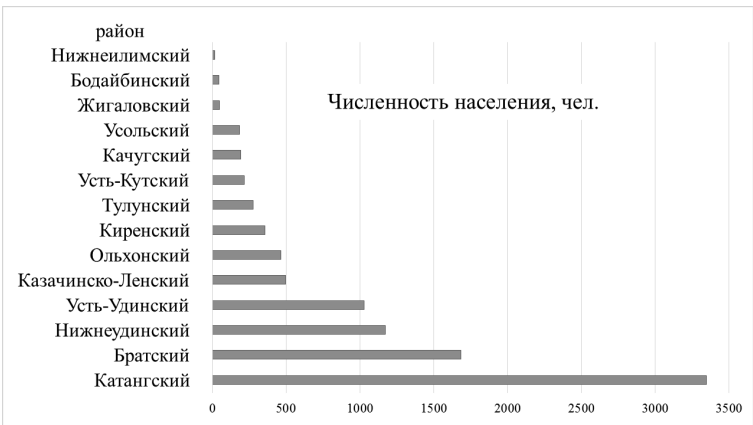
Рисунок 1.7 – Ранжирование населенных пунктов по продолжительности электроснабжения

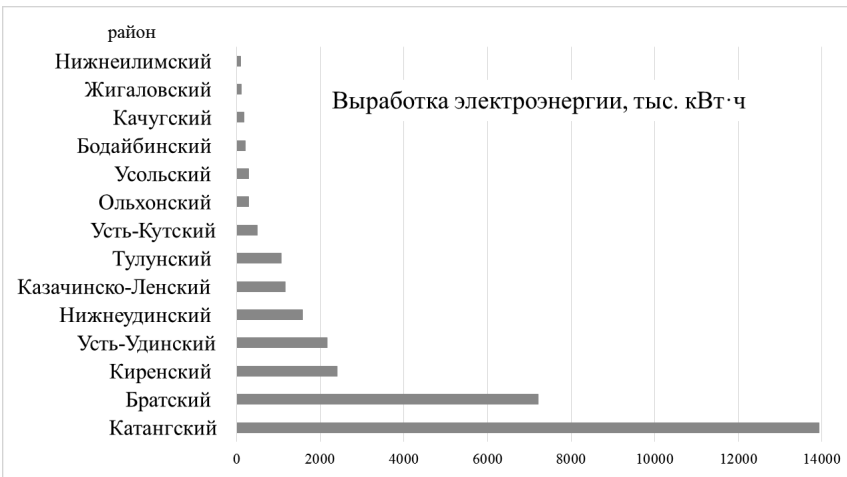
Суммарная выработки электроэнергии в децентрализованной зоне по имеющимся данным муниципальных образований (Приложение А) за 2018 г. составила 31,5 млн кВт•ч, в том числе дизельными электростанциями 31,1 млн кВт•ч, возобновляемыми источниками энергии – 0,4 млн кВт•ч.

По районам области выработка электроэнергии и расход топлива ДЭС крайне неравномерны, и в большей степени пропорциональны численности населения децентрализованных населенных пунктов (таблица 1.12, рисунки 1.8). Наибольшие значения этих показателей в Катангском и Братском районах.

Таблица 1.12 – Выработка электроэнергии и объемы потребления топлива дизельными электростанциями по районам области

Район	Выработка электроэнергии, тыс. кВт•ч	Объем потребленного топлива, т/год
Бодайбинский	204	40
Братский	7214	1615,9
Жигаловский	107,5	н/д
Казачинско-Ленский	1164	247,7
Катангский	13927	3602,3
Качугский	170,3	25,3
Киренский	2401	649,6
Нижнеилимский	89,4	25,7
Нижнеудинский	1581,5	468,6
Ольхонский	278,9	75,1
Тулунский	1059	н/д
Усольский	283,8	47,9
Усть-Кутский	493,1	197,4
Усть-Удинский	2166,7	599,3
Всего	31141	7617,7





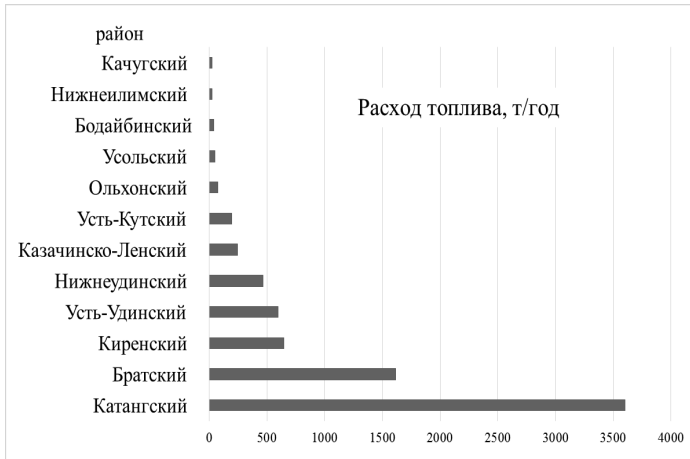


Рисунок 1.8 – Суммарные показатели функционирования дизельных электростанций по районам области

Характеристикой эффективности ДЭС, как и других генераторов энергии, является удельный расход топлива. Этот показатель связан с коэффициентом полезного действия (КПД) и оказывает существенное влияние на выработку электроэнергии. По имеющимся от муниципальных образований данным (Приложение А) о величине выработки электроэнергии и объемам расхода топлива расчетный удельный расход условного топлива на ДЭС в среднем по области составляет 350 – 400 г у. т./кВт•ч, что соответствует КПД выработки электроэнергии 30–35%. Наибольшие средние удельные расходы топлива – более 400 г у. т./кВт•ч (КПД менее 30%) – отмечаются в Усть-Кутском, Нижнеилимском и Нижнеудинском районах (рисунок 1.9).

Вместе с тем, даже в районах, где среднее значение удельного расхода топлива не превышает 400 г у. т./кВт•ч, в отдельных населенных пунктах этот показатель значительно выше среднего. Населенные пункты, в которых значения расчетных удельных расходов топлива имеют наибольшие значения, представлены в таблице 1.13.

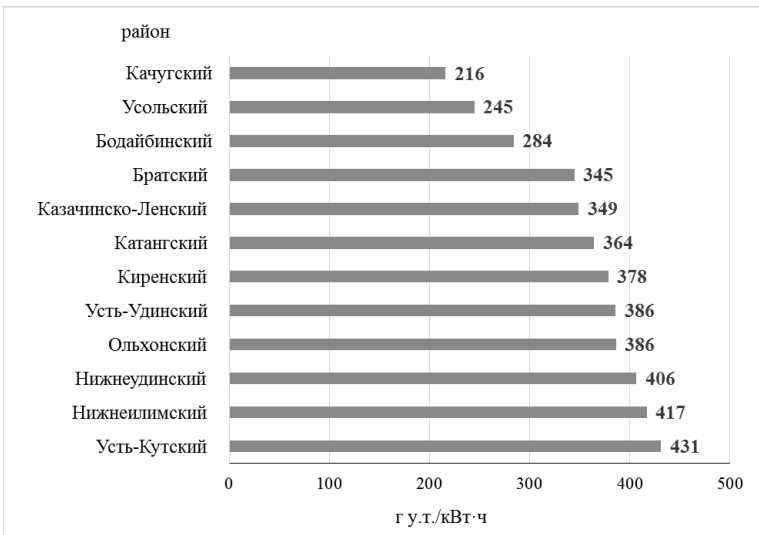


Рисунок 1.9 – Средние удельные расходы условного топлива на выработку электроэнергии децентрализованной зоны по районам области

Таблица 1.13 – Перечень населенных пунктов с наибольшими значениями удельного расхода топлива на выработку электроэнергии

Район	Населенный пункт	Удельный расход условного топлива, г у. т./кВт•ч	Коэффициент полезного действия, %
Братский	п. Наратай	476	26
Казачинско-Ленский	д. Вершина Ханды	681	18
Киренский	с. Коршуново	420	29
Нижнеудинский	с. Алыгджер	488	25
	с. Верхняя Гутара	458	27
Усть-Кутский	п. Бобровка	599	20
	с. Боярск	579	21
Усть-Удинский	с. Подволочное	442	28

Анализ показателей функционирования энергоисточников показывает:

– в подавляющем большинстве установленная мощность дизельных электростанций не превышает 200 кВт;

– запас установленной мощности относительно максимума нагрузки более чем в 70% населенных пунктах составляет не менее 30%;

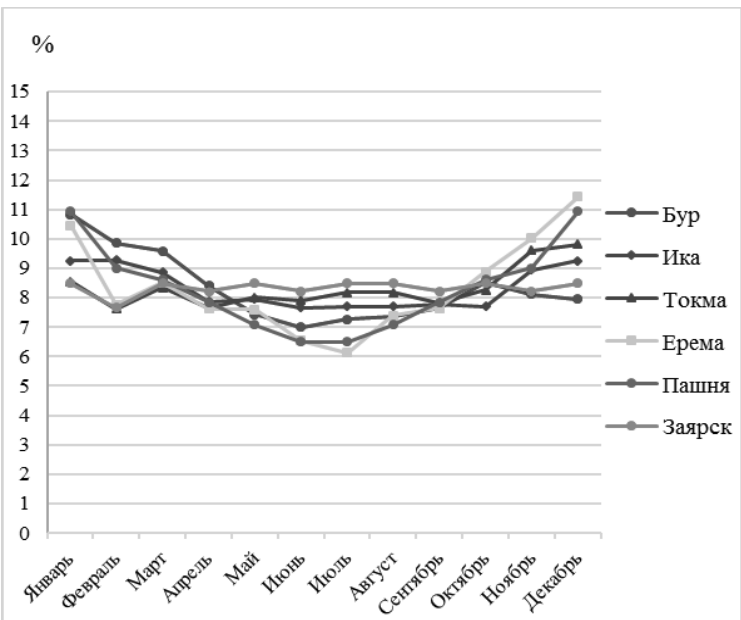
– практически в половине населенных пунктов электроснабжение осуществляется 12 часов в сутки и менее, что отражает низкий уровень комфортности проживания населения;

– удельный расход условного топлива на источниках электроэнергии как по районам, так и в целом по области, достаточно высокий (соответствует КПД 30–35%), что характеризует неэффективное производство электроэнергии на ДЭС.

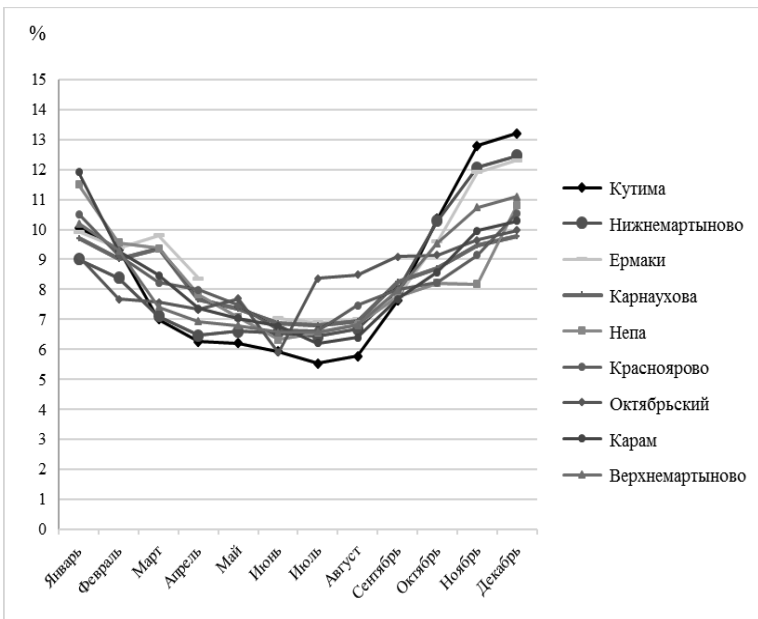
1.2.3 Характерные графики электропотребления

Графики потребления электроэнергии децентрализованными потребителями имеют общий для всех характер годового распределения с выраженным зимним максимумом, что обусловлено преобладанием у таких потребителей коммунально-бытовой нагрузки. Децентрализованные потребители области отличаются, кроме величины нагрузки, продолжительностью электроснабжения в течение суток. По данным муниципальных образований районов (Приложение А) проведен сравнительный анализ влияния этих факторов на годовое распределение потребления электроэнергии. Для сопоставления и наглядности абсолютные значения переведены в относительные единицы (% от годового электропотребления).

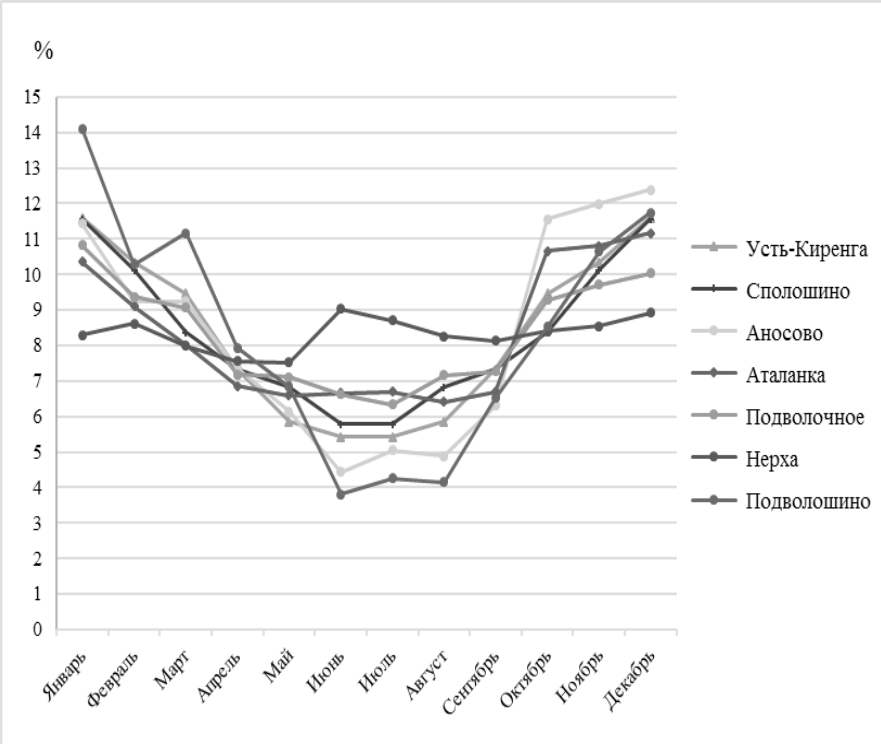
На рисунке 1.10 приведены графики потребления электроэнергии по группам в зависимости от числа часов работы энергоисточника в сутки.



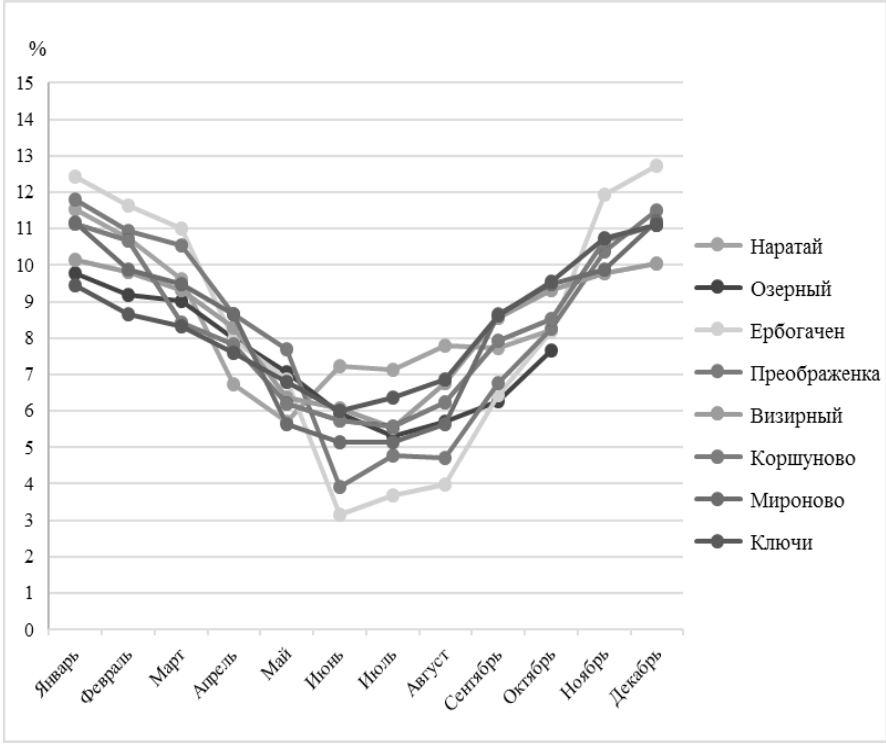
до 16 часов



16 часов



от 18 до 23 часов

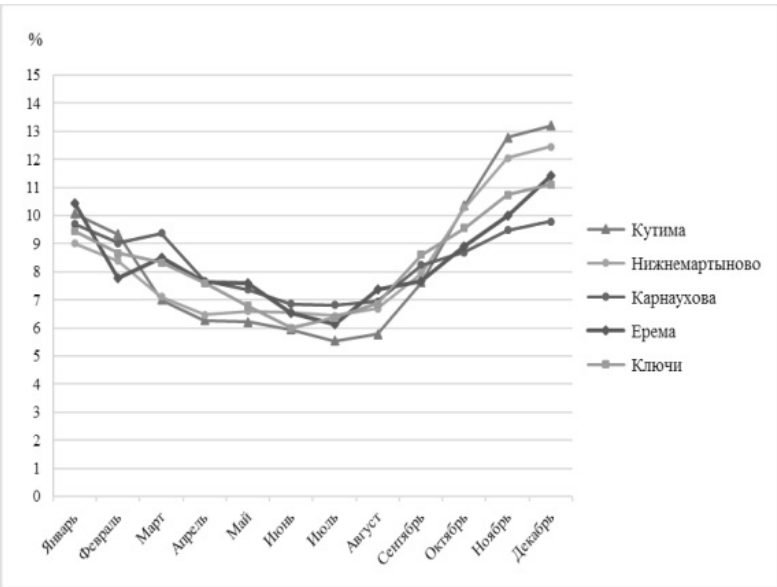


24 часа

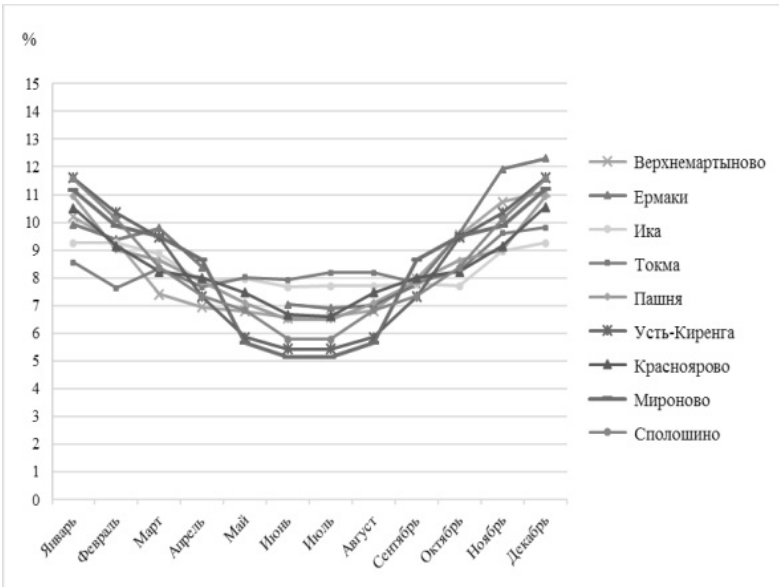
Рисунок 1.10 – Графики годового потребления электроэнергии в зависимости от числа часов работы энергоисточника

Анализ показывает, что при продолжительности электроснабжении потребителей менее 16 час. в сутки электропотребление по месяцам в течение года отличается значительно меньше, чем при более продолжительной суточной работе энергоисточника. Наибольшая разница в этой группе составляет 5%. Для населенного пункта Заярск (Нижнеилимский район), где электроснабжение осуществляется только 3 час. в сутки, электропотребление по месяцам практически не отличается. При большей суточной продолжительности электроснабжения разница электропотребления в зимние и летние месяцы составляет 8–10%. Нехарактерный летний максимум на графике в д. Нерха Нижнеудинского района (группа от 18 до 23 час.) связан с повышением электропотребления в летние месяцы, обусловленным увеличением числа часов работы энергоисточников за счет повышенной выработки электроэнергии фотоэлектрическими преобразователями (см. раздел 1.3).

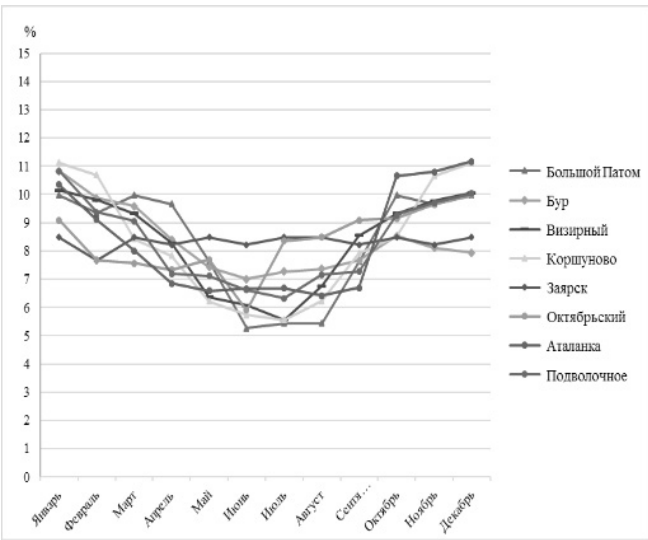
На рисунке 1.11 представлены графики потребления энергии в зависимости от максимальной нагрузки потребителей.



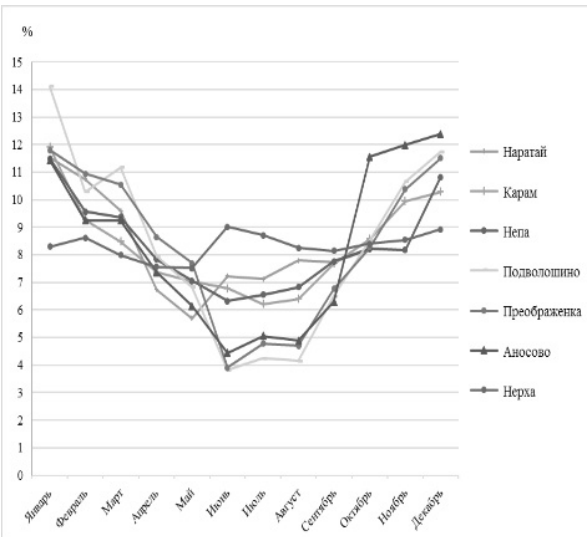
до 30 кВт



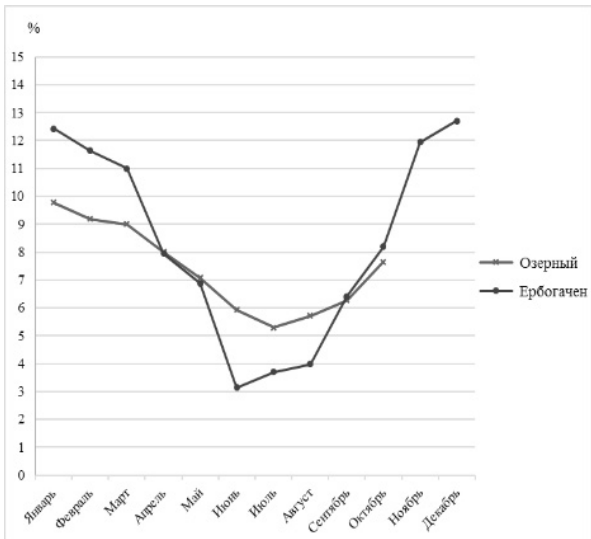
от 30 до 50 кВт



от 50 до 100 кВт



от 100 до 300 кВт



свыше 300 кВт

Рисунок 1.11 – Графики годового потребления электроэнергии в зависимости от максимума нагрузки

Для потребителей с нагрузкой до 100 кВт графики потребления электроэнергии в течение года практически идентичны. С увеличением этого показателя разница между зимним и летним электропотреблением становится более выраженной. При этом независимо от нагрузки выделяются графики электропотребления населенных пунктов с меньшим числом часов электроснабжения в сутки.

Следует отметить, что в ряде населенных пунктах, таких как пп. Южный, Карахун (Братский район), д. Верхне-Калинина (Катангский район), с. Алыгджер (Нижнеудинский район) и др. по информации (Приложение А) графики электропотребления имеют пилообразный вид с резкими повышениями и снижениями в различные месяцы года. Это может быть связано как с аварийными ситуациями, так и с другими факторами, например, недостоверностью информации, неточными замерами показаний электроприборов и т. д. Такие населенные пункты при анализе графиков не рассматривались.

Таким образом, на характер потребления электроэнергии децентрализованных потребителей в большей степени оказывает влияние число часов электроснабжения в сутки.

1.2.4 Анализ объемов потребления и цен дизельного топлива

Данные о ценах и объемах потребления топлива в населенных пунктах с децентрализованным электроснабжением получены по запросам в муниципальные образования районов (Приложение Б). В целом по имеющейся информации объем потребленного дизельного топлива для ДЭС в 2018 г. составил 9,9 тыс. т при суммарных затратах на его закупку и доставку 502,4 млн руб. (таблица 1.14).

Таблица 1.14 – Объемы потребления дизельного топлива и затраты по районам области в 2018 г.

Район	Топливо	
	объем, т	затраты, млн руб.
Братский	1616,2	86,7
Бодайбинский	35,0	2,0
Жигаловский	25,8	1,1
Казачинско-Ленский	288,4	14,9
Катангский	5523,9	268,8
Качугский	48,3	2,3
Киренский	607,2	29,0
Нижнеилимский	25,6	1,3
Нижнеудинский	468,6	26,9
Ольхонский	71,6	3,7
Тулунский	275,3	14,2
Усольский	161,1	7,9
Усть-Кутский	197,4	9,0
Усть-Удинский	654,2	34,5
Всего	9998,8	502,4

Наибольшие объем топлива и затраты на его приобретение – в Катангском районе, минимальные объемы топлива и затраты – в Нижнеилимском и Жигаловском районах.

Средняя цена топлива в 2018 г. составила 50,2 тыс. руб./т, наибольшая – для потребителей Нижнеудинского района – 57,4 и наименьшая – 43,0 тыс. руб./т – для Жигаловского (рисунок 1.12). Этот показатель отражает труднодоступность и схему завоза топлива до населенного пункта.

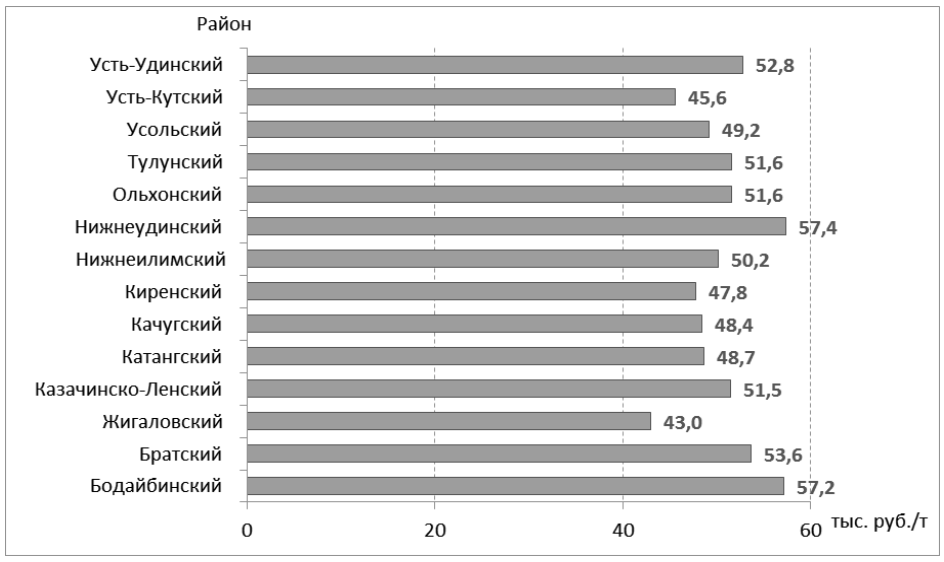


Рисунок 1.12 – Средняя цена на дизельное топливо для децентрализованной зоны электроснабжения по районам области

С целью определения приоритетности районов для разработки мероприятий по улучшению электроснабжения децентрализованных потребителей проведено ранжирование по трем показателям: объемам потребления, средней цене дизельного топлива и затратам на его приобретение с учетом транспортных расходов на доставку до потребителя.

При ранжировании районов в целом по сумме всех рангов наименьшее значение соответствует Братскому району, наибольшее – Жигаловскому (таблица 1.15).

Исходя из ранжирования населенных пунктов с децентрализованным электроснабжением можно сделать вывод о первоочередности реализации мероприятий по повышению эффективности электроснабжения и снижению затрат на топливоснабжение ДЭС в Братском, Усть-Удинском, Нижнеудинском, Катангском и Киренском районах области.

Таблица 1.15 – Ранжирование районов по объемам, затратам и цене дизельного топлива

Район	Ранжирование по:			Сумма рангов
	объему топлива	затратам	средней цене	
Братский	2	2	3	7
Усть-Удинский	3	3	4	10
Нижнеудинский	5	5	1	11
Катангский	1	1	10	12
Казачинско-Ленский	6	6	7	19
Тулунский	7	7	5	19
Киренский	4	4	12	20
Бодайбинский	12	12	2	26
Ольхонский	10	10	6	26
Усольский	9	9	9	27
Усть-Кутский	8	8	13	29
Качугский	11	11	11	33
Нижнеилимский	14	13	8	35
Жигаловский	13	14	14	41

1.2.5 Анализ экономически обоснованных тарифов на электроэнергию и субсидий

(1) Тарифы

Электроснабжение потребителей децентрализованной зоны в настоящее время осуществляют 16 энергоснабжающих организаций в 55 населенных пунктах и 14 районах области (таблица 1.16).

В 2017 г. электроснабжение 9 населенных пунктов (Ербогачен, Бур, Ика, Непа, Токма, Подволошино, Верхне-Калинина, Ерёма и Преображенка) в Катангском районе осуществлялось ГУЭП «Облкоммунэнерго-Сбыт», а в 2018 г. для обслуживания ДЭС создана новая организация МУП «Катангская ТЭК».

Кроме того, в 4 районах области электроснабжение децентрализованных населенных пунктов осуществляют несколько организаций. В Братском, Катангском, Ольхонском районах по две организации, в Усть-Кутском – три, в остальных районах по одной энергоснабжающей компании (см. таблицу 1.16).

Экономически обоснованные тарифы на электроэнергию на каждое полугодие для населенных пунктов децентрализованной зоны электроснабжения ежегодно устанавливаются службой по тарифам Иркутской области [7]. Анализ Приказов и протоколов об установлении тарифов на электрическую энергию (мощность), производимую электростанциями в районах области с децентрализованным электроснабжением за 2016–2018 гг. показал, что для 4 населенных пунктов данные о тарифах отсутствуют (таблица 1.17).

Таблица 1.16 – Энергоснабжающие организации, обеспечивающие электроэнергий населенные пункты в децентрализованных зонах в 2018 г.

Энергоснабжающая организация	Количество населенных пунктов	Район
МУП «ТВС п. Перевоз»	1	Бодайбинский
МУП «Карахунское ЖКХ»	2	Братский
МУП «Озернинское ЖКХ»	2	
ООО «Облкоммунэнерго-Сбыт»	14	Казачинско-Ленский, Ольхонский, Усольский, Усть-Удинский
Жигаловское МУТЭП	1	Жигаловский
МУП «Катангская ТЭК»	9	Катангский
ООО «Катангская ПТК»	5	
МУП «Качугское АТП»	1	Качугский
ООО ТЭК «Киренскэнергосервис»	7	Киренский
МУП «УК «Коммунальные услуги»	1	Нижнеилимский
МБУ «Обслуживание социальной сферы»	3	Нижнеудинский
МУП «Подлеморье»	1	Ольхонский
ООО «Ремстройсервис»	1	Тулунский
ООО «Стелс»	4	Усть-Кутский
ООО «Энергия»	1	
ИП Беккер А.А.	2	
Всего	55	14

Таблица 1.17 – Населенные пункты и энергоснабжающие организации, по которым отсутствуют данные о тарифах на 2018–2019 гг.

Населенный пункт	Район	Энергоснабжающая организация
Коношаново	Жигаловский	Жигаловское МУТЭП
Верхняя Гутара	Нижнеудинский	МБУ «Обслуживание социальной сферы»
Нерха		
Алыгджер		

По информации от администрации муниципального образования «Жигаловский район» в с. Коношаново в 2018 г. экономически обоснованный тариф на электроэнергию был установлен в размере 21,97 руб./кВт•ч., а на 2019 г. исходные данные для утверждения тарифа только поданы.

Тарифы для населенных пунктов Тофаларии (Нижнеудинский район) службой по тарифам Иркутской области не утверждаются, поскольку они не разрабатываются.

Динамика экономически обоснованных тарифов на электроэнергию для населенных пунктов децентрализованного электроснабжения с I полугодия 2017 г. по II полугодие 2019 г. представлена в таблице 1.18.

Таблица 1.18 – Динамика экономически обоснованных тарифов в децентрализованной зоне электроснабжения области, руб./кВт•ч

Энергоснабжающая организация	Район	Населенный пункт	Год, полугодие, период						рост (↑), разы
			2017		2018		2019		
			I	II	I	II	I	II	
МУП «ТВС п. Перевоз»	Бодайбинский	Большой Патом	12,25	12,25	12,25	12,25	12,25	16,93	↑ в 1,4
МУП «Карахунское ЖКХ»	Братский	Карахун, Южный, Чистый, Хвойный	14,99	14,99	14,99	23,69	23,69	62,66	↑ в 4,2
МУП «Озернинское ЖКХ»		Наратай	16,36	16,36	16,36	21,64	21,64	55,14	↑ в 3,4
		Озерный	13,87	13,87	13,87	18,47	18,47	44,48	↑ в 3,2
ГУЭП «Облкоммунэнерго-Сбыт»	Казачинско-Ленский	Карам, Верхнемартыново, Кутима, Нижнемартыново, Вершина Ханды, Ермаки, Карнаухова	22,41	22,41	28,76	31,25	31,25	38,47	↑ в 1,7
	Ольхонский	Онгурен	32,33	32,33	27,97	32,11	32,11	35,73	↕ и ↑ в 1,1
	Усольский	Манинск, Октябрьский	34,3	34,3	28,4	28,4	28,4	36,79	↕ и ↑ в 1,1
	Усть-Удинский	Аносово, Аталанка, Ключи, Подволочное	18,11	18,11	20,81	30,06	30,06	31,12	↑ в 1,7
МУП «Катангская ТЭК»	Катангский	Ербогачен, Преображенка	22,29	23,6	21,69	23,12	23,12	40,44	↑ в 1,8
		Бур, Ика, Непа, Токма	19,39	19,39	30,53	32,77	32,77	54,57	↑ в 2,8
		Подволошино	18,57	18,57	20,94	22,38	22,38	45,22	↑ в 2,4
		Верхне-Калинина, Ерема	35,06	35,06	40,94	44,15	23,12	40,44	↕ и ↑ в 1,8
ООО «Катангская ПТК»		Инаригда, Наканно, Оськино, Тетея, Хамакар	24,47	28,58	28,58	33,55	33,55	44,29	↑ в 1,8
МУП «Качугское АТП»	Качугский	Вершина Тутуры	7,05	7,05	7,05	26,57	26,57	26,57	↑ в 4,0
ООО ТЭК «Киренскэнергосервис»	Киренский	Визирный, Коршуново, Пашня, Усть-Киренга, Красноярово, Улькан, Дарьина, Ичера, Мироново, Золотой, Сполошино, Кондрашина	19,71	19,71	19,71	23,98	23,98	28,94	↑ в 1,5
МУП «УК «Коммунальные услуги»	Нижнеилимский	Заярск	37,22	37,22	37,22	37,22	37,22	49,11	↑ в 1,3
МУП «Подлеморье»	Ольхонский	Кочерикова	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	без изм.
ООО «Ремстройсервис»	Тулунский	Аршан	18,69	18,69	18,69	23,89	23,89	39,26	↑ в 2,1
ООО «Стелс»	Усть-Кутский	Боярск, Жемчугова, Омолой, Орлинга	18,53	18,53	18,53	18,53	18,53	18,53	без изм.
ООО «Энергия»		Таюра	11,04	11,04	11,04	11,04	11,04	17,25	↑ в 1,6
ИП Беккер А.А.		Бобровка, Максимово	15,63	15,63	15,63	15,63	15,63	15,63	без изм.

В среднем для всех населенных пунктов с децентрализованным электроснабжением динамика тарифов характеризуется ростом в 2 раза за период с 2017 по 2019 г. За это время тарифы не изменялись только в трех энергоснабжающих организациях: МУП «Подлеморье» (Кочериково в Ольхонском районе), ООО «Стеллс» (Боярск, Жемчугова, Омолой, Орлинга в Усть-Кутском районе), ИП Беккер А.А. (Бобровка, Максимово в Усть-Кутском районе).

Наибольший рост тарифов за рассматриваемый период наблюдается в МУП «Карахунское ЖКХ» для населенных пунктов Братского района: Карахун, Южный – 38%. Данный тариф в настоящее время является самым высоким для децентрализованных потребителей области и составляет 62,66 руб./кВт•ч.

Минимальный тариф на 2019 г. в размере 11,66 руб./кВт•ч установлен для д. Кочерикова (Ольхонский район), где электроснабжение обеспечивает МУП «Подлеморье».

Анализируя динамику утвержденных экономически обоснованных тарифов по энергоснабжающим организациям можно отметить, что изменения тарифов за период 2017–2019 гг. имели волнообразный характер (рост-падение-рост) для ряда населенных пунктов Катангского (Верхне-Калинина, Ерема) и Усольского (Октябрьский, Манинск) районов, где электроснабжение осуществляли МУП «Катангская ТЭК» и ООО «Облкоммунэнерго-Сбыт», соответственно (рисунок 1.13).

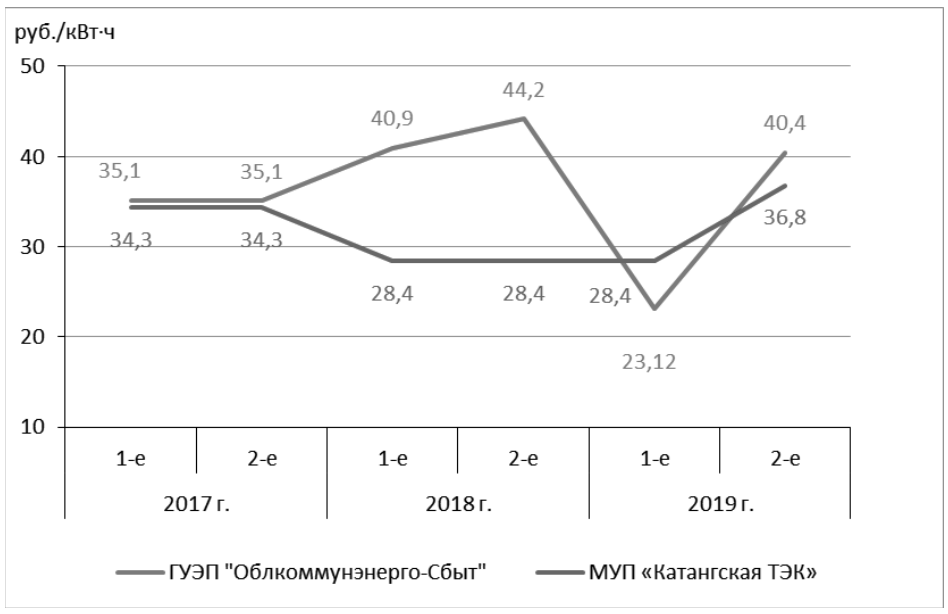


Рисунок 1.13 – Динамика экономически обоснованных тарифов на электроэнергию децентрализованной зоны электроснабжения в Катангском и Усольском районах

Небольшие «скачки» в динамике тарифов имели место и в Ольхонском районе (Онгурен), в котором электроснабжением населения обеспечивает ГУЭП «Облкоммунэнерго-Сбыт»: снижение в I полугодии 2018 г. (с 32,33 до 27,97 руб./кВт•ч) и последующий рост ко II полугодию 2019 г. (до 35,73 руб./кВт•ч).

Анализ динамики тарифов по районам области для населенных пунктов с децентрализованным электроснабжением показал, что в тех районах, где электроснабжение осуществляет одна организация, тарифы в рассматриваемый период имеют тенденцию к росту, за исключением Усольского района (рисунок 1.14).

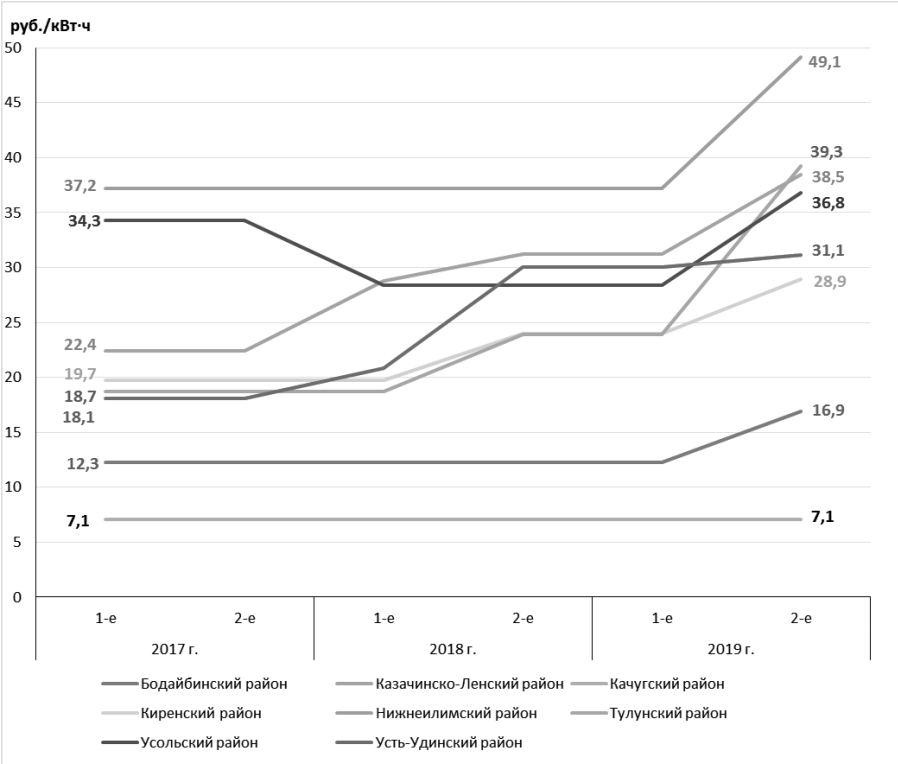


Рисунок 1.14 – Динамика экономически обоснованных тарифов на электроэнергию для децентрализованных населенных пунктов в районах с одной обслуживающей энергокомпанией

Тарифы на электроэнергию в районах, которые обеспечиваются электроэнергий от нескольких организаций, имеют существенные расхождения «внутри» района (таблица 1.19). При этом разница между минимальным и максимальным тарифом существенно отличается в динамике как внутри одного района, так и между районами в целом (рисунок 1.15).

Таблица 1.19 – Динамика минимальных и максимальных тарифов в децентрализованной зоне электроснабжения при обеспечении электроэнергией внутри района различными организациями, руб./кВт•ч

Район	min/max	Год, полугодие					
		2017		2018		2019	
		I	II	I	II	I	II
Братский	min	13,9	13,9	13,9	18,5	18,5	44,5
	max	16,4	16,4	16,4	23,7	23,7	62,7
Катангский	min	18,6	18,6	20,9	22,4	22,4	40,4
	max	35,1	35,1	40,9	44,2	33,6	54,6
Ольхонский	min	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
	max	32,3	32,3	27,3	32,1	32,1	35,7
Усть-Кутский	min	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	15,6
	max	18,1	18,1	20,8	30,1	30,1	31,1

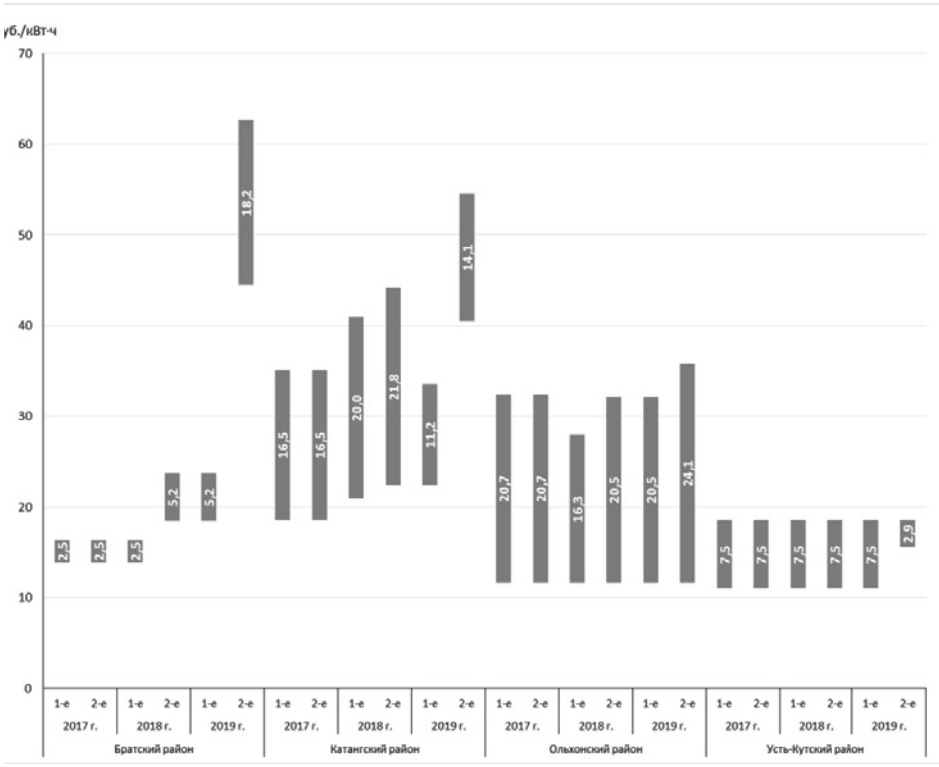


Рисунок 1.15 – Динамика разницы тарифов на электроэнергию в районах с несколькими энергоснабжающими организациями

«Скачки» в тарифах для разных энергоснабжающих организаций имеют место в Братском районе (МУП «Озернинское ЖКХ», МУП «Карахунское ЖКХ»), в Катангском (МУП «Катангская ТЭК» и ООО «Катангская ПТК»), Ольхонском (ООО «Облкоммунэнерго-Сбыт» и МУП «Подлеморье») и Усть-Кутском (ООО «Стелс», ООО «Энергия» и ИП Беккер А.А.) районах. Разница между минимальным и максимальным тарифом за весь исследуемый период значительна: наименьшая разница на 2,5 руб./кВт•ч наблюдается в Братском районе и наибольшая в Ольхонском районе – 24,1 руб./кВт•ч, где для с. Онгурен на II полугодие 2019 г. установлен тариф 35,7 руб./кВт•ч (ООО «Облкоммунэнерго-Сбыт»), который является максимальным, в то же время для д. Кочерикова – тариф 11,66 руб./кВт•ч (МУП «Подлеморье») – минимальный для района.

Среднеотпускной тариф на электроэнергию по децентрализованной зоне электроснабжения области в 2018 г. на 12,8% выше, чем в 2017 г. (таблица 1.20).

Таблица 1.20 – Среднеотпускной тариф для населенных пунктов децентрализованной зоны, руб./кВт•ч

Год	I полугодие	II полугодие	Среднеотпускной
2017	19,73	20,08	19,90
2018	20,56	24,55	22,45

Среднеотпускные тарифы на электроэнергию по районам, где функционируют различные энергоснабжающие организации, за 2017–2018 гг. представлены на рисунке 1.16.

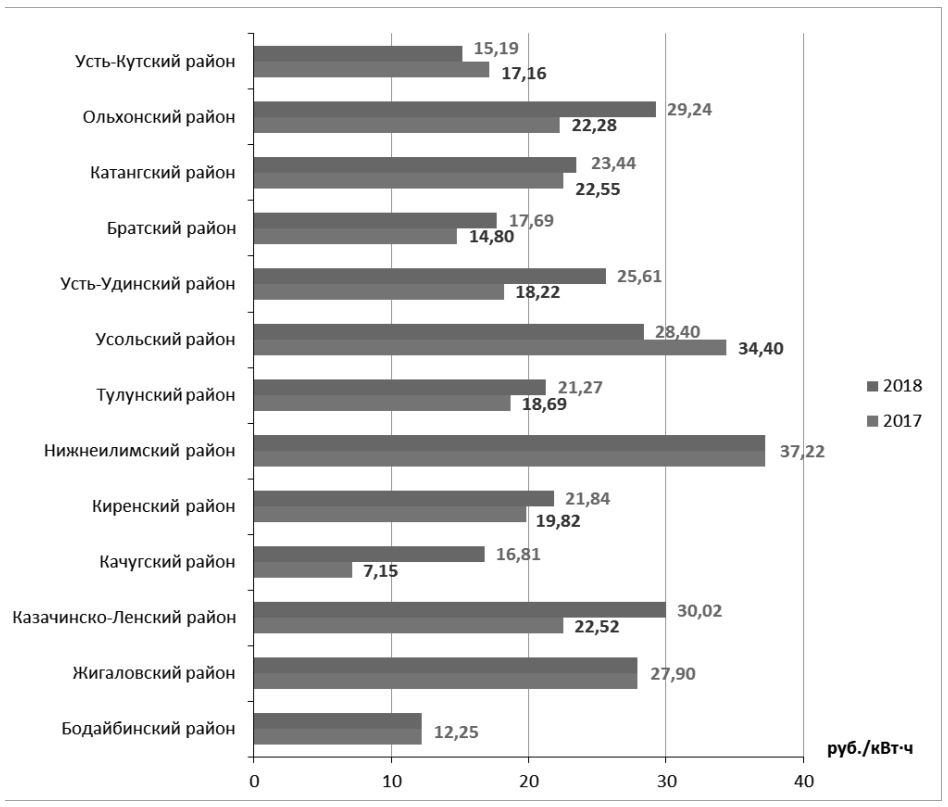


Рисунок 1.16 – Среднеотпускной тариф на электроэнергию для децентрализованных потребителей

Минимальный среднеотпускной тариф в 2017 г. был в Качугском, в 2018 г. – в Бодайбинском районе. Наибольший среднеотпускной тариф и в 2017 г., и в 2018 г. установлен для потребителей Нижнеилимского района.

В течение рассматриваемого периода тарифы не изменились в трех районах области: Бодайбинском, Жигаловском, Нижнеилимском. В Усольском районе в 2018 г. среднеотпускной тариф снизился на 21%, а в Усть-Кутском на 13%. Во всех остальных районах наблюдается рост среднеотпускных тарифов в 1,1–2,3 раза, наибольший рост соответствует Качугскому району.

(2) Субсидии

По данным Министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области* (Приложение В) объем субсидий на нужды электроснабжения потребителей децентрализованной зоны в 2018 г. составил 486 млн руб. Динамика объемов субсидирования представлена на рисунке 1.17 и характеризуется ростом с 2011 по 2018 г. примерно в 2 раза.

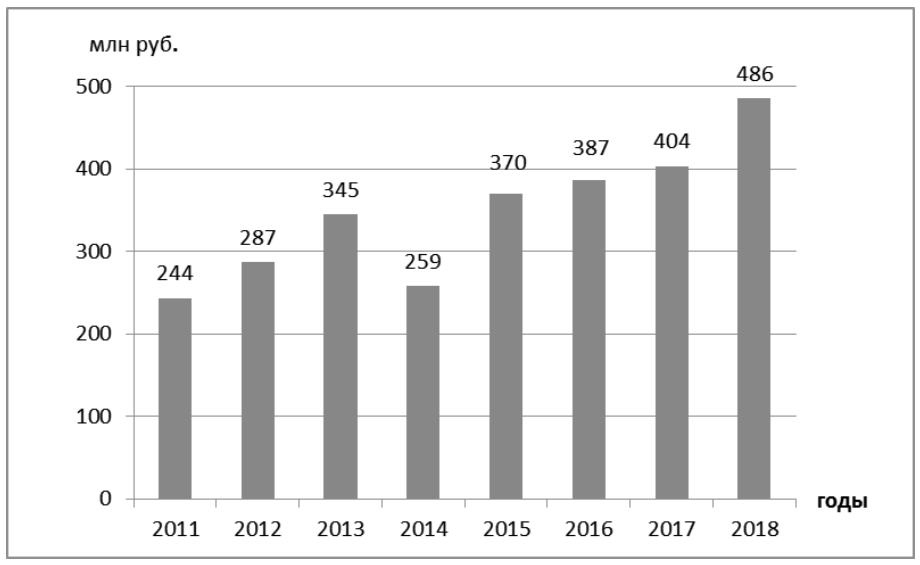


Рисунок 1.17 – Динамика субсидий, выделяемых на электроснабжение потребителей децентрализованной зоны

За рассматриваемый период наименьшие объемы субсидирования в 2011 и 2014 г.

В разрезе районов динамика объемов субсидирования за три года (2016–2018 гг.) в среднем характеризуется ростом на 25,5% (таблица 1.21), (Приложение В). Значительно выше среднего показателя выросло субсидирование в Качугском, Жигаловском и Братском районах. Снижение субсидирования наблюдается в Усть-Кутском, неизменным осталось в Нижнеилимском районе.

Таблица 1.21 – Динамика объема субсидий по районам децентрализованного электроснабжения за период 2016–2018 гг., млн руб.

Район	Год			Разница, %
	2016	2017	2018	
Бодайбинский	2,3	2,4	2,4*	4
Жигаловский	0,6	2,5	2,4	300
Казачинско-Ленский	21,3	20,7	27,9	31
Качугский	0,6	0,6	2,6	333
Киренский	39,8	38,9	43,6	9,5
Нижнеилимский	2,8	2,8	2,8	0
Тулунский	16,2	18,5	21,8	35
Усольский	4,0	3,9	4,5	12
Усть-Удинский	37,1	33,3	42,4	14
Братский	55,5	56,6	95,9	73
Катангский	183,3	197,4	227,8	24
Ольхонский	4,8	7,1	5,1	6
Усть-Кутский	19,1	19,3	7,0*	-63
Всего	387,4	403,9	486,1**	25,5

Примечание - * С учетом оценок ИСЭМ СО РАН; ** - по состоянию на 27 декабря 2018 г.

В 2018 г. наибольший объем субсидий из бюджета области для децентрализованных потребителей выделен Катангскому и Братскому районам (рисунок 1.18).

* Объем выпадающих доходов на выплату субсидий за счет средств областного бюджета в целях возмещения недополученных доходов в связи с оказанием услуг в сфере электроснабжения на 01.01.2017 г.; Сводный расчет размера недополученных доходов в связи с оказанием услуг в сфере электро-, газо-, тепло- и водо-снабжения водоотведения и очистки сточных вод по состоянию на 27 декабря 2018 г.

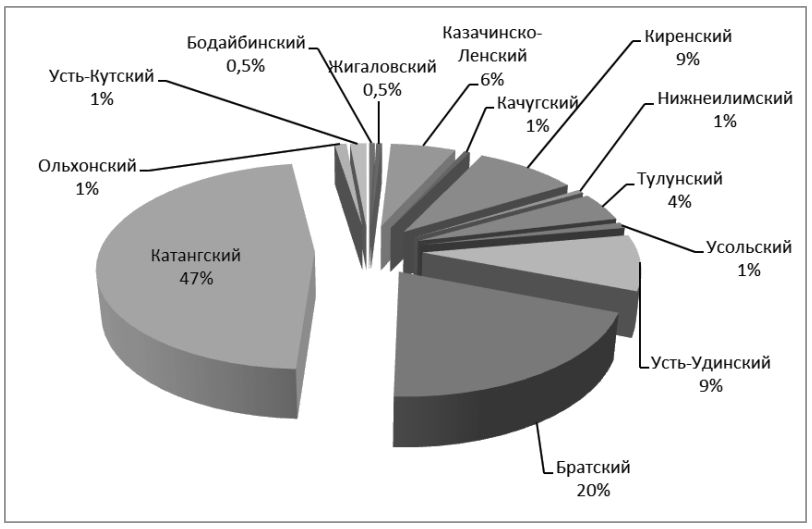


Рисунок 1.18 – Структура субсидий, выделяемых на электроснабжение населенных пунктов в децентрализованной зоне в 2018 г.

За период 2017–2018 гг. субсидии в районах с несколькими энергоснабжающими организациями в среднем выросли на 20% (таблица 1.22). При этом рост произошел только в Катангском и Братском районах, в остальных субсидирование снизилось. Наибольшее снижение – в Усть-Кутском районе.

Таблица 1.22 – Динамика объема субсидий в районах с несколькими энергоснабжающими организациями в 2017–2018 гг., млн руб.

Район	Энергоснабжающая организация	Год		Разница
		2017	2018	
Братский	МУП «Карахунское ЖКХ»	17,2	40,6	23,4
	МУП «Озернинское ЖКХ»	39,4	55,3	15,8
Катангский	ГУЭП «Облкоммунэнерго-Сбыт»	188,3	-	28,8
	МУП «Катангская ТЭК»	-	217,1	
	ООО «Катангская ПТК»	9,1	10,7	1,6
Ольхонский	ООО «Облкоммунэнерго-Сбыт»	5,3	4,9	-0,4
	МУП «Подлеморье»	1,8	0,2	-1,6
Усть-Кутский	ИП Беккер А.А.	2,1	1,7	-0,4
	ООО «Стелс»	15,6	3,6*	-12,0
	ООО «Энергия»	1,7	1,7	0,0
Всего		280,5	335,8	55,3

Примечание – * С учетом оценок ИСЭМ СО РАН

Абсолютные значения субсидирования по районам зависят в большей степени от объемов электропотребления, т.е. от количества децентрализованных населенных пунктов, численности проживающего в них населения и продолжительности суточного электроснабжения, а также от цены дизельного топлива.

1.3 Анализ функционирования возобновляемых энергоисточников на территории области

В настоящее время возобновляемые источники энергии (ВИЭ) на территории области не получили широкого применения. Суммарная установленная мощность ВИЭ, использующих в основном гелиоэнергетические ресурсы, составляет 237,2 кВт.

На сегодняшний день функционируют две наиболее крупные солнечные электростанции (СЭС): в с. Онгурен (Ольхонский район) мощностью 81 кВт в составе энергокомплекса (солнечная + ветровая + дизельная электростанции) и в д. Нерха (Нижнеудинский район) установленной мощностью 121,5 кВт в дополнение к ДЭС, а также несколько СЭС небольшой мощности на побережье оз. Байкал. В значительно меньшей степени используются ветроэнергетические ресурсы: кроме с. Онгурен, только 2 небольшие ветроустанови, о мощности одной из них данные отсутствуют. Суммарная установленная мощность ветроустановок (ВЭУ) составляет 19 кВт (таблица 1.23).

Таблица 1.23 – Существующие возобновляемые энергоисточники

Район	Населенный пункт	Тип ВИЭ	Установленная мощность, кВт
Иркутский	Кордон Кадильный Прибайкальского национального парка	СЭС ВЭУ	1 н/д
	б/о «Бухта Крестовая»	СЭС	2,5
Нижнеудинский (Тофалария)	п. Нерха	СЭС	121,5
Ольхонский	с. Онгурен	СЭС ВЭУ	81 15
	т/б «Зама»	СЭС	9
	урочище Узуры (о. Ольхон)	СЭС ВЭУ	1,2 4
Слюдянский	ООО «РемБытПутьМаш» г. Слюдянка	СЭС	2
Всего,			237,2
в том числе:		СЭС ВЭУ	218,2 19

Мониторинг работы небольших ВИЭ не ведется, поэтому данные о выработке энергии, вытеснении топлива и прочие показатели отсутствуют.

1.3.1 Энергокомплекс в п. Онгурен Ольхонского района

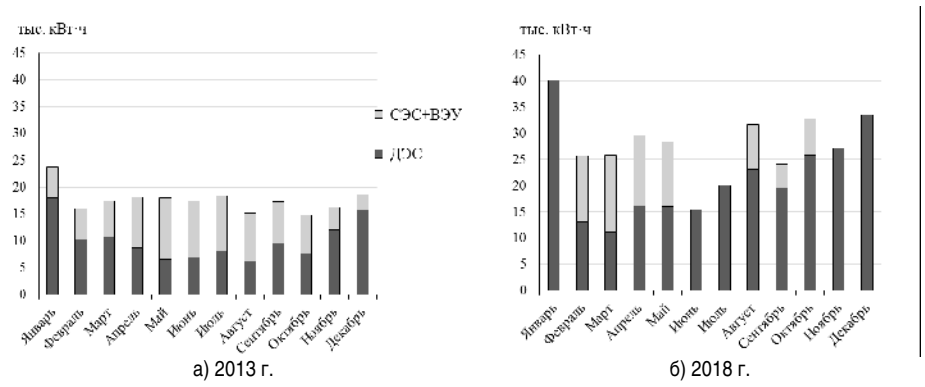
Первый на территории области возобновляемый энергокомплекс – ветросолнечная электростанция (ВСЭС) в с. Онгурен – введен в эксплуатацию в ноябре 2012 г.

Располагаемая мощность возобновляемых энергоисточников, на момент пуска энергокомплекса в эксплуатацию, значительно ниже установленной (таблица 1.24), что связано с непроработанностью схемы подключения всех ее элементов.

Таблица 1.24 – Технические показатели энергокомплекса в с. Онгурен (состояние 2013 г.)

Наименование	ДЭС	СЭС	ВЭС
Установленная мощность, кВт	100	81	15
Располагаемая мощность, кВт	100	50	10
Доля в суммарной выработке, %	57,1	42,8	0,14

Это обусловило меньшую выработку электроэнергии возобновляемыми источниками. При этом график выработки электроэнергии иллюстрирует благоприятные условия использования фотоэлектрических модулей – в летние месяцы возможно покрытие значительной части потребления (рисунок 1.19а). Ветроустановки из-за малой величины установленной и еще меньшей располагаемой мощности практически не участвуют в покрытии потребности в электроэнергии с. Онгурен, их часть в суммарной выработке электроэнергии составляет десятые доли процента.



а) 2013 г. б) 2018 г.

Рисунок 1.19 – Выработка электроэнергии энергокомплексом в с. Онгурен

Тем не менее, в течение 2013 г. 43% электроэнергии, используемой в с. Онгурен, выработано возобновляемыми источниками энергии, что позволило сэкономить до 43 т дизельного топлива. Потребление электроэнергии несколько ниже, чем суммарная выработка за счет расхода на собственные нужды и потери.

Во время полуторалетней эксплуатации комплекса в рабочем режиме выявлен ряд недостатков: недостаточная мощность инверторов и аккумуляторов, нерациональная схема выдачи мощности и др. В силу недостатка средств на оплату выделенного канала спутниковой связи, через который за работой станции следили в режиме реального времени, не удалось предотвратить замерзание части аккумуляторных батарей зимой 2015 г.

Летом 2016 г. станция прекратила свою работу после сильной грозы. По одной из версий, сложную технику неправильно эксплуатировали в силу отсутствия квалифицированного персонала. Вышедшее из строя импортное оборудование (инверторы) заменили на российское, также произведена установка новой ДЭС мощностью 200 кВт. В мае 2017 г. электроснабжение от комбинированной ветро-солнечной станции было восстановлено, однако постоянного мониторинга за работой энергокомплекса не ведется, переключение между элементами генерации до конца 2018 г. производилось вручную по усмотрению обслуживающего персонала. По данным эксплуатирующей организации (Приложение Г) в течение 2018 г. суммарная выработка электроэнергии энергокомплексом составила 334 тыс. кВт•ч, из них возобновляемыми источниками энергии – 73,1 тыс. кВт•ч, что составило 22% от суммарной выработки, соответственно такую же величину составила экономия дизельного топлива за год (рисунок 1.19б).

В качестве положительного момента для населения с. Онгурен следует отметить увеличение суммарной выработки, следовательно, и потребления электроэнергии в 2018 г. относительно 2013 г. в 1,6 раза, при этом выработка возобновляемыми энергоисточниками, с учетом отсутствия данных по выработки СЭС в июне-июле и зимние месяцы, осталась примерно на том же уровне.

Для улучшения и стабилизации работы энергокомплекса в декабре 2018 г. заменены 50% аккумуляторных батарей, срок эксплуатации которых закончился в начале 2017 г. В планах – замена аккумуляторных батарей, находящихся в неудовлетворительном состоянии, и покупка комплекта оборудования, которое увеличит мощность солнечной станции до 120 кВт, что, возможно, позволит обеспечивать электроэнергией жителей села в полном объеме.

1.3.2 Энергокомплекс в д. Нерха Нижнеудинского района

Согласно разработанному компанией ООО «БайкалРемПутьМаш» (г. Слюдянка) технико-экономическому обоснованию проекта «Реконструкция системы электроснабжения населенных пунктов Тофаларии д. Нерха, с. Алыгджер, с. Верхняя Гутара со строительством генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии» в д. Нерха Нижнеудинского района 1 декабря 2017 г. после тестовых испытаний начала работу солнечная электростанция в режиме автоматической синхронизации с ДЭС. Показатели основного оборудования станции приведен в таблице 1.25.

Таблица 1.25 – Состав оборудования солнечной электростанции в п. Нерха

Показатель	Значение
Мощность фотоэлектрического модуля, Вт	270 Вт
Тип модуля	монокристаллический
Количество фотоэлектрических модулей, шт.	450
Общая мощность СЭС, кВт	121,5
Тип аккумуляторных батарей	OPzV
Емкость аккумуляторных батарей, А•ч	3000
Количество аккумуляторных батарей, шт.	144
Емкость аккумуляторных батарей, кВт•ч	864
Мощность батарейных инверторов, кВт	108
Мощность ДЭС, кВт	160
Угол наклона модулей (лето/осень-весна/зима), град.	25/45/75

Главной проблемой строительства являлась доставка материалов. Монтаж модульной солнечной электростанции, подключение и пуско-наладочные работы трудностей не создали.

В процессе эксплуатации выяснилось, что самая важная часть – это поддержание необходимого режима функционирования аккумуляторных батарей. Компанией ООО «БайкалРемПутьМаш» ведется ежедневная информационная поддержка через интернет и слежение за соблюдением режимов цикла заряда-разряда аккумуляторов, температурой батарей и другими показателями.

Кроме строительства солнечной электростанции и полной реконструкции электросетей 10 кВ компанией произведен монтаж оборудования для учета потребления электроэнергии у каждого потребителя.

На рисунке 1.20 представлен график выработки электроэнергии энергокомплексом в течение 2018 г. Показатели работы солнечно-дизельной электростанции в течение суток доступны в интернете по ссылке: http://anga3.ru.

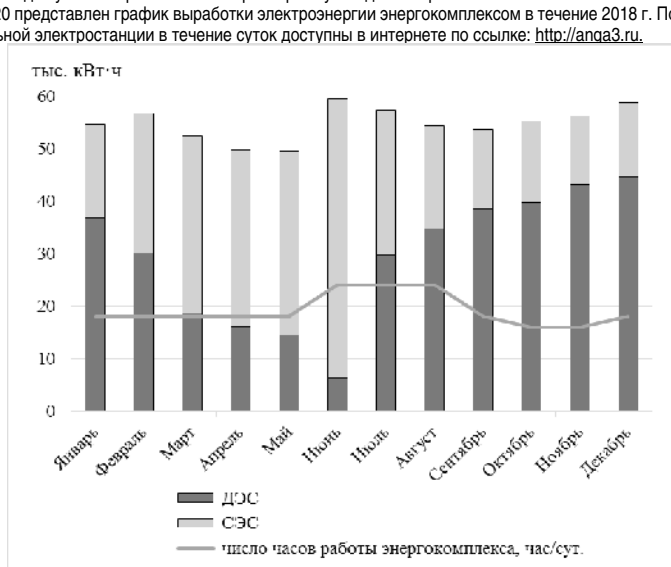


Рисунок 1.20 – График выработки электроэнергии энергокомплексом в д. Нерха

Нехарактерный для децентрализованных энергоисточников график выработки электроэнергии объясняется изменением в течение года числа часов работы в сутки (см. рисунок 1.20). В летний период (июнь-август) при достаточно большой выработке электроэнергии фотоэлектрическими преобразователями электроснабжение населения осуществляется круглосуточно. В остальное время года – в течение 16–18 час. в сутки.

За 2018 г. энергокомплексом выработано 658 тыс. кВт•ч электрической энергии. Из них 305 тыс. кВт•ч – фотоэлектрическими модулями, что составляет 46% от суммарной выработки. При цене дизельного топлива в 2018 г. для потребителей д. Нерха 43,75 руб./литр (Приложение Г) экономия составила порядка 2,8 млн руб. за год.

Всего за время работы солнечно-дизельной электростанции (на 01.02.2019 г.) фотоэлектрическими модулями выработано 320 тыс. кВт•ч электрической энергии.

В 2019 г. на территории области планируется реализовать проекты по строительству автономных солнечных электростанций мощностью по 40 кВт с системой накопления электроэнергии емкостью 144 кВт•ч в с. Ермаки и д. Карнаухова Казачинско-Ленского района.

2 ПРЕДПОСЫЛКИ ИЗМЕНЕНИЯ СХЕМ ЭЛЕКТРО- И ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЯ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ ОБЛАСТИ

2.1 Нежилые и рекомендуемые к расселению населенные пункты

К неперспективным и рекомендуемым к расселению относятся те населенные пункты, в которых отсутствует постоянное население либо число жителей на 01.01.2018 г. не превышает 5 чел. и отсутствует источник электроснабжения (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Населенные пункты, в которых отсутствуют ДЭС

Район	Населенный пункт	Численность населения, чел.	
		перепись 2010 г.	01.01.2018
Братский	п. Чистый	27	0
	п. Хвойный	0	1
Жигаловкий	д. Головское	6	0
Казачинско-Ленский	д. Вершина Ханды	10	1
Катангский	д. Мога	5	2
Киренский	с. Улькан	0	2
	д. Дарьина	5	4
	д. Ичера	6	4
	д. Кондрашина	0	0
Усть-Кутский	д. Жемчугова	3	3
Всего		62	17

В д. Вершина Ханды функционирует ДЭС, однако по состоянию на 01.01.2018 г. в деревне постоянно проживает 1 чел., население относится к малочисленным народам Севера, в летний период численность жителей резко возрастает.

В п. Чистый, дд. Головское и Кондрашино отсутствует постоянное население.

Деревня Жемчугова в настоящее время подключена к электросети с. Орлинга и в ней зарегистрировано только 3 человека.

В п. Хвойный, д. Мога, с. Улькан, дд. Дарьина, Ичера число постоянных жителей меньше 4 и отсутствуют ДЭС.

По имеющейся информации от муниципальных образований в настоящее время уже расселены три населенных пункта: п. Тынкобь (Братский район), д. Екунчет и с. Еланка (Тайшетский район) (Приложение Д). Следует отметить, что для жителей двух последних поселений в 2018 г. началась процедура выдачи сертификатов на переселение, в настоящее время они находятся в завершающем этапе упразднения.

В ближайшей перспективе в программу расселения по рекомендациям муниципальных образований предлагается еще три поселка: Южный Братского района (с числом жителей 137 чел. на 01.01.2018 г.), Золотой (8 чел.) и Сполошино (21 чел.) Киренского района.

По данным управления Губернатора Иркутской области и Правительства Иркутской области по региональной политике на сессии Законодательного собрания области от 20.02.2019 г. принят проект закона Иркутской области «Об упразднении отдельных населенных пунктов Иркутской области и о внесении изменений в отдельные законы Иркутской области». Постановлением Правительства Иркутской области №130-пп от 20.02.2019 г. утвержден порядок направления, рассмотрения предложений и принятия решений о целесообразности переселения жителей из населенных пунктов Иркутской области. В качестве потенциальных к расселению могут быть рекомендованы 40 населенных пунктов в разных районах области с населением до 100 чел., большая часть из которых находится в зоне децентрализованного электроснабжения (Приложение Д).

При анализе предпосылок изменения схем электроснабжения (подключение с централизованному электроснабжению, применение возобновляемых источников энергии, использование местных видов топлива) принято, что к числу рекомендуемых к расселению могут быть отнесены те населенные пункты, в которых численность населения из года в год снижается и в период с 2010 по 2018 гг. существенно сократилась. Таких населенных пунктов выявлено два: п. Заярск в Нижнеилимском районе и уч. Инаригда в Катагском (таблица 2.2). К тому же, величина экономически обоснованного тарифа на электроэнергию, утвержденного службой по тарифам Иркутской области на II полугодие 2019 г., для данных поселений достаточно высока: 49,11 руб./кВт•ч для п. Заярск и 44,29 руб./кВт•ч – для уч. Инаригда.

Таблица 2.2 – Населенные пункты по районам области, в которых резко снизилось население

Район	Населенный пункт	Численность населения, чел.		Спад (- чел.), (разы)
		перепись 2010 г.	01.01.2018	
Нижнеилимский	п. Заярск	51	16	-35 (3,2)
Катангский	уч. Инаригда	12	7	-5 (1,7)

Исходя из выполненного анализа, в ближайшей перспективе к числу рекомендуемых к расселению могут быть отнесены 15 населенных пунктов с децентрализованным электроснабжением: п. Чистый, п. Хвойный, д. Головское, д. Вершина Ханды, с. Улькан, д. Дарьина, д. Ичера, д. Кондрашина, д. Мога, д. Жемчугова, п. Южный, п. Золотой, п. Сполошино, п. Заярск и уч. Инаригда.

2.2 Подключение к энергосистеме

В качестве потенциальных для перевода на централизованное электроснабжение могут быть рекомендованы 13 населенных пунктов, расположенных в 9 разных районах области, для которых данный вопрос находится на различных стадиях рассмотрения (таблица 2.3).

В Инвестиционную программу ОАО «Иркутская сетевая компания» на 2015–2019 гг. включены мероприятия по подключению пп. Октябрьский и Манинск Усольского района к ПС в п. Раздолье и с. Усть-Киренга и д. Пашня (Киренский район) к ПС Макарово (Приложение Е).

В стадии реализации ОГУЭП «Облкоммунэнерго» подключение с. Поволошино Катангского района к ПС НПС-8 ВСТО (Приложение Е). Администрация Черемховского района выступает с предложением рассмотреть вопрос подключения с. Мото-Бодары к ПС в п. Тунгуска (18 км) (см. Приложение Б).

Имеются потенциальные возможности перевода на централизованное электроснабжение п. Озерный и п. Карахун Братского района, с. Карам Казачинско-Ленского района, а также с. Аносово и д. Ключи Усть-Удинского района.

В связи с проектированием ЗАО «Электросетьпроект» ВЛ 220 кВ от ПС Тулун до ПС Туманная в Республике Тыва в рамках договорных отношений с ООО «Голевская ГРК» появилась возможность перевода на централизованное электроснабжение с. Алыгждер Нижнеудинского района, от которого данная ВЛ пройдет в 7–12 км (Приложение Е). ЗАО «Электросетьпроект» подготовлено технико-экономическое обоснование строительства ПС 220/10 кВ, в котором рассматриваются различные варианты трассы ВЛ 10 кВ и размещения ПС 220/10 кВ (Приложение Е). В настоящее время прорабатывается вопрос о включении в Инвестиционную программу ОАО «Иркутская сетевая компания» мероприятий по строительству ПС 220/10 кВ с сопутствующей электросетевой составляющей после урегулирования вопросов эксплуатации ВЛ 220 кВ.

ООО «Голевская ГРК» согласовало подключение одноцепной отпайки ВЛ 220 кВ к проектируемой ВЛ Тулун – Туманная и предлагает получить ТУ на технологическое присоединение ПС 220/10 кВ для электроснабжения с. Алыгджер в установленном порядке и согласовать с ОАО «ИЭСК» (Приложение Е). С учетом большой протяженности ВЛ 220 кВ и перспективной нагрузки АК-Сугского ГОКа ООО «Голевская ГРК» оценивает возможную мощность для с. Алыгджер не более 5 МВт.

Таблица 2.3 – Населенные пункты, рекомендуемые к подключению к централизованному электроснабжению

Район	Населенный пункт	Численность населения, чел.		Центр питания	Сетевая компания	Максимум нагрузки, кВт		
		перепись 2010 г.	на 01.01.2018			существующий	перспективный	максимальный
Усольский	п. Октябрьский	207	185	ПС в п. Раздолье	ИЭСК	59	278	555
	п. Манинск	11	9				14	27
Киренский	с. Усть-Киренга	57	57	ПС 110 кВ Макарово	ИЭСК	41	86	171
	д. Пашня	16	12			38	18	36
Катангский	с. Подволошино	467	357	ПС 220 кВ НПС-8	ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	279	536	1071
Черемховский	п. Мото-Бодары	51	46	ПС в п. Тунгуска		23	69	138
Нижнеудинский	с. Алыгджер	508	529	ПС от ВЛ 220 кВ Тулун - ПС Туманная		249	794	1587
Казачинско-Ленский	с. Карам	352	320	ПС п. Улькан	ИЭСК	141	480	960
Братский	п. Карахун	648	583	ПС в п. Прибойном	Братская ЭСК	304	875	1749
	п. Озерный	681	601	ПС в п. Больше-окинский	ИЭСК	446	902	1803
Усть-Удинский	д. Ключи	139	94	ПС в п. Новая Уда	ИЭСК	28	141	282
	с. Аносово	616	499			248	749	1497
Тулунский	п. Аршан	289	275	ПС от ВЛ 220 кВ Тулун – Туманная		162	413	825

При реализации проекта строительства ВЛ 220 кВ Тулун – Туманная появляются предпосылки для рассмотрения вопроса перехода на централизованное электроснабжение п. Аршан Тулунского района, расположенного по маршруту прохождения данной линии электропередачи.

Для оценки возможности подключения к энергосистеме рассчитаны перспективные электрические нагрузки перечисленных выше потребителей с учетом увеличения удельных показателей (см. таблицу 2.3).

Кроме того, вариант централизованного электроснабжения потенциально можно рассматривать для с. Ербогачен, учитывая близость расположения электростанций АО «Верхнечонскнефтегаз». В 2017 г. АО «ВЧНГ» на запрос Министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области оценивал ориентировочную стоимость строительства ВЛ 110 кВ протяженностью 120 км от электростанции до с. Ербогачен с ПС 110/6 кВ в размере 1,6 млрд. руб. (в ценах 2017 г.) с НДС (Приложение Е). В то время Службой по тарифам Иркутской области тариф на электроэнергию, производимую электростанциями АО «Верхнечонскнефтегаз», был установлен на уровне 6,54 руб./кВт•ч (Приложение Е).

Показатели предварительной оценки эффективности этого мероприятия в ценах 2017 г. приведены в таблице 2.4. Срок окупаемости этого варианта электроснабжения с. Ербогачен оценивается в 17,7 лет, учитывая экономию субсидий на компенсацию недополученных доходов в сфере электроснабжения за счет разницы экономически обоснованных тарифов на электроэнергию для населения.

Таблица 2.4 – Показатели экономической эффективности подключения с. Ербогачен к сетям АО «ВЧНГ» (в ценах 2017 г.)

Показатель	Единица измерения	Значение
Расчетные субсидии при существующей ДЭС	млн руб.	122,4
Субсидии при подключении к электростанции АО «ВЧНГ»	млн руб.	32,2
Экономия субсидий	млн руб.	90,2
Капиталовложения в ВЛ и ПС	млн руб.	1600
Простой срок окупаемости	лет	17,7

В феврале 2019 г. на запрос Министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от АО «ВЧНГ» получен отрицательный ответ о возможности технологического присоединения к электрическим сетям АО «ВЧНГ» населенных пунктов Катангского района с связи с отсутствием свободной мощности объектов генерации электрической энергии и необходимости решения этого вопроса непосредственно с ПАО «НК «Роснефть» (Приложение Е).

Для окончательного принятия решения об эффективности перехода на централизованное электроснабжение с. Ербогачен от электростанций АО «ВЧНГ» необходимо проведение дополнительных исследований в сравнении с другими альтернативными вариантами, в частности использования на собственной электростанции сырой нефти взамен дизельного топлива (см. п. 2.3.1).

Имеются предпосылки перехода на централизованное электроснабжение населенных пунктов Усть-Кутского и Киренского районов за счет подключения к ВЛ 220 кВ, проходящей вдоль трассы нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (рисунок 2.1). В зоне прохождения ВЛ расположены сс. Бобровка, Максимово, Визирный, Золотой, Сполошино, Коршуново. Для оценки целесообразности этого мероприятия необходимы дополнительные исследования и согласование с оператором ВЛ 220 кВ ПАО «Россети». Включение в инвестиционную программу субъектов электроэнергетики мероприятий по обеспечению централизованного электроснабжения возможно только при подаче заявки на техприсоединение к ЕЭС России и наличии соответствующих утвержденных техусловий на ТП.

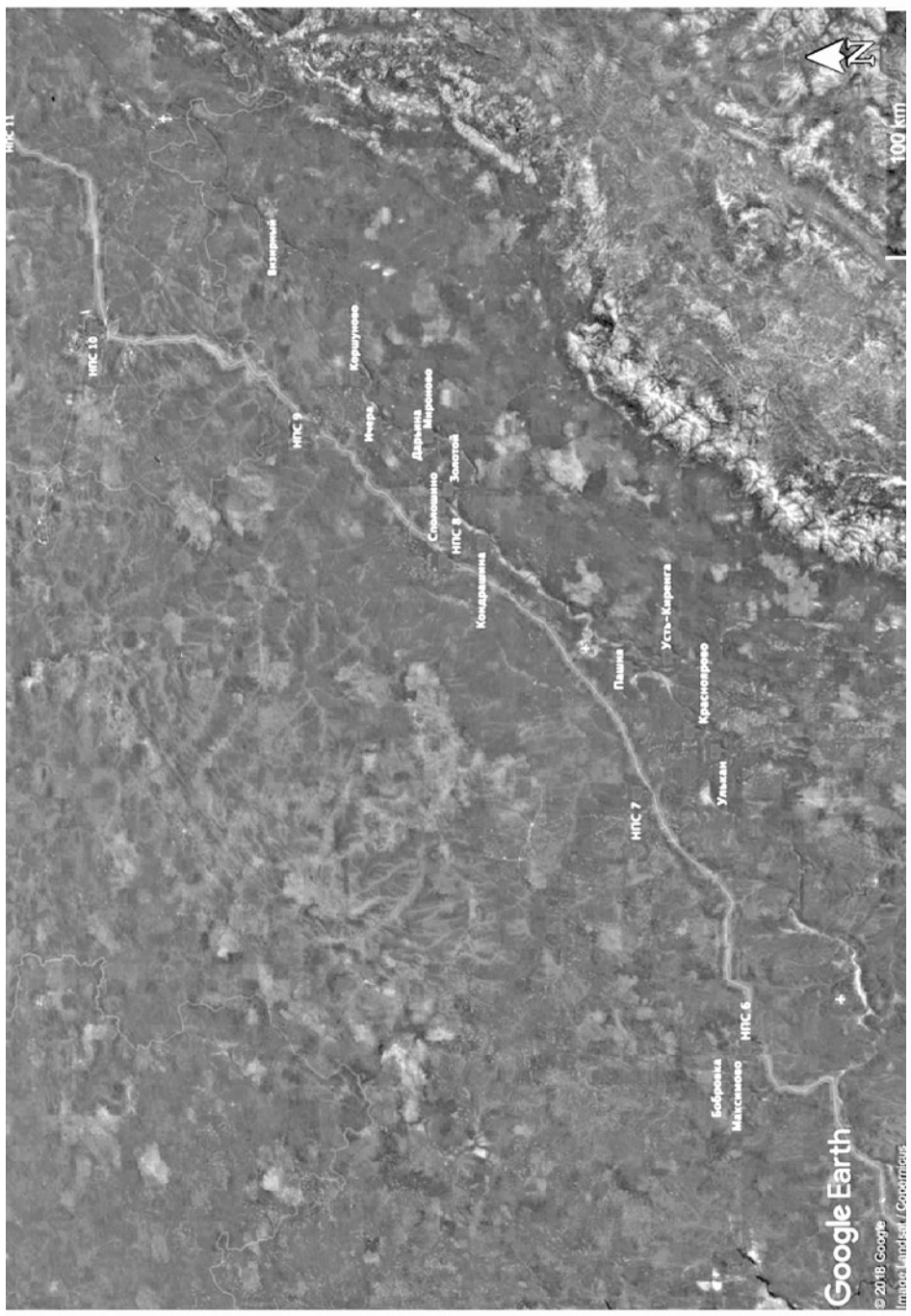


Рисунок 2.1 – Населенные пункты Киренского и Усть-Кутского районов и участок трассы ВСТО

2.3 Использование местных видов топлива

Одним из направлений модернизации дизельной генерации на территории области является переход на использование местных видов топлива. Предпосылки такого перехода имеются в Катангском, Киренском и Усть-Кутском районах, где в настоящее время ведется нефте- и газодобыча, а также лесозаготовка и деревообработка.

2.3.1 Использование сырой нефти

Замена дизельного топлива на сырую нефть для автономных электростанций возможна несколькими вариантами:

– перевод на сжигание сырой нефти агрегатов, функционирование которых предусмотрено на этом виде топлива;

– замена существующего оборудования на оборудование, в паспортных данных которого предусмотрено сжигание сырой нефти;

– переработка нефти на мини-установках с получением нефтепродуктов для последующего их сжигания на электростанциях.

В первом и втором вариантах необходима организация процесса подготовки и сепарации нефти, что значительно увеличивает затраты, третий вариант является самым капиталоемким и основным ограничением является недостаточный опыт использования подобного оборудования на территории России. Имеющиеся нефтеперерабатывающие установки малой мощности отличаются высокой стоимостью и низким качеством продукции.

В Катангском районе в настоящее время в котельных с. Ербогачен используется сырая нефть. Нефть поставляется с месторождений ООО «Иркутская нефтяная компания» и АО «Верхнечонскнефтегаз», расположенных в Катангском и Усть-Кутском районах.

Согласно данным ООО «Иркутская нефтяная компания» (Приложение Ж), отпускная цена нефти на УПН Ярактинского месторождения в мае 2018 г. составляла 22,7 тыс. руб./т без НДС, в декабре 2018 г. – 19,2 тыс. руб./т, в феврале 2019 г. – 22,4 тыс. руб./т, в марте-апреле оценивается в 25,4–27,4 тыс. руб./т (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Цена на нефть, поставляемую ООО «ИНК», тыс. руб./т без НДС

Пункт отгрузки, месторождение	Май 2018	Декабрь 2018	Февраль 2019	Март-апрель 2019
УПН Ярактинского месторождения	22,7	19,2	22,4	25,4 – 27,4
ПСП Даниловского месторождения		25,5	25,5	28,0 – 30,0
Месторождение им. Б. Синявского	15,2			
Маччобинское месторождение			20,5	

Источник: составлено по данным ООО «Иркутская нефтяная компания» (Приложение Ж)

На рисунке 2.2 показано взаимное расположение населенных пунктов Катангского района и месторождений нефти. Ближе всего расположено месторождение им. Б. Синявского. И цена нефти, отпускаемой с этого месторождения, в мае 2018 г. составляла 15,2 тыс. руб./т без НДС. Однако зимой добыча на этом месторождении не ведется.

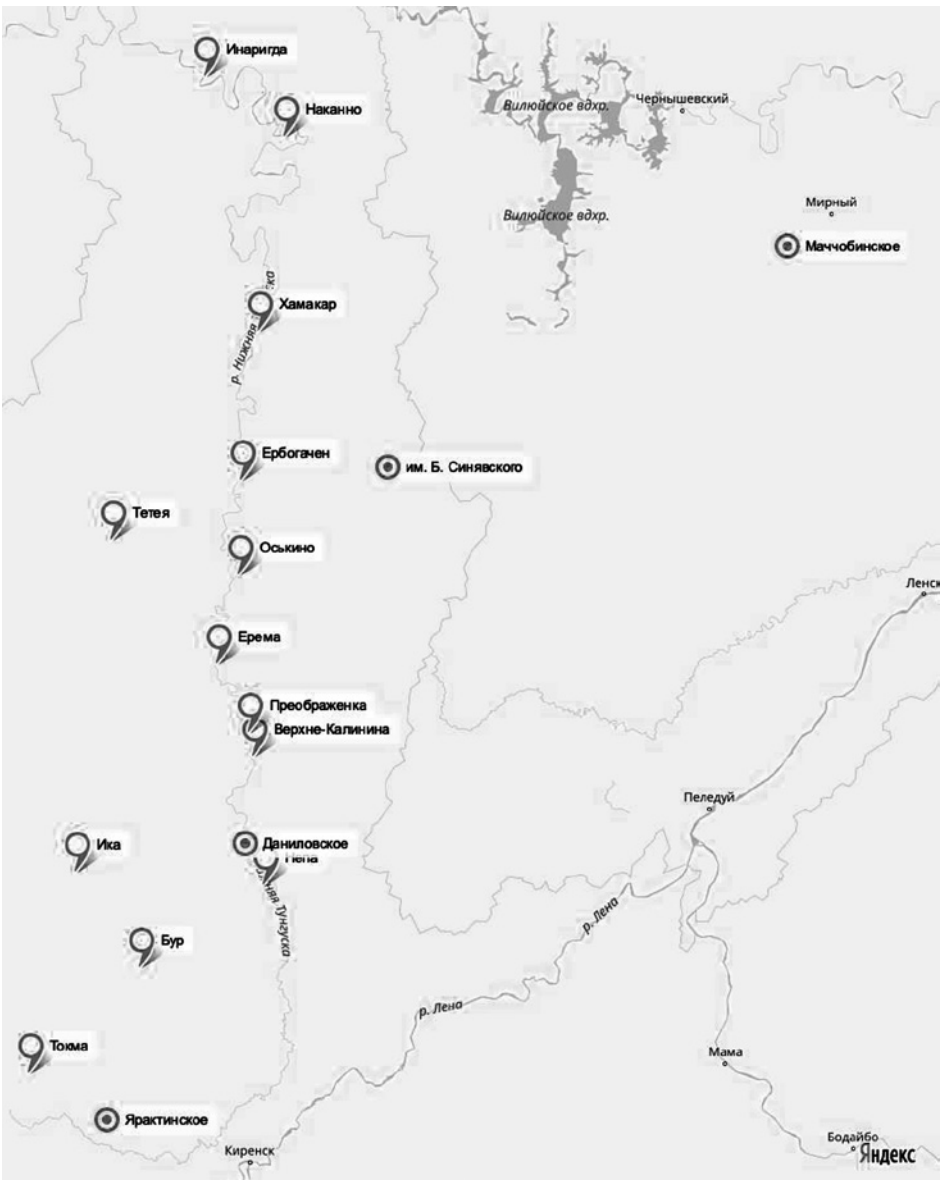


Рисунок 2.2 – Расположение населенных пунктов Катангского района и месторождений нефти

Отпускная цена нефти на ПСП Даниловского месторождения в декабре 2018 г. – феврале 2019 г. составляла 25,5 тыс. руб./т без НДС, в марте-апреле оценивается в 28,0–30,0 тыс. руб./т. Таким образом, на цену на нефть значительное влияние оказывает уровень мировых цен и сезонные колебания.

Цена нефти, включенная в тариф на тепло, установленный для МУП «Ербогаченское» на 2018 г., составляет 23,0 тыс. руб./т без НДС **. Поставки нефти также возможны с Маччобинского месторождения ООО «Саханефть» (входит в группу ИНК), расположенного в Мирнинском районе Республики Саха (Якутия) в 11 км к юго-западу от г. Мирный. Цена нефти при отгрузке с резервуарного парка Маччобинского месторождения в феврале 2019 г. составляла 20,5 тыс. руб./т без НДС (Приложение Ж).

В Катангском районе находится 13 населенных пунктов (за исключением п. Подволошино, подключение которого к централизованному электроснабжению внесено в инвестпрограмму ГУЭП «Облкоммунэнерго», и д. Мога, рекомендованной к расселению) с децентрализованным электроснабжением (таблица 2.6), в которых на 1.01.2018 г. проживало 2990 чел. (30% от всего населения, проживающего в населенных пунктах области с децентрализованным электроснабжением).

Расчетные субсидии на компенсацию недополученных доходов в сфере электроснабжения в Катангском районе в 2018 г. составили 287,9 млн руб. (59% от суммы субсидий в сфере электроснабжения в Иркутской области). При этом 83% населения проживает в трех населенных пунктах: с. Ербогачен, с. Непа, с. Преображенка, на которые приходится 90% от расчетной субсидии Катангского района. Расположение этих трех населенных пунктов относительно месторождений нефти показано на рисунке 2.3.

Таблица 2.6 – Численность населения на 1.01.2018 г. и расчетная субсидия для населенных пунктов Катангского района

Населенный пункт	Численность населения на 01.01.2018, чел.	Размер расчетной субсидии в 2018 г., млн руб.
с. Ербогачен	1868	211,1
ч. Инаригда	7	0,5
с. Наканно	69	3,1
с. Оськино	41	2,0
д. Тетея	35	2,0
с. Хамакар	93	3,1
с. Бур	104	8,5
с. Ика	47	3,7
с. Непа	249	22,5
с. Токма	52	3,5
д. Верхне-Калинина	31	1,3
с. Ерема	40	1,9
с. Преображенка	354	24,7
Всего	2990	287,9

** Приказ службы по тарифам Иркутской области от 1 октября 2018 года № 216-спр (http://irkobl.ru/sites/sti/Files/Protokol%20 2018/216-spr.pdf)

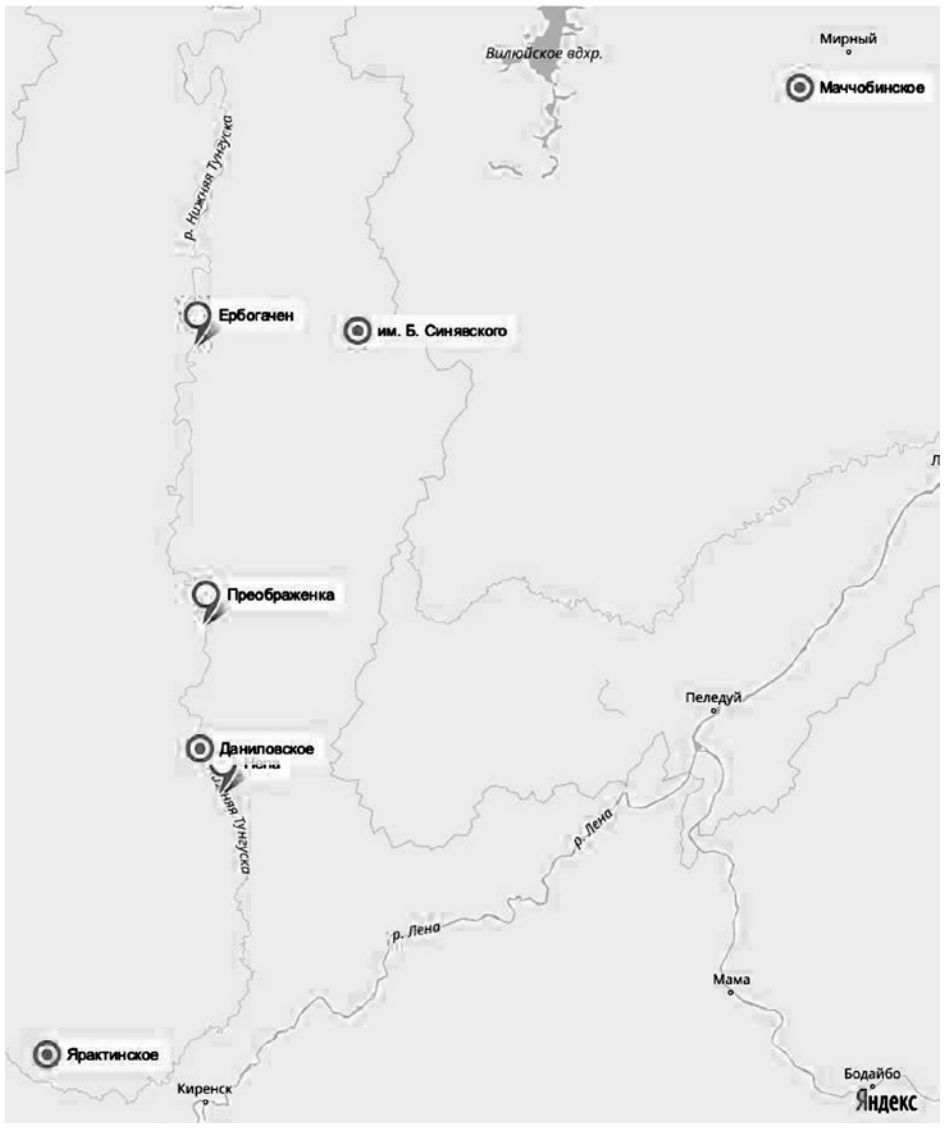


Рисунок 2.3 – Населенные пункты Катангского района и месторождения нефти

Таким образом, с точки зрения потенциала экономии бюджетных средств целесообразно рассматривать использование нефти для электроснабжения именно в этих населенных пунктах.

На ДЭС с. Ербогачен установлены агрегаты с единичной мощностью 800-1000 кВт (таблица 2.7). В соответствии с паспортом установленных двигателей для 4-х из них марки ДГ-72М-400 топливом может выступать подготовленная сырая нефть [8]. Остальные установленные двигатели могут использовать только дизельное топливо.

Таблица 2.7 – Данные об агрегатах ДЭС с. Ербогачен

Марка	Тип двигателя	Производитель	Требования к топливу по паспорту двигателя
ДГ-72М-400	6ЧН36/45	ОАО «РУМО»	дизельное ГОСТ 305-82, моторное ГОСТ 1667 вязкостью до 36сСт при 50°С, подготовленная сырая нефть [8, 9, 10]
ДГ-72М-400	6ЧН36/45		
ДГ-72М-400	6ЧН36/45		
ДГ-72М-400	6ЧН36/45		
ЭД910Т-Т400-2РН (ЭД1000М-4) MTU-140	MTU 18V2000G65	MTU Friedrichshafen	EN 590; Grade Nr. 1-D/12-D (ASTM D975-00) [11, 12]
ЭД910Т-Т400-2РН (ЭД1000М-4) MTU-139	MTU 18V2000G65		
Wilson-800	JGB062010 U8315M	FG Wilson	дизельное топливо плотностью 0,85; соответствие BS2869: 1998, Класс А2. [13, 14]
АД100С-Т400-1Р	Камаз 740.19-200	КАМАЗ	EN 590 [12, 15]

Для оценки возможности использования в качестве топлива на двигателях ДГ-72М-400 подготовленной сырой нефти необходимо проведение дополнительных исследований совместно с их производителем ОАО «РУМО» по согласованию состава нефти с ближайших месторождений и возможности ее использования на данных двигателях.

На ДЭС с. Непа, с. Преображенка установлены дизельные агрегаты с двигателями ЯМЗ-7514 мощностью 100-200 кВт. Дизельное топливо для ДЭС должно соответствовать стандарту EN-590 (ГОСТ Р 52368-2005). Использование нефти для выработки электроэнергии в этих населенных пунктах возможно только при условии установки оборудования, предназначенного для работы на нефти. Перевод действующих двигателей на нефть невозможен.

Для оценки эффективности предложения группы компаний Hevel о строительстве электростанции на сырой нефти в с. Ербогачен суммарной мощностью 4384 кВт в составе трех агрегатов на нефти по 1128 кВт и одного на дизельном топливе мощностью 1000 кВт (Приложение Ж) выполнена оценка затрат на топливо в этом варианте в сравнении с функционированием существующей ДЭС. Затраты на сырую нефть в ценах 2018 г. более, чем в 2 раза ниже затрат на дизельное топливо (таблица 2.8).

Таблица 2.8 – Оценка затрат на топливо при использовании дизельного топлива и нефти в с. Ербогачен (в ценах 2018 г.)

Показатель	Единица измерения	Вариант	
		Дизельное топливо	Нефть
Цена топлива	тыс. руб./т	63,0	25,5
Удельный расход	г/кВт•ч	240	260
Расход топлива	т	1502	1627
Затраты на топливо	млн руб./год	94,6	41,5

С учетом экономии средств на закупку топлива для электростанции на сырой нефти, суммарная стоимость которой оценивается в 726 млн руб. (Приложение Ж), срок окупаемости капвложений составляет 13,7 лет (таблица 2.9).

Таблица 2.9 – Показатели экономической эффективности проекта строительства электростанции на нефти в с. Ербогачен (в ценах 2018 г.)

Показатель	Единица измерения	Значение
Экономия затрат на топливо	млн руб./год	53,1
Капиталовложения в ДЭС на нефти	млн руб.	726,0
Простой срок окупаемости	лет	13,7

Приведенные результаты носят предварительный характер, для принятия решения о выборе той или иной схемы электро- и топливоснабжения с. Ербогачен необходимо проведение дополнительных исследований с рассмотрением всех альтернативных вариантов и оценки их сравнительной эффективности.

2.3.2 Использование природного газа

Одним из альтернативных вариантов топливоснабжения автономных электростанций населенных пунктов Киренского и Усть-Кутского районов может стать использование природного газа Ковыктинского ГКМ после ввода в эксплуатацию участка Ковыктинское ГКМ – Чаяндинское ГКМ газотранспортной системы «Сила Сибири».

На рисунке 2.4 показано взаимное расположение населенных пунктов Киренского и Усть-Кутского районов и участка трассы газотранспортной системы «Сила Сибири».

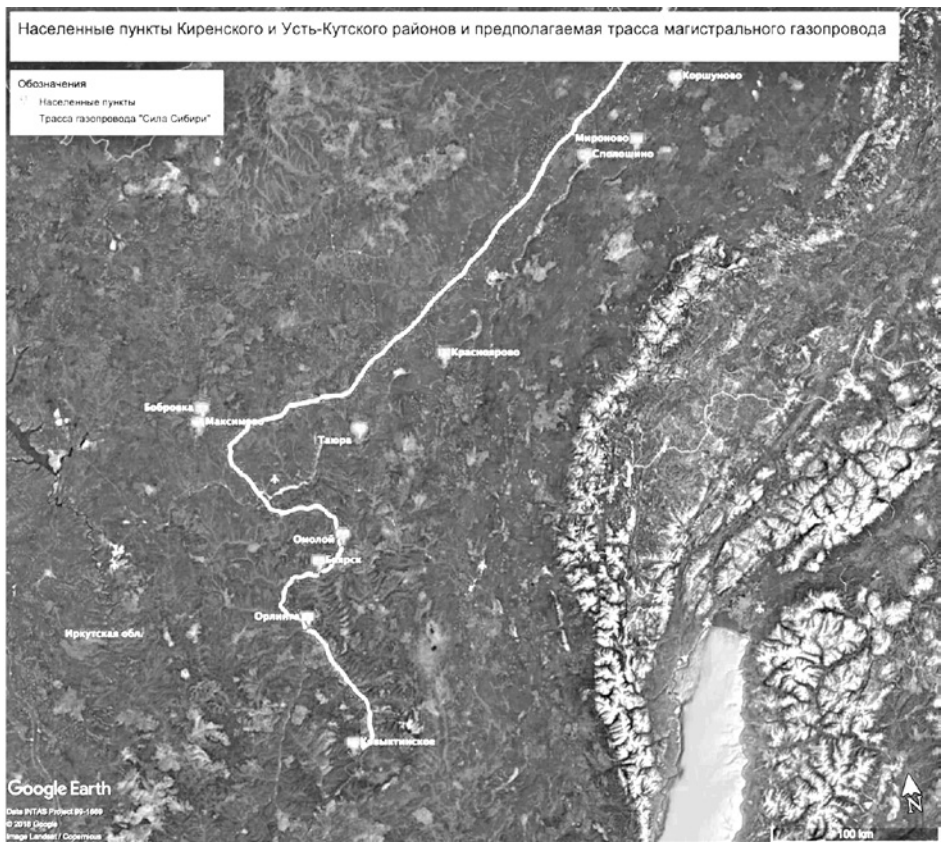


Рисунок 2.4 – Населенные пункты Киренского и Усть-Кутского районов и предполагаемая трасса магистрального газопровода

В 11 населенных пунктах Киренского и Усть-Кутского районов, расположенных в коридоре трассы участка газотранспортной системы «Сила Сибири» Ковыктинское ГКМ – Чаяндинское ГКМ, на 01.01.2018 г. проживало 451 чел. или 4,6% от всего населения, проживающего в населенных пунктах области с децентрализованным электроснабжением (таблица 2.10). Расчетные субсидии на компенсацию недополученных доходов в сфере электроснабжения в Киренском и Усть-Кутском районах в 2018 г. составили 36,3 млн руб. (7,5% от суммы субсидий на компенсацию недополученных доходов в сфере электроснабжения в области).

В связи с небольшим размером потенциальной экономии бюджетных средств, несопоставимо большими затратами на создание и модернизацию энергетической инфраструктуры и неопределенностью с ценой газа для потребителей области дать оценку эффективности варианта использования природного газа на цели электроснабжения в населенных пунктах Киренского и Усть-Кутского районов в настоящее время затруднительно, необходимо проведение отдельного исследования.

Таблица 2.10 – Численность населения на 1.01.2018 г. и расчетная субсидия населенных пунктов Киренского и Усть-Кутского районов

Район	Населенный пункт	Численность населения на 01.01.2018, чел.	Размер расчетной субсидии в 2018 г., млн руб.
Киренский	с. Коршуново	138	13,2
	с. Красноярово	39	4,6
	с. Мироново	35	6,3
	с. Сполошино	21	5,1
Усть-Кутский	с. Боярск	74	1,5
	с. Омолой	52	1,4
	с. Орлинга	24	0,7
	с. Таюра	30	1,8
	п. Бобровка	26	0,9
	д. Максимово	12	0,8
Всего	11	451	36,3

2.3.3 Использование отходов лесопиления и деревообработки

В населенных пунктах Киренского района с децентрализованным электроснабжением имеются предпосылки использования для обеспечения электроэнергией отходов лесопиления и деревообработки. ООО «Витим-Лес» выступает с предложением строительства мини-ТЭЦ на генераторном газе, получаемом из древесных отходов, для электроснабжения собственных производственных мощностей и близлежащих населенных пунктов сс. Коршуново и Мироново, которые в настоящее время обеспечиваются электроэнергией от ДЭС. Производственная база общества располагается на территории бывшего населенного пункта Давыдова Коршуновского МО. Электроэнергией предприятие обеспечивается от ДЭС, средняя потребляемая мощность 1,5 МВт, максимум нагрузки 2 МВт, расход топлива составляет 2 тыс. т/год (Приложение И).

В настоящее время ООО «Ковровские котлы» и итальянская компания «ТермоДент» разработали проект электростанции на древесных отходах мощностью 1,5 МВт. Суммарная стоимость проекта 316 млн руб. Стоимость линий электропередачи, строительство которых ООО «Витим-Лес» обязуется построить до населенных пунктов Коршуновского МО, оценивается в 68 млн руб. (Приложение И). По расчетам ОГКУ «Центр энергоресурсосбережения», исходя из стоимости вытесненного дизельного топлива, срок окупаемости проекта составит 37 лет (Приложение И).

По данным Комитета по имуществу и ЖКХ Киренского района (Приложение Б) суммарный расход топлива в 2018 г. на ДЭС двух обозначенных населенных пунктов составил 237,3 т при средней цене топлива 47,8 тыс. руб./т (таблица 2.11). По предварительной оценке, если учитывать сокращение субсидий на электроснабжение сс. Коршуново и Мироново в размере 19,5 млн руб./год и стоимость проекта 316 млн руб., срок окупаемости варианта электроснабжения от мини-ТЭЦ на древесных отходах составит 16,2 года.

Таблица 2.11 – Показатели электроснабжения населенных пунктов Коршуновского МО (состояние 2018 г.)

Населенный пункт	Численность населения на 01.01.2018 г., чел.	Максимум нагрузки, кВт	Расход топлива, т/год	Стоимость топлива, млн руб.	Расчетные субсидии в 2018 г., млн руб.
с. Коршуново	138	120	167,2	8	13,2
с. Мироново	35	75	70,1	3,3	6,3
Всего	173	195	237,3	11,3	19,5

Приведенные расчеты носят предварительный характер и требуют отдельного подробного исследования с рассмотрением вопросов не только экономического, но и технологического профиля, учитывая недостаточный опыт эксплуатации в России подобного оборудования.

Следует отметить, что при разработке проектов по энергоснабжению децентрализованных потребителей с использованием газопоршневых мини-ТЭЦ, работающих на генераторном газе, получаемом из древесных отходов, следует принимать во внимание ряд особенностей:

1. Исходным сырьем для получения пиролизного газа являются отходы лесопользования определенного фракционного состава (щепа), влажность которых составляет 50% и более. Для производства генераторного газа необходимо топливо влажностью 10–12%.

2. С учетом п.1 для работы газогенераторной мини-ТЭЦ необходимо создание инфраструктуры для доставки, хранения необходимого запаса исходного сырья, подготовки топлива с требуемыми параметрами (сортировка, сушка) и хранению в надлежащих условиях суточного (или более, в зависимости от условий) запаса подготовленного топлива. Данная инфраструктура является энергозатратной, особенно в случае механизации данных процессов, и может существенно увеличить издержки мини-ТЭЦ на собственные нужды.

3. Необходимо учитывать сезонную неравномерность объемов лесозаготовки и соответственно, неравномерность объемов исходного сырья для подготовки древесного топлива. Создание же больших запасов ограничено временем возможного хранения древесного сырья без потери необходимых свойств.

4. Для использования древесных опилок в качестве топлива для газогенераторной мини-ТЭЦ необходима организация производства пеллет.

5. При использовании газогенераторной мини-ТЭЦ для бесперебойного энергоснабжения обязательно наличие резервной ДЭС, т.к. газогенераторная мини-ТЭЦ требует значительное время для запуска, выхода на режим, остановки и профилактических работ.

6. Следует обратить внимание, что газогенераторная мини-ТЭЦ имеет систему очистки газа от смолы и золы, и может возникнуть необходимость утилизации улавливаемых в этой системе смолы и золы, если производителем данного оборудования эти алгоритмы не предложены.

7. Для эксплуатации и обслуживания газогенераторной мини-ТЭЦ необходим штат квалифицированных специалистов и вспомогательного персонала для всего технологического процесса.

3 ПРИМЕНЕНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

3.1 Обоснование выбора населенных пунктов

Для технико-экономического обоснования эффективности применения возобновляемых источников энергии с оценкой инвестиционного потенциала и последующей рекомендацией первоочередных пунктов их размещения были выбраны небольшие населенные пункты, исходя из следующего:

– не входящие в список неперспективных и рекомендованных к расселению;

– месторасположение пункта не позволяет рассматривать подключение к централизованному электроснабжению даже на отдаленную перспективу;

– нет предпосылок к использованию местных видов топлива;

– имеется разработанная проектная документация строительства солнечных электростанций;

– высокие значения субсидий из бюджета области.

К таким населенным пунктам отнесены:

– села Верхняя Гутара и Алыгджер (Нижнеудинский район), для которых компанией ООО «БайкалРемПутьМаш» (г. Слюдянка) в 2016 г. разработано технико-экономическое обоснование проекта «Реконструкция системы электроснабжения населенных пунктов Тофаларии д. Нерха, с. Алыгджер, с. Верхняя Гутара со строительством генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии», в соответствие с которым в д. Нерха с 2017 г. функционирует солнечная электростанция;

– села Наканно и Бур (Катангский район) - удаленные от централизованного электроснабжения и имеющие наиболее высокие объемы в районе (исключая крупные населенные пункты) бюджетных субсидий;

– с. Подволочное и д. Ключи (Усть-Удинский район) – имеющие одни из наибольших объемов субсидий в районе;

– с. Вершина Тутуры (Качугский район) – труднодоступный населенный пункт с сезонным сообщением по автозимнику.

В таблице 3.1 представлена характеристика этих населенных пунктов, на рисунке 3.1 – места их расположения.

Применение возобновляемых энергоисточников в значительной степени зависит от потенциала возобновляемых природных энергоресурсов. Исходя из анализа величины и внутригодового распределения различных видов ресурсов можно рассматривать целесообразность применения соответствующих типов ВИЭ.

Таблица 3.1 – Характеристика населенных пунктов, выбранных для оценки применения солнечных электростанций

Район	Населенный пункт	Численность населения на 01.01.2018, чел.	Годовое производство электроэнергии, тыс. кВт•ч	Расчетные субсидии в 2018 г, млн руб.
Нижнеудинский (Тофалария)	с. Верхняя Гутара	414	540	н/д
	с. Алыгджер	529	689	н/д
Катангский	с. Хамакар	93	100	3,1
	с. Бур	104	275	8,5
Усть-Удинский	д. Ключи	94	179	4,5
	с. Подволочное	241	358	8,8
Качугский	с. Вершина-Тутуры	192	170	2,6

Рисунок 3.1 – Места расположения населенных пунктов, выбранных для модернизации системы электроснабжения с использованием возобновляемых источников энергии

3.2 Ветроэлектростанции

3.2.1 Ветроэнергетические ресурсы

Иркутская область, занимая значительную площадь, обладает невысоким ветроэнергетическим потенциалом на высоте 30 м над поверхностью земли (таблица 3.2), при этом технический потенциал составляет лишь 1,7% валового.

Таблица 3.2 – Ресурсы ветровой энергии (на высоте 30 м над поверхностью земли), трлн кВт•ч

Потенциал	Величина
Валовой	2211
Технический	37

Источник: [16]

Основным показателем ветропотенциала является средняя многолетняя скорость. На большей части территории среднегодовые скорости ветра на высоте флюгера гидрометеостанций (10–12 м) не превышает 1–2 м/с. В северных районах и небольших локальных зонах этот показатель несколько выше – 2–3 м/с. Исключение составляют побережье оз. Байкал и самые западные районы области со среднегодовой скоростью ветра 3–5 м/с (рисунок 3.2).

Рисунок 3.2 – Зонирование территории области по среднегодовой скорости ветра [17]

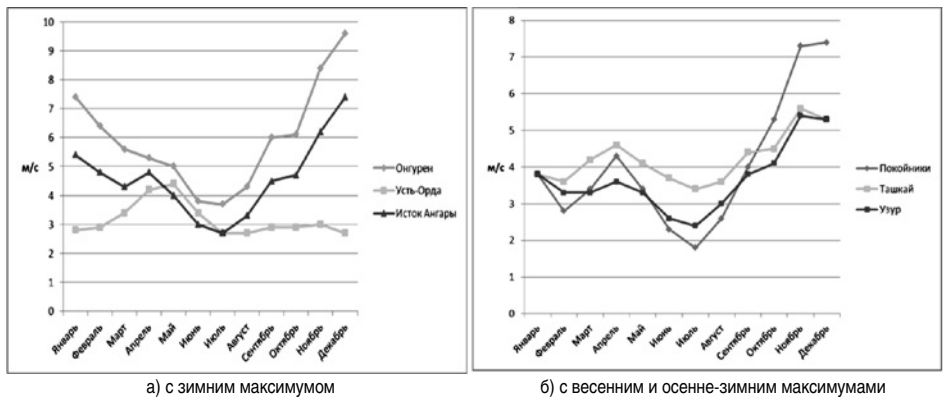
Особенности рельефа и климата Иркутской области оказывают определяющее влияние на внутригодовое распределение ветроэнергетического потенциала. В холодный период года, когда над Восточной Сибирью устанавливается антициклон, преобладает малооблачная погода со слабыми ветрами. В теплое время года циклоническая деятельность возрастает, тем не менее, ветры на территории области, как правило, не отличаются значительными скоростями. Влияние Байкала мало заметно вне окружающих его хребтов, но определяет местные особенности.

В силу неравномерности проявления ветровой энергии в течение года важным показателем является изменение потенциала по месяцам. В результате проведенного анализа внутригодового распределения скоростей ветра выделены три наиболее характерные группы.

К первой группе относится большинство пунктов, где среднегодовые скорости не превышают 1,5–2,5 м/с, что связано с незначительной, в среднем по области, величиной ветроэнергетического потенциала. Изменение среднемесячных значений в течение года для этих пунктов несущественное.

Ко второй группе отнесены пункты, имеющие в течение года один пик максимума, когда наибольшие среднемесячные скорости ветра приходятся на осенне-зимний (с. Онгурен, Исток Ангары) или весенний период (п. Усть-Орда).

В третью группу входят пункты с двумя пиками максимальных значений скоростей ветра, приходящихся на весенний и осенне-зимний периоды (ГМС Покойники, п. Ташкай, с. Узур). На рисунке 3.3 представлены примеры графиков распределения среднемесячных скоростей ветра для характерных пунктов.



а) с зимним максимумом б) с весенним и осенне-зимним максимумами

Рисунок 3.3 – Распределение в течение года среднемесячных скоростей ветра

Наиболее целесообразным для использования ветроэнергетических ресурсов является распределение потенциала ветра, имеющее зимний максимум, поскольку подобное распределение в большей степени соответствует графику потребления электроэнергии децентрализованных потребителей.

Суточный ход скорости ветра зимой выражен крайне слабо, весной и летом скорости ветра в дневные часы увеличиваются в 3–5 раз по сравнению с их значениями ночью.

Территория области обладает незначительным ветроэнергетическим потенциалом и относится к числу неперспективных для его использования. Исключение составляют отдельные пункты, расположенные в Ольхонском районе, где среднегодовые скорости ветра составляют порядка 6 м/с.

Ветроэнергетические станции не находят широкого применения в силу сочетания незначительных скоростей ветра с высокой капиталоемкостью ветроустановок.

Возможно точечное применение ВЭС в локальных местах, в основном, в долинах рек, впадающих в оз. Байкал и на о. Ольхон, где уже функционируют ветроустановки небольшой мощности (см. раздел 1.3). Для этого необходимо провести обследования конкретного пункта предполагаемого размещения ВЭС с помощью ветроизмерительных комплексов в течение определенного времени (1–2 года) для уточнения параметров потенциала ветроэнергетических ресурсов.

3.2.2 Анализ показателей ветропотенциала рассматриваемых пунктов

Для увеличения точности получаемых результатов исследования данные параметры должны быть максимально приближенными к фактическим значениям, наблюдаемым на рассматриваемой территории. Для этого в работе используется методика воспроизведения природно-климатических параметров с использованием многолетних метеорологических рядов, находящихся в открытом доступе. В этих метеорологических рядах построчно записаны основные климатические параметры с дискретным шагом один час. При этом величина шага зависит от типа метеорологической станции и соответственно формата международного метеорологического кода.

В настоящее время наиболее распространёнными метеорологическими кодами являются FM 12 Synop и METAR (METeorological Aerodrome Report). FM 12 SYNOP – это код для оперативной передачи данных приземных гидрометеорологических наблюдений с сети станций гидрометслужбы, расположенных на суше (включая береговые станции). METAR – авиационный метеорологический код для передачи сводок о фактической погоде на аэродроме. Стоит отметить, что в кодах FM 12 SYNOP и METAR соблюдается строгий порядок следования информации. Многолетние метеорологические ряды являются детализированной информацией. При этом соответствующая обработка данных рядов позволит максимально точно описывать поведение природно-климатических показателей на рассматриваемой территории.

При анализе ветроэнергетического потенциала используются данные с ближайшей от рассматриваемого населенного пункта метеорологической станции. При этом анализируются данные за прошедшие 12–14 лет. Зафиксированные значения скорости ветра измеряются на высоте флюгера 10 метров с дискретным шагом 3 часа.

В таблице 3.3 приведены ближайшие метеорологические станции, расстояние до рассматриваемого населенного пункта, количество лет метеонаблюдений и код передачи данных.

Таблица 3.3 – Общие данные о метеорологических станциях

Населенный пункт	Метеостанция	Расстояние, км	Кол-во лет метеонаблюдений	Код передачи данных
с. Верхняя Гутара	Верхняя Гутара	0	13	FM 12 Synop
с. Алыгджер	Хадама	50	14	
с. Хамакар	Ербогачен	67	13	
с. Бур	Ик	63	14	
д. Ключи	Балаганск	59	14	
с. Подволочное	Заярск	114	12	
с. Вершина Тутуры	Тырка	56	13	

На рисунках 3.4–3.9 представлены графики изменения среднемесячных скоростей ветра за последний период для каждого из рассматриваемых населенных пунктов. Численные значения этих величин приведены в Приложении К (таблицы К.1-К.7).

1. Верхняя Гутара (Нижнеудинский район)

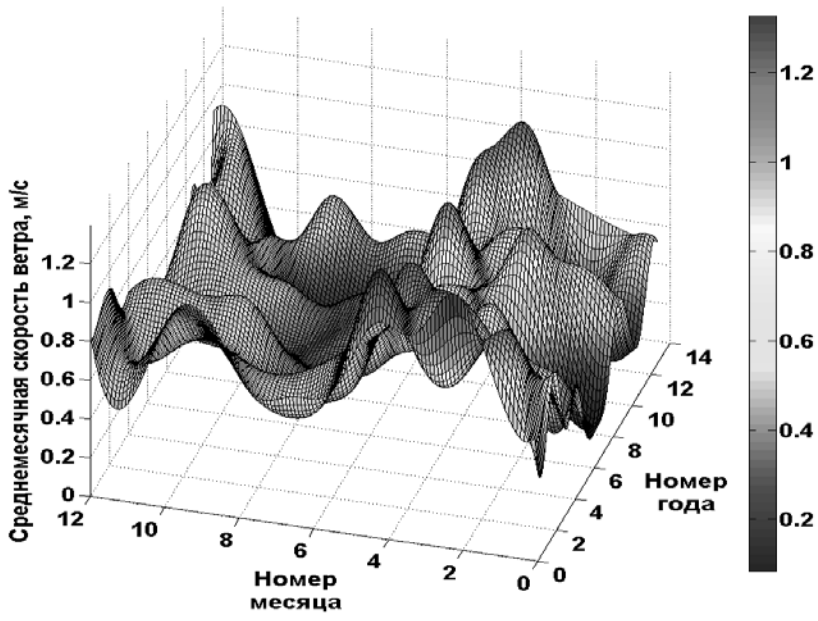


Рисунок 3.4 – График изменения среднемесячных скоростей ветра для с. Верхняя Гутара

Среднегодовые значения скорости ветра не превышают 1,1 м/с, что является крайне низким показателем ветропотенциала. В осенние и зимние месяцы эти значения составляют не более 1,2 м/с.

2. Алыгджер (Нижнеудинский район)

Среднегодовые значения скорости ветра для условий с. Алыгджер аналогичны условиям с. Верхняя Гутара, также не превышают 1,1 м/с, в зимние месяцы не более 1,2 м/с (график не приводится).

3. Хамакар (Катангский район)

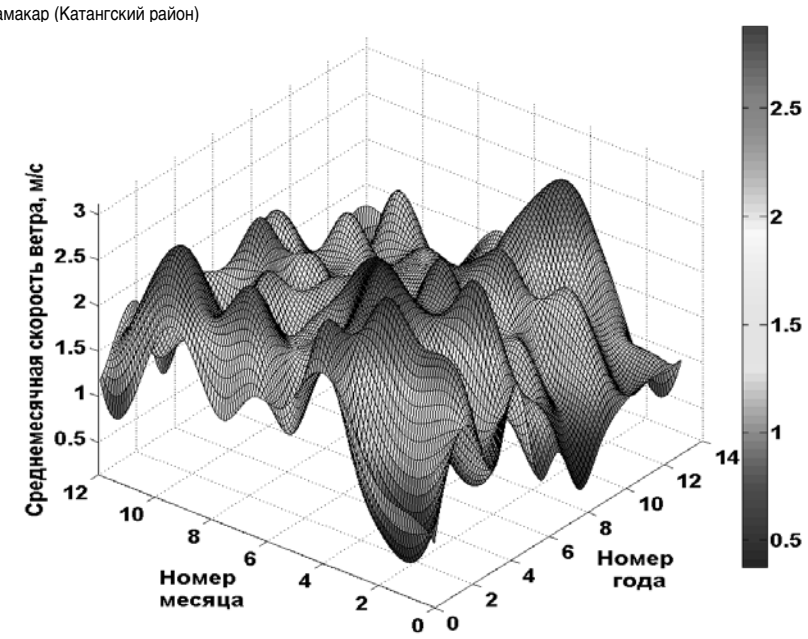


Рисунок 3.5 – График изменения среднемесячных скоростей ветра для с. Хамакар

Среднегодовые значения скорости ветра не превышают 2,7 м/с, в осенние и зимние имеют значения не более 2,5 м/с.

4. Бур (Катангский район)

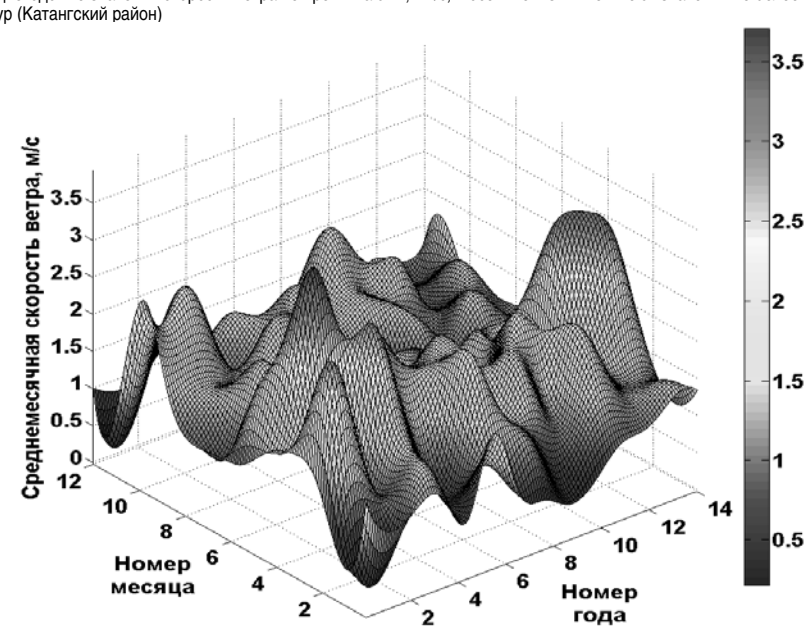


Рисунок 3.6 – График изменения среднемесячных скоростей ветра для с. Бур

Среднегодовые значения скорости ветра не превышают 1,6–3 м/с, в осенние и зимние месяцы не более 2 м/с.

5. Ключи (Усть-Удинский район)

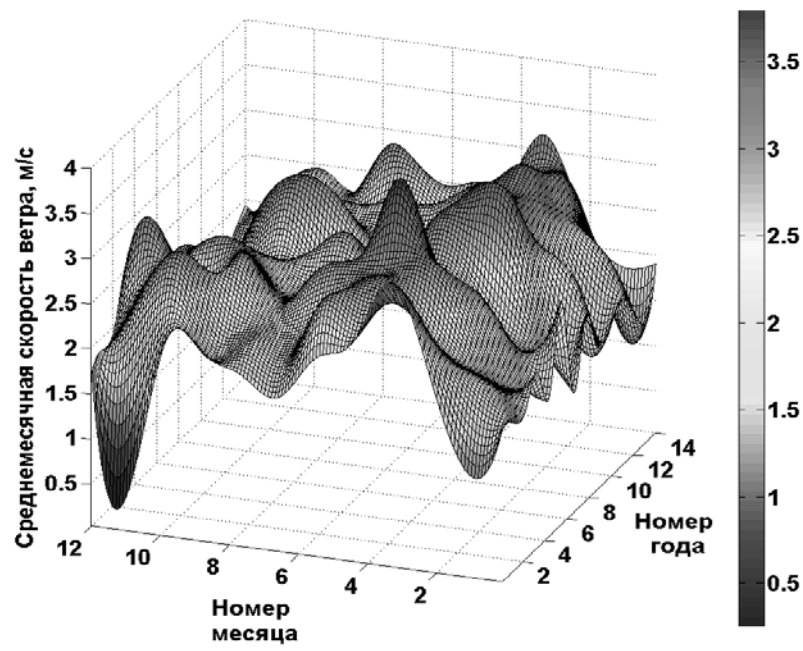


Рисунок 3.7 – График изменения среднемесячных скоростей ветра для д. Ключи

Среднегодовые значения скорости ветра не превышают 2,5–2,6 м/с, в осенние и зимние месяцы не более 2,2 м/с.

6. Подволочное (Усть-Удинский район)

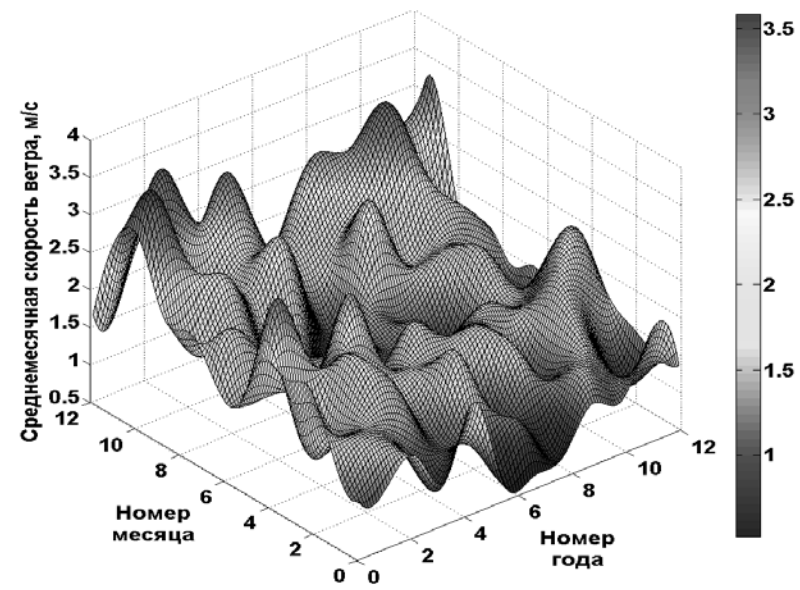


Рисунок 3.8 – График изменения среднемесячных скоростей ветра для с. Подволочное

Среднегодовые значения скорости ветра не превышают 2,1 м/с, в осенние и зимние месяцы не более 1,2 м/с.

7. Вершина Тутуры (Качугский район)

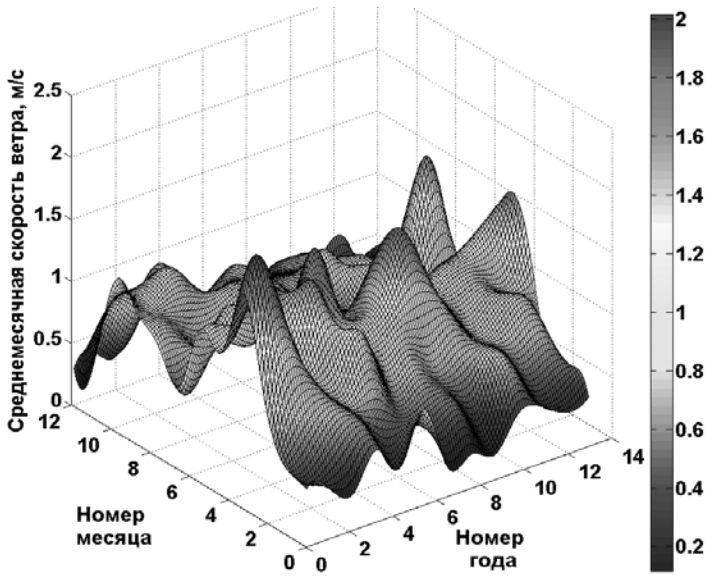


Рисунок 3.9 – График изменения среднемесячных скоростей ветра для с. Вершина Тутуры

Среднегодовые значения скорости ветра не превышают 2,1 м/с, в осенние и зимние месяцы среднемесячные значения скорости ветра имеют значения не более 1,2 м/с.

Таким образом, среднемесячные скорости ветра вблизи рассматриваемых населенных пунктов не превышают 3,0 м/с. С учетом пересчета с высоты 10 метров на высоту башни ветрогенераторов небольшой мощности (20–25 м) скорость ветра не превысит 3,8 м/с. Значения скорости ветра за рассматриваемый период 2005–2018 гг. совпадают с данными [9].

Использование ветрогенераторов небольшой мощности с вертикальной осью вращения, адаптированных к низким скоростям ветра, также нецелесообразно так как номинальная мощность данного типа установок находится в диапазоне скоростей ветра от 7 до 9 м/с.

3.3 Солнечные электростанции

3.3.1 Гелиоэнергетические ресурсы

Валовой гелиоэнергетический потенциал области оценивается в 106 млрд т у. т. (таблица 3.4), что составляет 20% от суммарного показателя по Восточной Сибири. Технически возможный гелиопотенциал электро- и тепловой энергии значительно ниже: 83 млн т у. т. и 400 млн т у. т. соответственно.

Таблица 3.4 – Ресурсы солнечной энергии

Потенциал	Величина
Валовой, млрд т у. т.	105,9
Технический электроэнергия, млрд кВт•ч	674,7
Технический тепловая энергия, млрд Гкал	2,9

Источник: [8]

Среднегодовой приход солнечной радиации на горизонтальную поверхность на территории области довольно неравномерен: от 900 кВт•ч/м² на севере до 1250 кВт•ч/м² на юге области [18]. Продолжительность солнечного сияния также изменяется в широтном направлении: в северных районах чуть менее 1500 ч/год, в южных – более 2000 ч/год (рисунок 3.10).

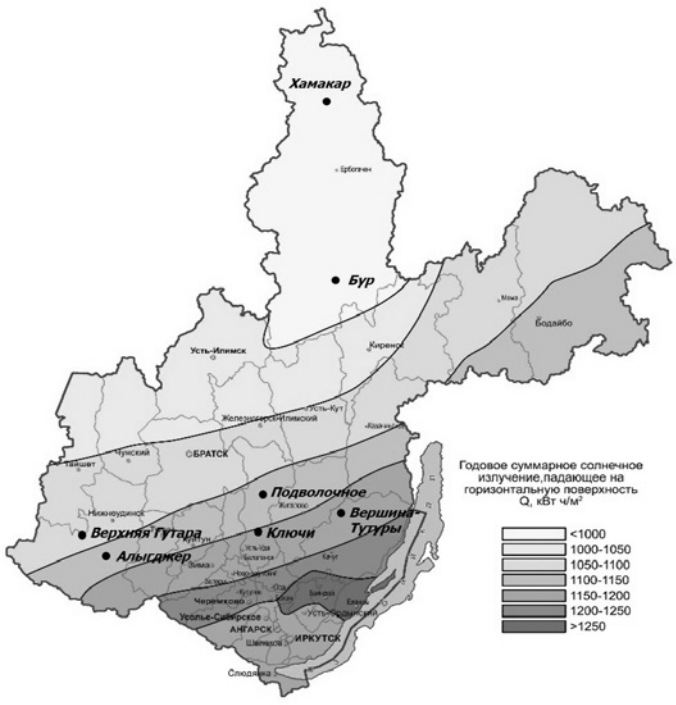


Рисунок 3.10 – Распределение прихода солнечной радиации на горизонтальную поверхность на территории области [10]

Базовым параметром оценки характера распределения гелиопотенциала в течение года является приход суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность по месяцам.

Анализ справочных данных [18] позволяет констатировать следующее:

1) характер распределения параметров гелиопотенциала в течение года имеет ярко выраженный весенне-летний максимум и практически не зависит от широтного местоположения пунктов, расположенных как в северных районах области (п. Ербогачен, п. Мамакан, г. Киренск), так и в южных (г. Тулун, п. Хомутово, г. Иркутск), а также в котловине оз. Байкал (п. Хужир) (рисунок 3.11);

2) максимальные значения базового параметра по имеющимся данным для территории области, несмотря на достаточно значительную ее протяженность в широтном направлении, изменяются в небольшом диапазоне – от 155 до 190 кВт•ч/м² в месяц;

3) наилучшие условия для использования гелиопотенциала наблюдаются в акватории оз. Байкал, в частности, наибольшие значения, как в летний период, так и в зимний зафиксированы в п. Хужир (о. Ольхон).

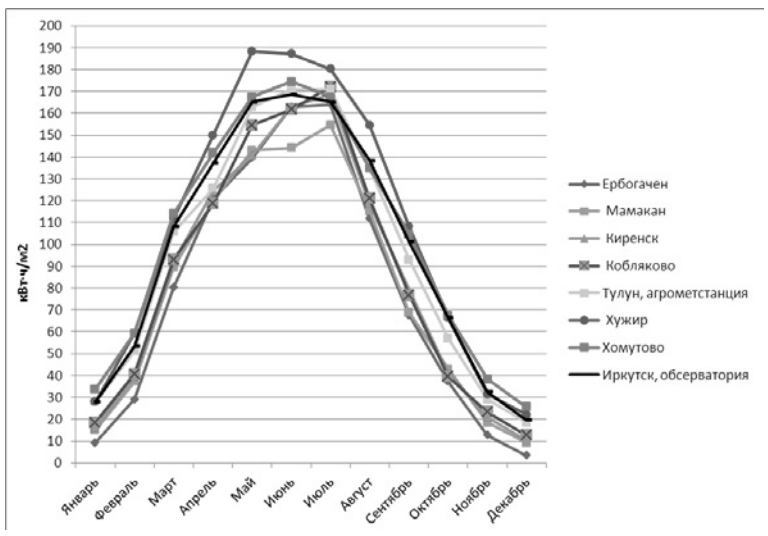


Рисунок 3.11 – Распределение в течение года гелиоэнергетического потенциала

Относительно высокая плотность солнечного излучения создает предпосылки для применения СЭС в центральных и южных районах области, на побережье оз. Байкал и о. Ольхон. Однако опыт эксплуатации СЭС в Республике Саха (Якутия) показывает, что и в северных районах строительство солнечных электростанций для электроснабжения децентрализованных потребителей экономически оправдано. В настоящее время в республике эксплуатируется 21 солнечная электростанция суммарной мощностью 1616 кВт. Часть из них расположена за Полярным кругом, одна из которых Батагайская СЭС мощностью 1 МВт функционирует с 2015 г. Срок окупаемости большинства станций не превышает 10 лет независимо от места размещения. Это обуславливается высокой стоимостью топлива и значительными объемами субсидий, выделяемых на функционирование ДЭС, у наиболее удаленных и труднодоступных потребителей.

Результаты функционирования СЭС в д. Нерха (Нижнеудинский район) показали эффективность ее работы, выраженную в возможности экономии дизельного топлива в объеме 40% в год (см. раздел 1.3.2), что приводит к соответствующему сокращению субсидий.

Повышенному интересу к строительству солнечных электростанций в последние годы способствует значительное (в 3–4 раза) снижение цен на их оборудование.

3.3.2 Анализ актинометрического потенциала для рассматриваемых населенных пунктов

Поступающая на поверхность Земли солнечная радиация непостоянна и зависит от множества неизменяющихся и переменных параметров.

К неизменяющимся из года в год параметрам относятся: географические координаты и часовой пояс местности, количество дней расчетного периода, время восхода, зенита и заката Солнца, продолжительность дня и т.д.

К переменным параметрам относятся следующие показатели: облачность, состав облаков, альбедо облаков и альбедо поверхности Земли, атмосферная масса с учетом изменяющегося давления и температуры воздуха, изменение толщины вертикального столба озонового слоя, изменение спектрального состава области видимого света, наличие в облаках водяного пара, аэрозолей и т.д.

При расчете солнечной радиации для каждого дня определяется время восхода, зенита и заката Солнца исходя из географических координат местности и часового пояса.

После того как определены временные интервалы, в рамках которых местный часовой угол Солнца больше нуля, производится расчет прямой, рассеянной и суммарной солнечной радиации с учётом фактической облачности на горизонтальную поверхность.

На рисунках 3.12–3.18 для каждого из рассматриваемых населенных пунктов представлены графики изменения расчетных значений среднемесячного суммарного прихода солнечной радиации на горизонтальную поверхность за период 2005–2018 гг. Численные значения этих величин приведены в Приложении К (таблицы К.8-К.14).

1. Верхняя Гутара (Нижнеудинский район)

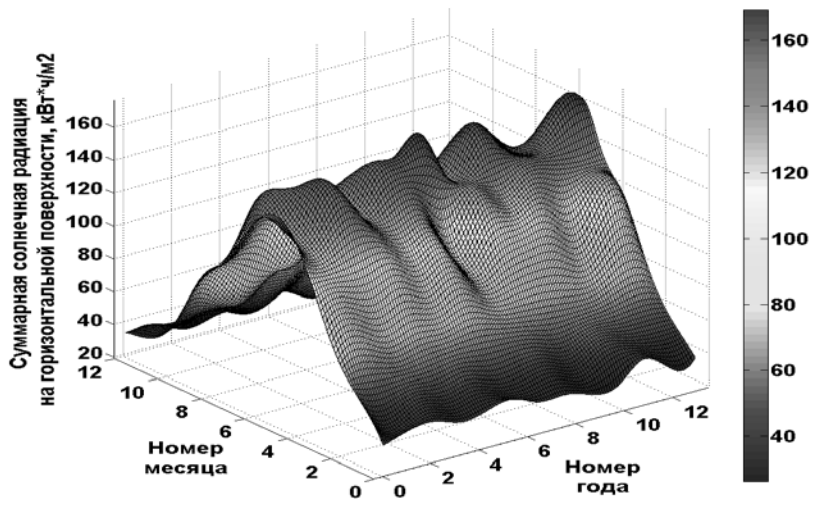


Рисунок 3.12 – График изменения суммарной солнечная радиация в с. Верхняя Гутара

2. Алыгджер (Нижнеудинский район)

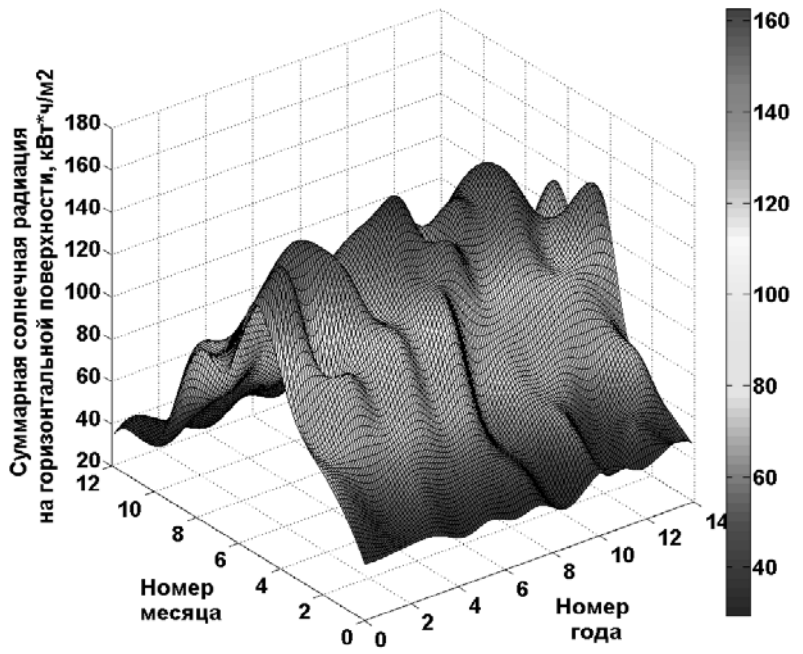


Рисунок 3.13 – График изменения суммарной солнечная радиация в с. Алыгджер

3. Хамакар (Катангский район)

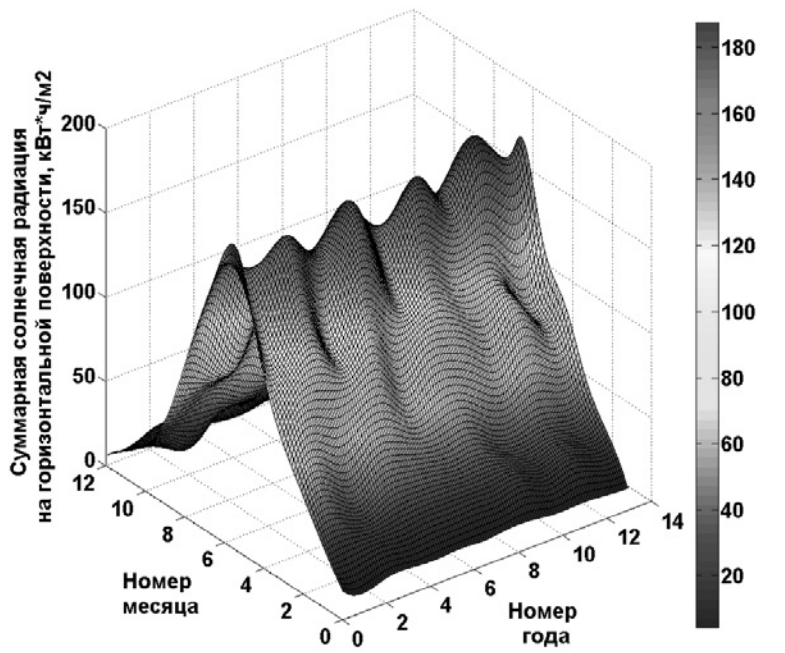


Рисунок 3.14 – График изменения суммарной солнечная радиация в с. Хамакар

4. Бур (Катангский район)

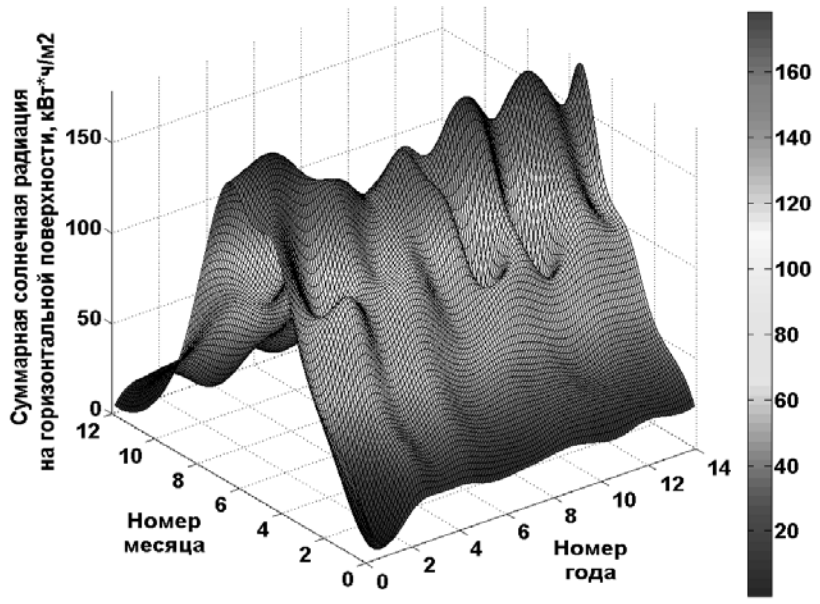


Рисунок 3.15 – График изменения суммарной солнечная радиация в с. Бур

5. Ключи (Усть-Удинский район)

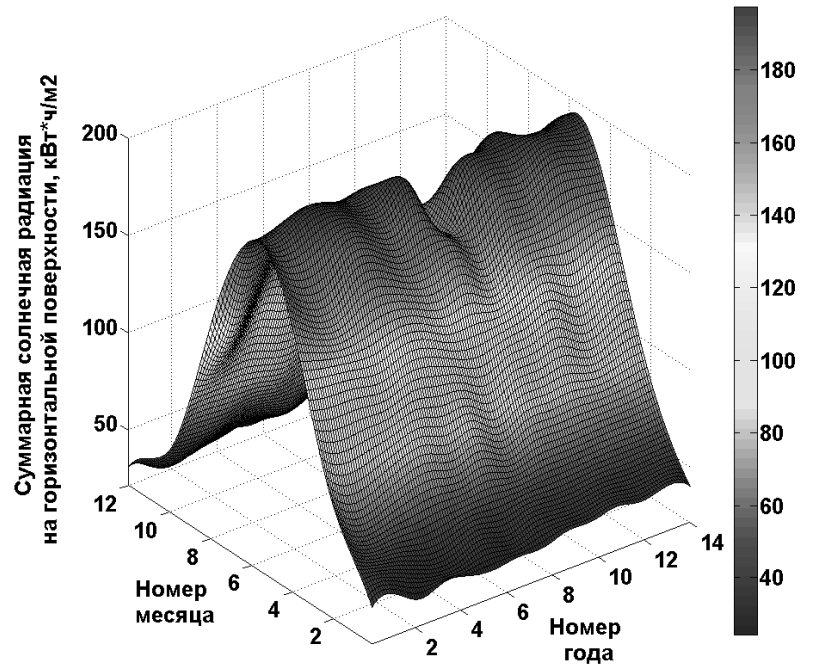


Рисунок 3.16 – График изменения суммарной солнечная радиация в д. Ключи

6. Подволочное (Усть-Удинский район)

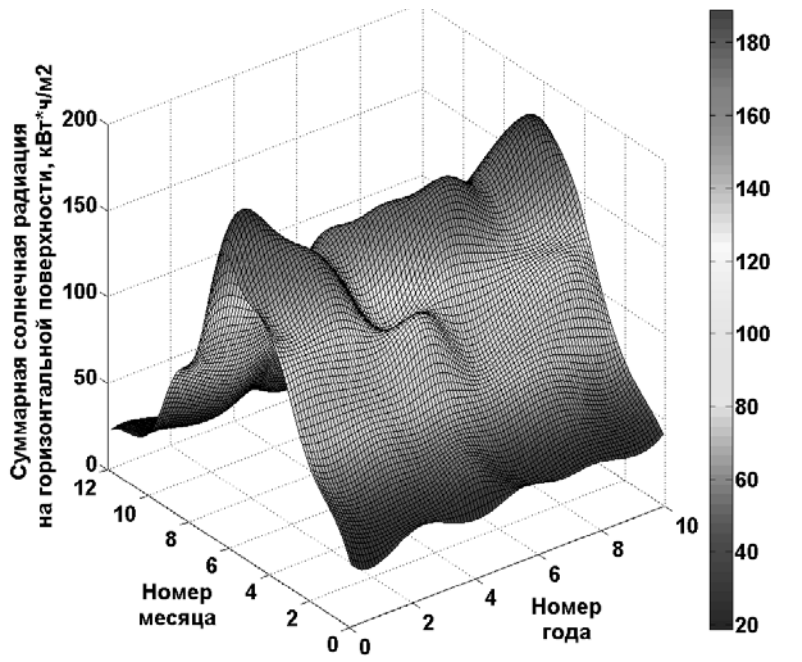


Рисунок 3.17 – График изменения суммарной солнечная радиация в с. Подволочное

7. Вершина Тутуры (Качугский район)

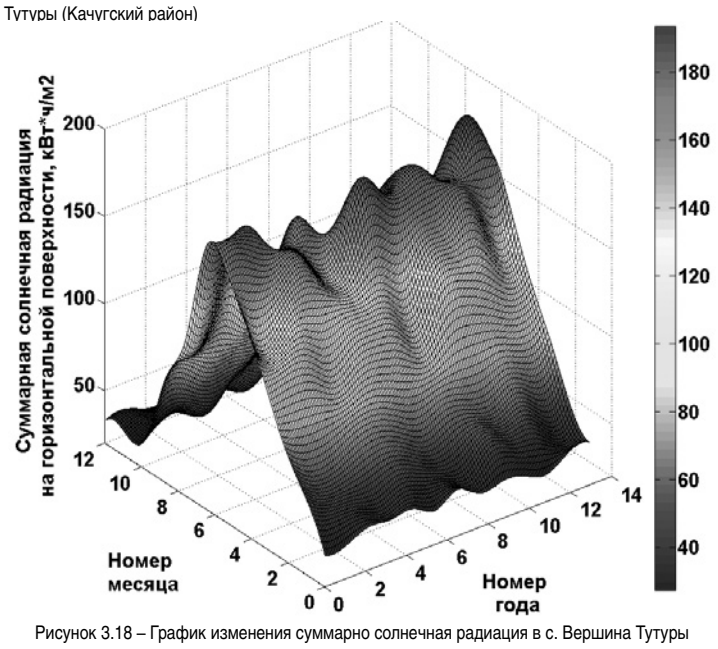


Рисунок 3.18 – График изменения суммарно солнечная радиация в с. Вершина Тутуры

Таким образом, полученные расчетные значения суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность в рассмотренных населенных пунктах в целом характеризуют приемлемый уровень актинометрического потенциала: среднегодовые значения находится в диапазоне от 850 до 1150 кВт•ч/м^2 в год. Минимальные значения наблюдаются в Катангском районе, что согласуется с данными [18].

3.4 Малые гидроэлектростанции

3.4.1 Ресурсы малых водотоков

Территория Иркутской области обладает достаточно интенсивной сетью крупных и мелких водотоков (рисунок 3.19).

Валовой потенциал малых водотоков области оценивается в 130–150, технический – 37–45 млрд кВт•ч. Величина как валового, так и технического потенциала в зоне децентрализованного электроснабжения составляет порядка 20% от суммарного значения (таблица 3.5).

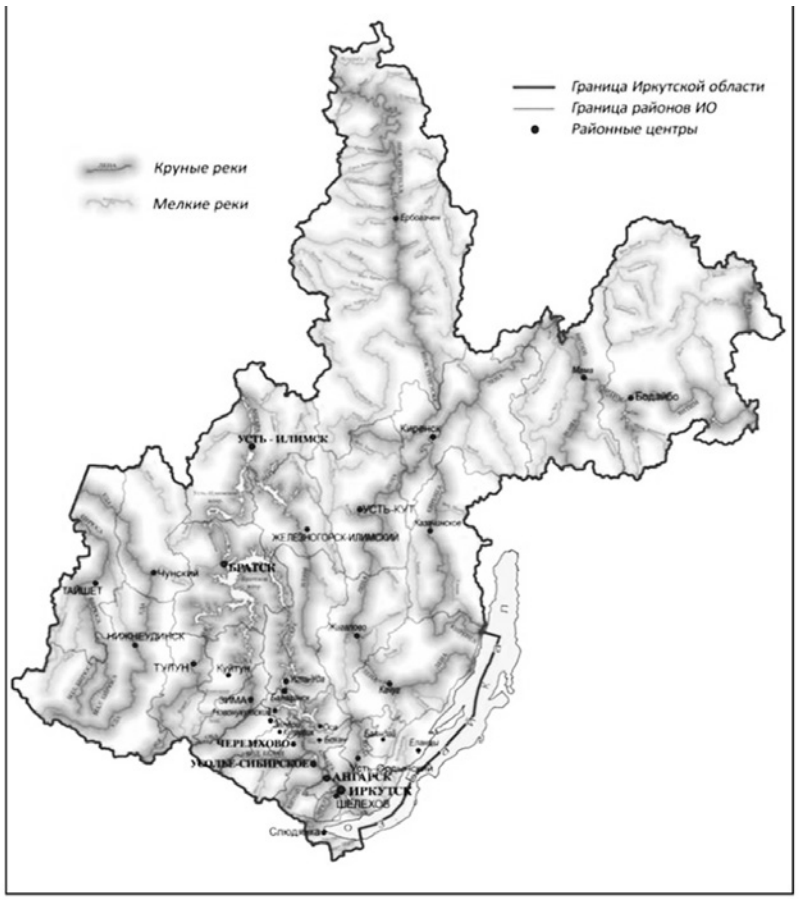


Рисунок 3.19 – Сеть водотоков на территории области

Таблица 3.5 – Потенциал малой гидроэнергетики Иркутской области

Показатель	млн т у. т.		млрд кВт•ч	
	мин.	макс.	мин.	макс.
Валовой потенциал				
Всего по области	43,5	49,7	128,0	146,3
в том числе: в зоне ОЭС	34,8	39,4	102,5	115,9
в зоне децентрализованного энергоснабжения	8,7	10,3	25,5	30,4
Технический потенциал				
Всего по области	12,7	15,2	37,3	44,7
в том числе: в зоне ОЭС	10,2	12,1	30,0	35,4
в зоне децентрализованного энергоснабжения	2,5	3,11	7,3	9,3

Источник: [16]

Большинство населенных пунктов расположены на берегах малых водотоков, при этом часть из них находится в зоне централизованного электроснабжения.

Для большинства районов области, относящихся к восточной части бассейна р. Енисей, западной и южной частям бассейна р. Лена, характерна повышенная плотность стока поверхностных вод при весьма густой сети водотоков разной мощности, в том числе относительно коротких рек с высокой скоростью течения. Это объясняется преобладанием горного рельефа, для которого свойственны большие уклоны речных долин. Исключения составляют реки Катангского района, которые характеризуются малым уклоном русла (0,4–0,7 %), но довольно многоводны. Скорость течения рек в этом районе незначительная – от 0,2 м/с в зимний период до 0,5 м/с летом.

В силу климатических особенностей территории области с резко континентальным климатом, низкими зимними температурами, наличием паводков важнейшим фактором для ресурсов малых водотоков является внутригодовое распределение стока. Для оценки характера распределения потенциала водотоков в течение года за базовый параметр принят среднемесячный расход воды.

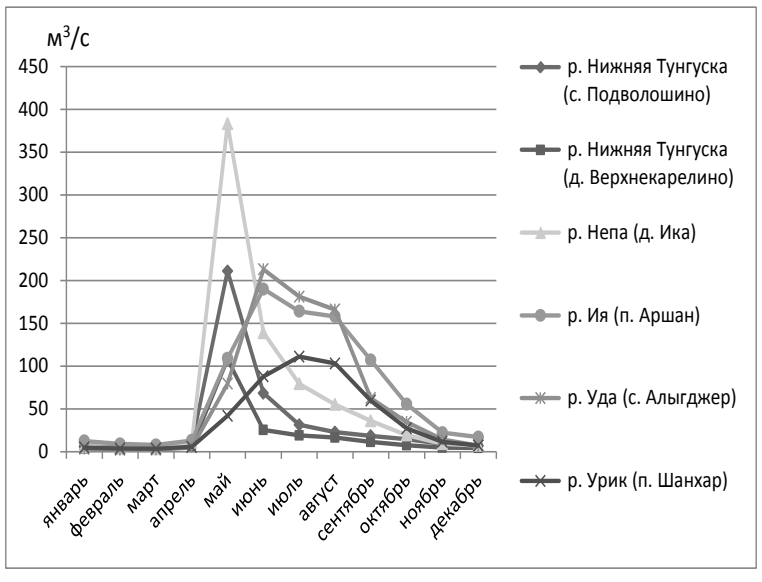
Рассмотрено распределение среднемесячных расходов воды в течение года для малых и средних рек бассейнов Ангары и Енисея в пределах Иркутской области, а также бассейна оз. Байкал.

С целью наглядности сопоставления результатов и, исходя из величины расхода воды, реки объединены в три группы: относительно крупные со среднегодовым стоком 20–60 м^3/с и выше, средние (3–20 м^3/с) и малые (до 3 м^3/с).

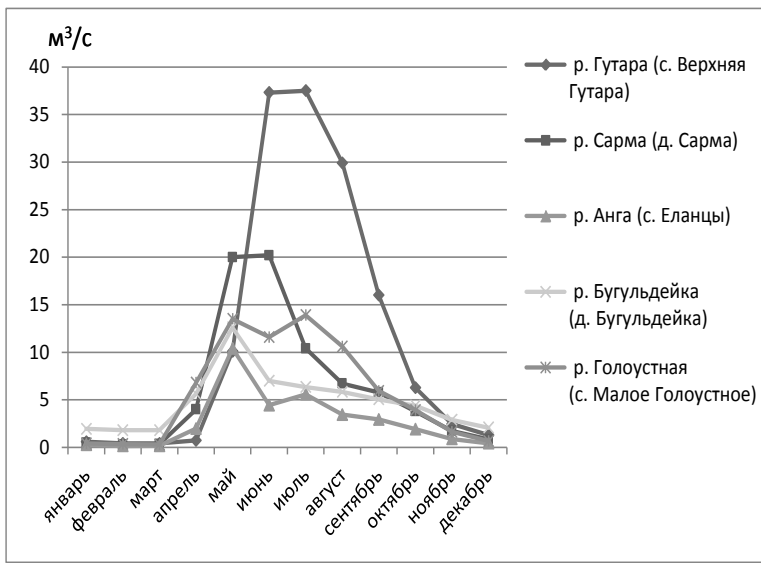
Анализ справочных данных [19]–[21] показал, что практически для всех небольших рек области присущи высокие амплитуды колебаний стока, причем кроме весеннего паводка достаточно часто бывают летние и осенние повышения стока, вызываемые не только дождями, но и усилением таяния снегов при дожде в истоках рек. Независимо от величины расхода воды в годовом распределении наблюдается два характерных максимума: ярко выраженный максимум в мае месяце с последующим резким падением расхода (реки Нижняя Тунгуска, Непа, Анга) и более сглаженный летне-осенний максимум – с мая по октябрь (реки Ия, Уда, Голоустная и др.). На рисунке 3.20 представлено распределение в течение года среднемесячных расходов воды.

В зимний период и в начале весны (с ноября по апрель) расход воды снижается в десятки и сотни раз вплоть до полного перемерзания рек, особенно в северных районах. Такое распределение потенциала не совпадает с графиком потребления электроэнергии децентрализованными потребителями, что затрудняет его наиболее полное использование.

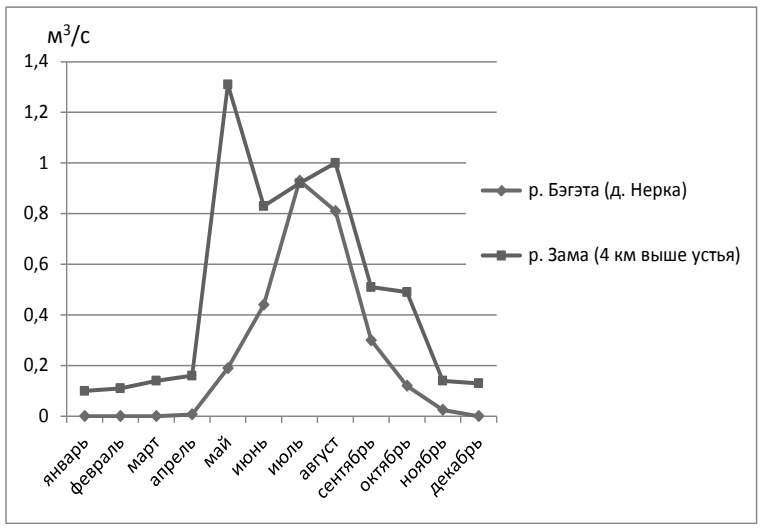
Следует отметить, что анализ стока рек проведен по справочным данным, опубликованным в 1985–1986 гг., поэтому в связи маловодьем последнего периода возможно снижение стоков рек по сравнению с приведенными показателями.



а) относительно крупные реки



б) средние реки



в) малые реки

Рисунок 3.20 – Распределение в течение года среднемесячных расходов воды

Несмотря на обилие водотоков и значительный суммарный потенциал гидроэнергетических ресурсов, резко выраженная сезонная неравномерность накладывает существенные ограничения на получение стабильной выработки электроэнергии МГЭС без концентрации напора. Учитывая капиталоемкость ВИЭ, в том числе и МГЭС, этот тип возобновляемых источников энергии, несмотря на имеющиеся проработки, в современных ценовых условиях не находит широкого применения.

3.4.2 Ретроспективные исследования по применению МГЭС

Децентрализованные потребители области в большинстве являются мелкими населенными пунктами с малым числом жителей и небольшими нагрузками (см. разделы 1.1.1 и 1.2.2). Для таких потребителей, следует ориентироваться на бесплотинные (деривационные и русловые), использующих динамический напор течения в русле, менее капиталоемкие станции. Малые ГЭС (МГЭС) такого типа имеют небольшие объемы строительно-монтажных работ, не приводят к затоплению территории и оказывают минимальное воздействие на окружающую среду.

В ранее выполненных ИСЭМ СО РАН по заказу Администрации Иркутской области работах [22]–[25] по обоснованию целесообразности использования МГЭС для децентрализованных потребителей области, проанализированы наиболее перспективные места их размещения в Усть-Кутском, Катангском и Нижнеудинском (Тофалария) районах. Учитывая большое сезонное колебание стоков малых рек, МГЭС рассматриваются в качестве дополнительного источника электроснабжения с целью вытеснения части дальнепривозного дизельного топлива. Основным источником электроснабжения поселков остаются имеющиеся дизельные электростанции.

В Усть-Кутском районе рассматривались возможные створы МГЭС для с. Орлинга, с. Тарасово (в настоящее время нежилое), с. Боярск, с. Омолой и д. Таюра, труднодоступных в транспортном отношении, находящихся на расстоянии 60–80 км от точек возможного подключения к энергосистеме. Для вариантов электроснабжения от МГЭС были оценены возможности водотоков (притоков р. Лена) вблизи этих населенных пунктов. В рамках выполнения Региональной программы [24] проектировщиками ЗАО «Гидроэнергопром» на основе рекогносцировочных обследований сделано заключение, что на рассмотренных водотоках могут использоваться МГЭС на естественном стоке с деривационными схемами создания напора, и оценены предварительные мощности станций (таблица 3.6) [26].

Таблица 3.6 – Перечень створов для сооружения МГЭС в Усть-Кутском районе

Населенный пункт	Водоток	Расстояние от устья, км	Предполагаемая мощность МГЭС, кВт
п. Орлинга	р. Орлинга	3	100
с. Боярск	р. Ига	3,5	66
с. Омолой	р. Нора	1,5	66
д. Таюра	ручей Вознесенский ключ	-	33
с. Тарасово	р. Верхняя Кытыма	2,5	12

По результатам расчетов в ценах периода 1998–2000 гг. в д. Таюра и с. Тарасово схемы электроснабжения с применением МГЭС являются неэффективными в силу высокой капиталоемкости, обусловленной большими затратами на сооружение перехода ВЛ через р. Лену. Строительство МГЭС для электроснабжения с. Омолой экономически неэффективно вследствие ограниченности гидроресурсов р. Нора и незначительной доли вытеснения дизельного топлива.

В схемах электроснабжения с применением МГЭС для населенных пунктов Орлинга и Боярск величина ежегодных дотаций на выравнивание тарифов в ценовых условиях того периода значительно ниже, чем при существующих ДЭС. Окупаемость проектов строительства МГЭС обеспечивается за счет снижения кумулятивных бюджетных дотаций.

В Катангском районе были рекомендованы к дальнейшей проработке и обоснованию проекты сооружения МГЭС на притоках р. Нижней Тунгуски [23, 25]. По результатам исследований в качестве потенциальных были рекомендованы проекты сооружения МГЭС без концентрации напора – погружных, наплавных или подвесных гирляндных, работающих при небольших скоростях течения реки, для электроснабжения мелких населенных пунктов, прежде всего сс. Токма, Бур, Ика, Оськино, Тетея, учитывая их удаленность и труднодоступность. В материалах Дирекции по проектированию филиал ООО «РУС-Инжиниринг» [27] по анализу возможности строительства мини-ГЭС на реках Иркутской области намечено несколько створов для размещения МГЭС с целью вытеснения дальнепривозного дизельного топлива дополнительно к ДЭС в пп. Ербогачен и Преображенка.

В Нижнеудинском районе (Тофалария) рассмотрено строительство МГЭС деривационного типа для сел Алыгджер (100 кВт) и Верхняя Гутара (130 кВт) [22, 24, 27].

Кроме того, радом организаций выполнялись предварительные проработки проектов сооружения МГЭС для энергоснабжения с. Ермаки Казачинско-Ленского района и с. Октябрьский Усольского района [27] в сравнении с вариантом централизованного электроснабжения от энергосистемы. В работе ЗАО «Гидроэнергопром» [26] указывались в качестве потенциальных мест размещения МГЭС с. Визирный Киренского района и с. Вершина Тутуры Качугского района.

В различные годы ЗАО «Гидроэнергопром» были разработаны рабочие проекты и оценена эффективность инвестиций в МГЭС мощностью 800 кВт руслового типа на р. Киренга для с. Карам Казачинско-Ленского района [28]–[30].

Интерес к строительству МГЭС для электроснабжения децентрализованных потребителей в тот период объясняется относительно невысокими, учитывая отсутствие сооружения плотин, по сравнению с другими типами ВИЭ капитальными затратами. Для сравнения: цены на оборудование для солнечных электростанций были в 3–5 раза выше, чем для МГЭС.

Следует отметить, что ЗАО «Гидроэнергопром» были выполнены обоснования использования более крупных плотинных ГЭС для выдачи электроэнергии в иркутскую энергосистему, створы которых расположены в предгорьях Восточных Саян.

Разработано обоснование инвестиций в строительство каскада из трех ГЭС на р. Иркут [31]. Суммарная мощность каскада составила 188 МВт, створы удалены от линий электропередачи и от автодорог на 6–11 км.

В предпроектных проработках строительства ГЭС на левобережных притоках р. Ангары (реки Китой, Белая, Ока, Ия) [32] выявлена техническая возможность строительства 8 ГЭС общей мощностью 397 МВт. В работе рекомендовано строительство семи перспективных ГЭС суммарной мощностью 360 МВт. При этом указано, что створы удалены от линий электропередачи на 65–100 км, к ним отсутствуют подъездные автодороги и для выдачи электроэнергии необходимо строительство 491 км ВЛ 220 кВ и более 100 км подъездных путей. Недостаточная проработанность проектных и технических решений сооружения ГЭС на притоках р. Ангары не позволило сделать однозначный вывод об экономической целесообразности их строительства. Однако дальнейшее рассмотрение этих проектов может быть обосновано, прежде всего, повышением надежности электроснабжения в районах размещения ГЭС (возможно значительно меньшей мощности), учитывая, что створы расположены недалеко от концевых потребителей распределительных сетей.

Существенным преимуществом этих проектов является возможность их реализации по механизмам договоров предоставления мощности (ДПМ), поскольку в перечень проектов ДПМ могут быть включены только проекты сооружения ВИЭ мощностью более 5 МВт. Механизмы ДПМ являются в значительной степени поддержкой развития генерирующих мощностей возобновляемых источников энергии.

На современном уровне для оценки эффективности сооружения МГЭС для электроснабжения децентрализованных потребителей необходимо актуализировать не только ценовые показатели, но и рекогносцировочные обследования для уточнения гидрологических характеристик водотоков (годовой сток, внутригодовое распределение стока и т. д.), мощности МГЭС и объема строительно-монтажных работ. Результаты проведенных ранее исследований можно рассматривать в качестве предпосылок для проведения дальнейших разработок с привлечение проектных организаций соответствующего профиля.

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ ОБЛАСТИ К ЭНЕРГОСИСТЕМЕ С ОЦЕНКОЙ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА

При обосновании подключения к энергосистеме населенных пунктов области с децентрализованным электроснабжением выполнен анализ инвестиционных программ сетевых компаний на территории области и проведена оценка сравнительной эффективности альтернативных вариантов электроснабжения для с. Алыгджер, поскольку для этого населенного пункта, кроме перехода на централизованное электроснабжение, в качестве альтернативного рассматривался вариант сооружения солнечной электростанции в дополнение к существующей ДЭС (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Оценка сравнительной эффективности подключения к энергосистеме с. Алыгджер

Показатели	Единицы измерения	Вариант		
		ДЭС + СЭС		Подключение к энергосистеме
График электроснабжения		существующее	круглосуточное	круглосуточное
Экономия топлива	т/год	104,1	79,2	305
Цена топлива	тыс. руб./т	57,4	57,4	57,4
Экономия топлива	млн руб./год	6,0	4,5	17,5
Экономия условно-постоянных затрат	млн руб./год	-	-	2,5
Итого экономия затрат	млн руб./год	6,0	4,5	20,0
Капиталовложения	млн руб.	53,5	53,5	397,0*
Простой срок окупаемости	лет	8,9	11,9	19,9

Примечание – оценочно по материалам ТЭО строительства ПС 220/10 ЗАО «Электросетьпроект» (Приложение Е).

Вариант централизованного электроснабжения с. Алыгджер имеет значительно больший срок окупаемости по сравнению с вариантом сооружения солнечной электростанции вследствие капиталоемкости, но он позволяет организовать круглосуточное электроснабжение населенного пункта и полностью отказаться от завоза топлива, тем самым исключив бюджетные субсидии. С этой точки зрения он является более привлекательным

В результате выполненных исследований на период 2020–2024 гг. рекомендован перевод на централизованное электроснабжение шести населенных пунктов области, для которых вопрос подключения к энергосистеме находится на разных стадиях рассмотрения (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Населенные пункты, рекомендуемые к подключению к централизованному электроснабжению в период 2020-2024 гг.

Населенный пункт	Район	Численность населения, чел. На 01.01.2018	Центр питания	Территориальная сетевая организация	Необходимая инфраструктура	Необходимые капиталовложения, млн. рублей	Субсидия из областного бюджета, млн. рублей	Срок окупаемости
с. Подволошино	Катангский	357	ПС НПС-8	Облкоммунэнерго	ВЛ-10 кВ – 17,5 км КЛ-10 кВ – 0,4 км (основная, резервная нитка)			
п. Октябрьский	Усольский	185	Подключение отпайки 10 кВ Новожилкино – Целоты в п. Раздолье	ИЭСК	Новое строительствоВЛ-10 кВ – 23 км, КТП-160-10/0,4 – шк	66,69*	7,9	8,4
п. Манинск		9						
с. Усть-Киренга	Киренский	57	к ПС 110 кВ Макарово	ИЭСК	Строительство ПС 110/10 «Макарово», новое строительство ВЛ-10 кВ – 30 км, КТПН-400-10/0,4кВ	108*	6,6	16,4
д. Пашня		12						
с. Алыгджер	Нижнеудинский	529	к ВЛ 220 кВ Тулун- Туманная	ИЭСК	Новое строительство ПС-220/10 «Алыгджер», ВЛ-10 кВ – 15 км	397**	-	
ИТОГО								

Источник: *согласно проекту инвестпрограммы ОаАО «ИЭСК» на 2020-2024 гг. [37], ** оценочно по ТЭО строительства ПС 220/10 кВ (Приложение Е)

Перевод на централизованное электроснабжение с Подволошино Катангского района предусмотрен инвестпрограммой ОГУЭП «Облкоммунэнерго» за счет строительства ВЛ 10 кВ от НПС-8 ВСТО протяженностью 17,5 км. В настоящее время выполнено строительство участка 10 кВ протяженностью 17,2 км. На 2019 г. запланировано строительство оставшегося участка ВЛ 10 кВ (0,3 км) и прокладка кабельной линии 10 кВ по территории НПС-8 (Приложение Е). Целесообразность подключения к энергосистеме п. Мото-Бодары Черемховского района за счет строительства ВЛ 10 кВ протяженностью 25 км от ПС 35/10 кВ «Тальники» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» не согласовало в связи с высокими финансовыми вложениями.

Для электроснабжения п. Октябрьский и п. Манинск Усольского района в проекте инвестпрограммы ОАО «ИЭСК» на 2020–2024 гг., размещенной на сайте Минэнерго РФ [37], предусмотрено строительство электрической сети 10/0,4кВ протяженностью 23 км от ВЛ 10 кВ Новожилкино – Целоты. Срок строительства 2019–2022 гг.

Для электроснабжения с. Усть-Киренга и д. Пашня Киренского района в проекте инвестпрограммы ОАО «ИЭСК» на 2020-2024 гг. предусмотрено строительство ПС 110/10 кВ Макарово и ВЛ 10 кВ протяженностью 30 км. Срок строительства 2020–2022 гг.

Подключение к централизованному электроснабжению с. Карам Казачинско-Ленского района, п. Озерный Братского района, д. Ключи и с. Аносово Усть-Удинского района, п. Аршан Тулунского района, п. Мото-Бодары Черемховского района, рекомендованных по результатам предварительного исследования для рассмотрения этого варианта электроснабжения, в проекте инвестпрограммы ОАО «ИЭСК» на 2020-2024 гг. не предусмотрено. Как уже отмечалось выше, включение в инвестиционную программу субъектов электроэнергетики мероприятий по обеспечению централизованного электроснабжения возможно только при подаче заявки на техприсоединение к ЕЭС России и наличии соответствующих утвержденных техусловий на ТП.

Перевод на централизованное электроснабжение с. Алыгджер Нижнеудинского района рассматривается в рамках проекта строительства ВЛ 220 кВ Тулун – Туманная и предполагает строительство ПС 220/10 кВ Алыгджер и ВЛ 10 кВ протяженностью 7–12 км (Приложение Е). Планируемый срок строительства ВЛ 220 кВ 2020-2022 гг.

Предварительными расчетами доказана эффективность варианта сооружения солнечной электростанции в с. Алыгджер по сравнению с переводом на централизованное электроснабжение (см. таблицу 4.1). Окончательное решение о перспективном варианте электроснабжения с. Алыгджер возможно принять после более детальных исследований по завершении проекта строительства ВЛ 220 кВ Тулун – Туманная, ПС 220/10 кВ и отпайки ВЛ 10 кВ.

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПЕРЕВОДА ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ ОБЛАСТИ С ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА НА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ С ОЦЕНКОЙ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА

Для технико-экономического обоснования применения возобновляемых источников энергии, в частности солнечных электростанций, проведены расчеты с использованием модельного аппарата, разработанного в ИСЭМ СО РАН.

Исходными данными являются природно-климатические показатели, технические характеристики оборудования и нагрузочные характеристики потребителей.

К природно-климатическим показателям относятся: суммарная солнечная радиация на горизонтальную поверхность и температура воздуха.

Суммарная солнечная радиация пересчитывается на наклонную поверхность солнечных панелей в зависимости от широты местности конкретного пункта. При этом учитывается изменение угла наклона панелей в середине марта на летний период и в начале октября на зимний период.

К техническим характеристикам относятся паспортные данные используемого оборудования и эксплуатационно-технические ограничения.

Комплекс генерации представлен традиционной схемой компоновки и включает в себя: фотоэлектрические преобразователи (ФЭП), сетевые инверторы (СИН), батарейные инверторы (БИН), дизель-генераторы (ДГ), аккумуляторные батареи (АБ).

На рисунке 5.1 приведена упрощенная схема комплекса генерации.

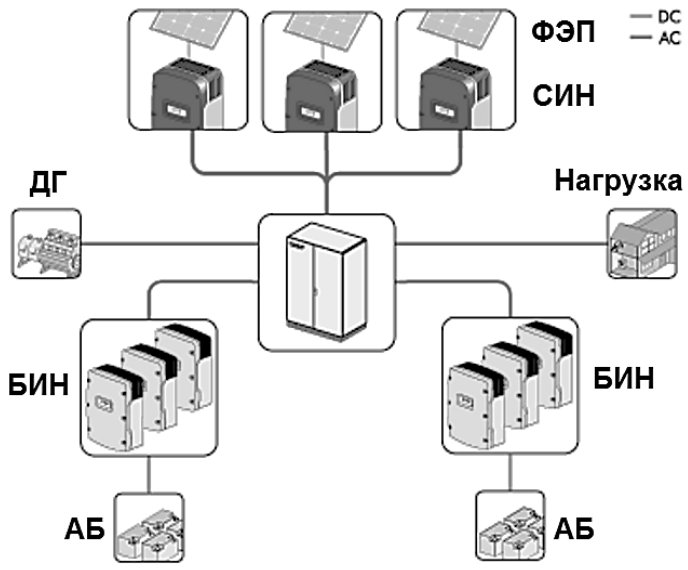


Рисунок 5.1 – Упрощенная схема комплекса генерации.

В расчетах приняты монокристаллические солнечные панели, имеющие более высокий КПД, аккумуляторные батареи - свинцово-кислотные панцирного типа (OPzS + система циркуляции электролита) российского производства.

Паспортные данные используемого при моделировании оборудования приведены в таблицах 5.1–5.4.

Таблица 5.1 – Паспортные данные монокристаллических солнечных панелей [33]

Показатель	Единица измерения	Значение
Установленная мощность	кВт	0,250
КПД	%	16
Площадь	м²	1,63
Напряжение ХХ	В	37,35
Напряжение МРРТ	В	31,65
Ток КЗ	А	8,45
Ток МРРТ	А	7,9
Температура эксплуатации	°С	-40 +85
Температурный коэффициент для *P*	о.е./ °С	0,005
Температурный коэффициент для *I*	о.е./ °С	0,0038

Таблица 5.2 – Паспортные данные сетевых инверторов [34]

Показатель	Единица измерения	Значение
Уст. мощность	кВт	10-25
КПД	%	90 - 95
Напряжение входное max	В	1000
Напряжение входное min	В	190
Напряжение МРРТ	В	320 - 800
Напряжение оптимальное	В	600
Ток входной max (на 1 ввод)	А	11
Ток выходной max (на 1 фазу)	А	29
Температура эксплуатации	°С	-25 +60

Таблица 5.3 – Паспортные данные панцирных свинцово-кислотных аккумуляторных батарей [35]

Показатель	Единица измерения	Тип АБ
		OPzS
Номинальное напряжение	В	2
Ёмкость (С10)	А·ч	2952
Вес	кг	213
Кол-во циклов (DOD 30%)	число	4500
Кол-во циклов (DOD 50%)	число	2800
Кол-во циклов (DOD 80%)	число	1200
Предельный срок эксплуатации	лет	20

Таблица 5.4 – Паспортные данные батарейного инвертора [36]

Показатель	Единица измерения	Значение
Уст. мощность	кВт	45-60
Напряжение АБ	В	48
КПД	%	90-95
Темп. экспутации	°С	-25 +50
Вес	кг	183

Алгоритм работы данного комплекса генерации включает в себя следующие положения:

– Если генерации от возобновляемых источников энергии достаточно, то необходимое количество энергии идет напрямую потребителю, а излишняя энергия аккумулируется.

– Если энергии от возобновляемых источников недостаточно для прямого снабжения потребителя, то необходимое количество восполняется от аккумуляторных батарей.

– Если аккумуляторная батарея разряжается до порогового значения (20–30% от установленной емкости), то подается сигнал на включение дизель-генератора. При этом дизель-генератор включается на мощность, покрывающую недостаток нагрузки потребителя и максимальное значение для зарядки аккумуляторных батарей.

Математическое моделирование комплекса генерации позволяет определить режимные и технико-экономические показатели состава оборудования.

При этом выполняются следующие условия:

– Моделирование происходит по природно-климатическим данным рассматриваемых локаций.

– При моделировании комплекса генерации используются паспортные данные оборудования и технические ограничения.

– При моделировании режимов работы солнечных батарей учитываются: изменение КПД, рабочей температуры, выходных напряжения и токов, активной мощности.

– Моделирование выполняется на весь период метеорологических наблюдений с определением режимов работы как отдельных элементов генерации, преобразования, передачи и аккумулирования энергии, так и всей децентрализованной системы.

– После сквозных расчетов на всю глубину периода метеорологических наблюдений полученные параметры усредняются и приводятся к одному году. В то же время работоспособность системы автоматически анализируется относительно каждого часа расчетного периода.

– Если рассматриваемый состав оборудования не отвечает требованиям, характеризующим нормальные режимы работы комплекса генерации, то такой состав оборудования исключается из дальнейших исследований.

При работе в системе комплекса дизель-генераторы включаются на постоянную нагрузку (как показывает практика, близкую к номинальной), что улучшает показатели их функционирования, в связи с чем удельный расход дизельного топлива в расчетах снижен до 225 г/кВт•ч. Такое допущение не завышает экономические оценки применения СЭС.

В расчетах учитывались потери при трансформации электроэнергии во всех элементах оборудования.

Экономическая эффективность применения солнечных электростанций определялась исходя из снижения годового расхода дизельного топлива за счет выработки электроэнергии фотоэлектрическими преобразователями. Цена дизельного топлива принята по данным муниципальных образований (Приложение Б) на 2018 г. с учетом доставки до потребителя.

Рассматривались два варианта электроснабжения децентрализованных потребителей с применением солнечных электростанций.

В первом варианте, поскольку СЭС является дополнительным источником электроэнергии с комплектацией оборудования, позволяющего аккумулировать вырабатываемую электроэнергию, реализована возможность круглосуточного электроснабжения потребителей. В этом варианте в населенных пунктах, где график снабжения электроэнергией осуществляется не полные сутки, электропотребление увеличено в соответствующей пропорции. Мощность выбираемого оборудования СЭС оптимизируется для каждого населенного пункта.

Во втором варианте сохраняется существующий суточный режимом электроснабжения и также оптимизируется мощность оборудования СЭС. Следует отметить, что в населенных пунктах Ключи и Подволочное рассчитывался один вариант, поскольку в настоящее время осуществляется практически круглосуточное электроснабжение: 24 и 21 час. в сутки соответственно.

В расчетах не учитывался перспективный рост (изменение) ценовых показателей, результаты являются оценочными и определяют порядок полученных значений. Это не уменьшает значимости результатов, поскольку относительная эффективность применения СЭС в представленных населенных пунктах не изменится, что дает возможность определить приоритетность выбираемых для дальнейшего более детального рассмотрения применения солнечных электростанций в рамках разработки проектов.

В таблицах 5.5–5.25 представлены результаты расчетов экономической эффективности в 7 населенных пунктах для двух вариантов электроснабжения потребителей.

1) с. Верхняя Гутара (Нижнеудинский район)

Таблица 5.5 – Установленная мощность оборудования комплекса

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Установленная мощность, кВт ФЭП	250	120
ДЭС	250	250
СИН	250	120
БИН	300	240
АБ (кВт·ч)	1498	1152

Таблица 5.6 – Основные показатели функционирования комплекса

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Потребление, тыс. кВт•ч	865	550
Время работы ДЭС, час/год	2894	2032
Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт•ч	242	112
в том числе: прямое снабжение потребителя	175	39
на зарядку аккумуляторных батарей	67	73
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт•ч	723	508
в том числе: прямое снабжение потребителя	339	263
на зарядку аккумуляторных батарей	384	245
Потери	100	70
Количество циклов заряд/разряд АБ в год	300	276
Предельное количество циклов АБ	2100	2300
Количество лет работы АБ без замены	7	9

Таблица 5.7 – Экономические показатели вариантов электроснабжения

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Капиталовложения, всего, млн руб.	41,1	26,9
в том числе: ФЭП	15,0	7,2
АБ	21,2	16,3
СИН	2,0	1,0
БИН	2,9	2,4
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.	12,3	8,1
Итого стоимость проекта, млн руб.	53,4	35,0
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год	237,8	170,6
Потребления топлива с применением СЭС, т/год	162,8	114,3
Экономия топлива относительно существующей схемы электроснабжения, т/год	75,0	56,3
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %	32	33
Цена топлива, тыс. руб./т	57,4	57,4
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.	4,3	3,2
Срок окупаемости проекта, лет	12	11

2) с. Алыгджер (Нижнеудинский район)

Таблица 5.8 – Установленная мощность оборудования комплекса

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Установленная мощность, кВт ФЭП	250	250
ДЭС	250	250
СИН	200	200
БИН	300	300
АБ (кВт·ч)	1498	1498

Таблица 5.9 – Основные показатели функционирования комплекса

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Потребление, тыс. кВт•ч	1107	695
Время работы ДЭС, час/год	4009	2274
Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт•ч	220	220
в том числе: прямое снабжение потребителя	163	135
на зарядку аккумуляторных батарей	57	85
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт•ч	1002	568
в том числе: прямое снабжение потребителя	537	231
на зарядку аккумуляторных батарей	465	337
Потери	115	93
Количество циклов заряд/разряд АБ в год	348	282
Предельное количество циклов АБ	2100	2100
Количество лет работы АБ без замены	6	8

Таблица 5.10 – Экономические показатели вариантов электроснабжения

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Капиталовложения, всего, млн руб.	41,2	41,2
в том числе: ФЭП	15,0	15,0
АБ	21,2	21,2
СИН	2,0	2,0
БИН	3,0	3,0
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.	12,3	12,3
Итого стоимость проекта, млн руб.	53,5	53,5
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год	304,7	232,0
Потребления топлива с применением СЭС, т/год	225,5	127,9
Экономия топлива относительно существующей схемы электроснабжения, т/год	79,2	104,1
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %	30	45
Цена топлива, тыс. руб./т	57,4	57,4
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.	4,5	6,0
Срок окупаемости проекта, лет	12	9

3) с. Хамакар (Катангский район)

Таблица 5.11 – Установленная мощность оборудования комплекса

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Установленная мощность, кВт ФЭП	100	70
ДЭС	30	30
СИН	100	70
БИН	120	120
АБ (кВт·ч)	461	461

Таблица 5.12 – Основные показатели функционирования комплекса

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Потребление, тыс. кВт•ч	150	100
Время работы ДЭС, час/год	3172	2111

Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт•ч	73	54
в том числе: прямое снабжение потребителя	44	28
на зарядку аккумуляторных батарей	29	26
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт•ч	95	63
в том числе: прямое снабжение потребителя	53	18
на зарядку аккумуляторных батарей	42	45
Потери	18	17
Количество циклов заряд/разряд АБ в год	157	154
Предельное количество циклов АБ	3100	3300
Количество лет работы АБ без замены	20	20

Таблица 5.13 – Экономические показатели вариантов электроснабжения

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Капиталовложения, всего, млн руб.	14,5	12,5
в том числе: ФЭП	6,0	4,2
АБ	6,5	6,5
СИН	0,8	0,6
БИН	1,2	1,2
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.	4,4	3,8
Итого стоимость проекта, млн руб.	18,9	16,3
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год	41,5	24,5
Потребления топлива с применением СЭС, т/год	21,4	14,3
Экономия топлива относительно существующей схемы электроснабжения, т/год	20,1	10,2
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %	48	42
Цена топлива, тыс. руб./т	68,4	68,4
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.	1,4	0,7
Срок окупаемости проекта, лет	14	23

4) с. Бур (Катангский район)
Таблица 5.14 – Установленная мощность оборудования комплекса

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Установленная мощность, кВт ФЭП	100	50
ДЭС	200	200
СИН	100	50
БИН	225	180
АБ (кВт·ч)	1037	691

Таблица 5.15 – Основные показатели функционирования комплекса

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Потребление, тыс. кВт•ч	386	277
Время работы ДЭС, час/год	1834	1387
Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт•ч	86	37
в том числе: прямое снабжение потребителя	66	13
на зарядку аккумуляторных батарей	20	24
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт•ч	356	277
в том числе: прямое снабжение потребителя	111	130
на зарядку аккумуляторных батарей	245	147
Потери	56	37
Количество циклов заряд/разряд АБ в год	255	249
Предельное количество циклов АБ	2300	3100
Количество лет работы АБ без замены	10	13

Таблица 5.16 – Экономические показатели вариантов электроснабжения

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Капиталовложения, всего, млн руб.	23,8	15
в том числе: ФЭП	6,0	3,0
АБ	14,7	9,8
СИН	0,8	0,4
БИН	2,3	1,8
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.	7,1	4,5
Итого стоимость проекта, млн руб.	30,9	19,5
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год	106,0	73,6
Потребления топлива с применением СЭС, т/год	80,0	62,4
Экономия топлива относительно существующей схемы электроснабжения, т/год	26,0	11,2
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %	25	15
Цена топлива, тыс. руб./т	50,6	50,6
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.	1,3	0,6
Срок окупаемости проекта, лет	24	32

5) д. Ключи (Усть-Удинский район)
Таблица 5.17 – Установленная мощность оборудования комплекса

Показатель	Значение
Установленная мощность, кВт ФЭП	100
ДЭС	150
СИН	100
БИН	120
АБ (кВт·ч)	461

Таблица 5.18 – Основные показатели функционирования комплекса

Показатель	Значение
Потребление, тыс. кВт•ч	182
Время работы ДЭС, час/год	680
Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт•ч	103
в том числе: прямое снабжение потребителя	73
на зарядку аккумуляторных батарей	30
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт•ч	102
в том числе: прямое снабжение потребителя	23
на зарядку аккумуляторных батарей	79
Потери	23
Количество циклов заряд/разряд АБ в год	236
Предельное количество циклов АБ	2900
Количество лет работы АБ без замены	13

Таблица 5.19 – Экономические показатели вариантов электроснабжения

Показатель	Значение
Капиталовложения, всего, млн руб.	14,5
в том числе: ФЭП	6,0
АБ	6,5
СИН	0,8
БИН	1,2
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.	4,4
Итого стоимость проекта, млн руб.	18,9
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год	39,3
Потребления топлива с применением СЭС, т/год	23,0
Экономия топлива относительно существующей схемы электроснабжения, т/год	16,3
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %	41
Цена топлива, тыс. руб./т	52,7
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.	0,9
Срок окупаемости проекта, лет	21

6) с. Подволочное (Усть-Удинский район)
Таблица 5.20 – Установленная мощность оборудования комплекса

Показатель	Значение
Установленная мощность, кВт ФЭП	190
ДЭС	300
СИН	190
БИН	225
АБ (кВт·ч)	922

Таблица 5.21 – Основные показатели функционирования комплекса

Показатель	Значение
Потребление, тыс. кВт•ч	357
Время работы ДЭС, час/год	778
Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт•ч	171
в том числе: прямое снабжение потребителя	116
на зарядку аккумуляторных батарей	55
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт•ч	233
в том числе: прямое снабжение потребителя	55
на зарядку аккумуляторных батарей	178
Потери	47
Количество циклов заряд/разряд АБ в год	254
Предельное количество циклов АБ	2300
Количество лет работы АБ без замены	9

Таблица 5.22 – Экономические показатели вариантов электроснабжения

Показатель	Значение
Капиталовложения, всего, млн руб.	28,4
в том числе: ФЭП	11,4
АБ	13,1
СИН	1,6
БИН	2,3
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.	8,5
Итого стоимость проекта, млн руб.	36,9
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год	109,0
Потребления топлива с применением СЭС, т/год	52,5
Экономия топлива относительно существующей схемы электроснабжения, т/год	56,5
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %	52
Цена топлива, тыс. руб./т	52,7
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.	3,0
Срок окупаемости проекта, лет	12

7) с. Вершина Тутуры (Качугский район)
Таблица 5.23 – Установленная мощность оборудования комплекса

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Установленная мощность, кВт ФЭП	150	120
ДЭС	90	90
СИН	150	120
БИН	180	120
АБ (кВт·ч)	691	461

Таблица 5.24 – Основные показатели функционирования комплекса

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Потребление, тыс. кВт•ч	258	172
Время работы ДЭС, час/год	1771	1081
Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт•ч	134	100
в том числе: прямое снабжение потребителя	79	49
на зарядку аккумуляторных батарей	55	51
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт•ч	159	98
в том числе: прямое снабжение потребителя	67	36
на зарядку аккумуляторных батарей	92	62
Потери	35	26
Количество циклов заряд/разряд АБ в год	213	244
Предельное количество циклов АБ	2900	2900
Количество лет работы АБ без замены	14	12

Таблица 5.25 – Экономические показатели вариантов электроснабжения

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
Капиталовложения, всего, млн руб.	21,8	15,9
в том числе: ФЭП	9,0	7,2
АБ	9,8	6,5
СИН	1,2	1,0
БИН	1,8	1,2
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.	6,5	4,8
Итого стоимость проекта, млн руб.	28,3	20,7
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год	71,0	48,3
Потребления топлива с применением СЭС, т/год	35,9	21,9
Экономия топлива относительно существующей схемы электроснабжения, т/год	35,1	26,4
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %	49	55
Цена топлива, тыс. руб./т	43,0	43,0
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.	1,5	1,1
Срок окупаемости проекта, лет	19	19

Анализ результатов расчетов показывает:

– вариант с круглосуточным электроснабжением является менее предпочтительным как по срокам окупаемости, так и по объемам инвестирования проектов;

– процент экономии топлива в среднем составляет 30–50% независимо от показателей гелиопотенциала, что объясняется оптимизацией мощности оборудования СЭС в каждом конкретном случае;

– сроки окупаемости в большей степени зависят от величины населенного пункта – для более мелких поселений сроки окупаемости выше, это обусловлено небольшими объемами экономии топлива относительно стоимости оборудования; при этом в таких населенных пунктах (сс. Хамакар и Бур Катангского района) с повышением суточного графика электроснабжения до 24 час. сроки окупаемости существенно снижаются;

– на основании расчетных показателей эффективности первоочередными пунктами для разработки проектов сооружения СЭС можно обозначить: с. Верхняя Гутара и с. Алыгджер (Нижнеудинский район), с Подволочное (Усть-Удинский район), с. Вершина Тутуры (Качугский район), имеющие наименьшие сроки окупаемости.

Продолжение в № 113

ОБЪЯВЛЕНИЕ

о приеме документов для участия в конкурсе на включение в кадровый резерв для замещения должностей государственной гражданской службы Иркутской области в службе потребительского рынка и лицензирования Иркутской области

Служба потребительского рынка и лицензирования Иркутской области объявляет конкурс на включение в кадровый резерв для замещения должностей государственной гражданской службы Иркутской области (далее – должность областной гражданской службы):

1. Начальник отдела по лицензированию розничной продажи алкогольной продукции – ведущая группа должностей категории «руководители»;

2. Заместитель начальника отдела по лицензированию розничной продажи алкогольной продукции – ведущая группа должностей категории «руководители»;

3. Начальник отдела развития потребительского рынка - ведущая группа должностей категории «руководители»;

4. Начальник отдела по лицензированию заготовки, хранения, переработки и реализации лома черных металлов, цветных металлов - ведущая группа должностей категории «руководители»;

5. Начальник отдела декларирования розничной продажи алкогольной продукции - ведущая группа должностей категории «руководители»;

6. Заместитель начальника отдела декларирования розничной продажи алкогольной продукции - ведущая группа должностей категории «руководители».

1. Требования к гражданину (государственному гражданскому служащему Иркутской области) на включение в кадровый резерв областной гражданской службы для замещения должности начальника отдела по лицензированию розничной продажи алкогольной продукции):

1) гражданство Российской Федерации;

2) достижение возраста 18 лет;

3) владение государственным языком Российской Федерации;

4) базовые квалификационные требования:

а) к уровню профессионального образования:

высшее профессиональное образование, подтверждаемое присвоением квалификации (степени) «магистр», «бакалавр», «специалитет»;

высшее профессиональное образование, подтверждаемое присвоением квалификации (степени) «бакалавр» - бакалавриат;

высшее профессиональное образование, подтверждаемое присвоением квалификации (степени) «специалист», «магистр»- подготовка специалиста или магистратура;

высшее образование - бакалавриат, специалитет, магистратура.

Квалификационные требования к стажу государственной гражданской службы или работы по указанным специальностям, направлению подготовки составляет не менее двух лет;

б) к базовым знаниям и умениям, необходимым для исполнения должностных обязанностей:

- гражданский служащий должен обладать следующими базовыми знаниями и умениями:

знанием государственного языка Российской Федерации (русского языка); знаниями основ: Конституции Российской Федерации, Федерального закона от 27 мая 2003 года № 58-ФЗ «О системе государственной службы Российской Федерации», Федерального закона от 27 июля 2004 года № 79-ФЗ «О государственной гражданской службе Российской Федерации», Федерального закона от 25 декабря 2008 года № 273-ФЗ «О противодействии коррупции», Федерального закона от 6 октября 1999 года № 184-ФЗ «Об общих принципах организации законодательных (представительных) и исполнительных органов государственной власти субъектов Российской Федерации», Федерального закона от 27 июля 2006 года № 152-ФЗ «О персональных данных», Федерального закона от 27 июля 2006 года № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации», Федерального закона от 9 февраля 2009 года № 8-ФЗ «Об обеспечении доступа к информации о деятельности государственных органов и органов местного самоуправления»; Закона Иркутской области от 4 апреля 2008 года № 2-оз «Об отдельных вопросах государственной гражданской службы Иркутской области»; инструкции по делопроизводству в системе исполнительных органов государственной власти Иркутской области от 10 августа 2016 года № 179-уг; кодекс этики и служебного поведения работников службы потребительского рынка и лицензирования Иркутской области;

- профессионально-функциональными знаниями в сфере законодательства Российской Федерации: Федерального закона от 22 ноября 1995 года № 171-ФЗ «О государственном регулировании производства и оборота этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции и об ограничении потребления (распития) алкогольной продукции», Федерального закона от 26 декабря 2008 года № 294-ФЗ «О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при осуществлении государственного контроля (надзора) и муниципального контроля», Федерального закона от 27 июля 2010 года № 210-ФЗ «Об организации предоставления государственных и муниципальных услуг», Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях (статьи 14.6 (часть 2), 14.16 (части 2-3), 14.17, 14.19, 15.12 (часть 4), 19.4 (часть 6), 19.4.1, 19.5 (часть 22), 19.6, 19.7, 20.25, раздел IV), Налогового кодекса Российской Федерации (статьи 333.16-333.18, 333.33, 333.40), постановления Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2012 года № 1425 «Об определении органами государственной власти субъектов Российской Федерации мест массового скопления граждан и мест нахождения источников повышенной опасности, в которых не допускается розничная продажа алкогольной продукции, а также определении органами местного самоуправления границ прилегающих к некоторым организациям и объектам территорий, на которых не допускается розничная продажа алкогольной продукции», постановления Правительства Российской Федерации от 14 августа 2012 года № 824 «Об аннулировании лицензий на производство и оборот этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции во внесудебном порядке», постановления Правительства Российской Федерации от 17 июля 2012 года № 723 «О государственном сводном реестре выданных, приостановленных и аннулированных лицензий на производство и оборот этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции», постановления Правительства Российской Федерации от 21 декабря 2005 года № 785 «О маркировке алкогольной продукции федеральными специальными марками», постановления Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2015 года № 1459 «О функционировании единой государственной автоматизированной информационной системы учета объема производства и оборота этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции», постановление Правительства Российской Федерации от 28 сентября 2015 года № 1027 «О реализации мер по пресечению незаконных производства и (или) оборота этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции», приказа Росалкогольрегулирования от 12 ноября 2015 года № 359 «О форме лицензии на производство и оборот этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции», приказа Росалкогольрегулирования от 12 июля 2012 года № 191«Об утверждении образцов, перечня реквизитов и элементов защиты федеральных специальных марок», постановления Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2015 года № 864 «О справке к товарно-транспортной накладной на этиловый спирт (за исключением фармацевтической субстанции спирта этилового (этанола), алкогольную и спиртосодержащую продукцию», постановление Правительства Российской Федерации от 28 апреля 2015 года № 415 «О Правилах формирования и ведения единого реестра проверок», Закона Иркутской области от 17 июня 2008 года № 26-ОЗ «О наделении органов местного самоуправления отдельными государственными полномочиями в области производства и оборота этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции», постановления Правительства Иркутской области от 14 октября 2011 года № 313-пп «Об установлении требований и ограничений в сфере розничной продажи алкогольной продукции на территории Иркутской области», Инструкции по делопроизводству в системе исполнительных органов государственной власти Иркутской области, утвержденной указом Губернатора Иркутской области от 10 августа 2016 года № 179-уг, положения о службе, утвержденное постановлением Правительства Иркутской области от 18 мая 2010 года № 111-пп, приказа службы 12 ноября 2012 года № 26-спр «Об утверждении Административного регламента предоставления государственной услуги по выдаче, переоформлению, продлению срока действия, прекращению действия лицензии на розничную продажу алкогольной продукции на территории Иркутской области», приказа службы 23 мая 2012 года № 14-спр «Об утверждении Административного регламента исполнения государственной функции по лицензионному контролю за розничной продажей алкогольной продукции на территории Иркутской области», служебный распорядок службы, Кодекс этики и служебного поведения работников службы, иные правовые акты в соответствии с функциональными обязанностями замещаемой должности государственной гражданской службы Иркутской области; приказ службы потребительского рынка и лицензирования Иркутской области от 9 февраля 2016 года № 4-спр «О служебном распорядке службы потребительского рынка и лицензирования Иркутской области»;

Знания и умения в области информационно-коммуникационных технологий

- гражданский служащий должен обладать профессионально-функциональными умениями: работать с внутренними и периферийными устройствами компьютера, с информационно-телекоммуникационными сетями, в том числе сетью Интернет, в операционной системе, системе управления электронной почтой, в текстовом редакторе, с электронными таблицами, базами данных, с системами взаимодействия с гражданами и организациями, системами межведомственного взаимодействия, системами управления государственными информационными ресурсами, информационно-аналитическими системами, обеспечивающими сбор, обработку, хранение и анализ данных, сохранять высокую работоспособность в экстремальных условиях, при необходимости выполнять работу в короткие сроки, ясно, связанно и логично излагать мысли без допущения грамматических, орфографических, пунктуационных и стилистических ошибок;

- общих вопросов в области информационной безопасности.

в) профессионально-функциональные требования:

высшее образование по специальности, направлению подготовки «Юриспруденция».

Должностные обязанности, ответственность, права, показатели эффективности и результативности профессиональной служебной деятельности

Гражданский служащий обязан исполнять основные обязанности, ограничения и запреты, установленные статьями 14,15,16,17,18 Федерального закона от 27 июля 2004 года № 79-ФЗ «О государственной гражданской службе Российской Федерации» и иные обязанности, предусмотренные другими положениями названного Федерального закона, Федерального закона «О противодействии коррупции», «О персональных данных», иными нормативными правовыми актами.

Гражданский служащий в соответствии с задачами и функциями отдела исполняет следующие должностные обязанности в сферах:

- обеспечения государственного регулирования оборота этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции на территории Иркутской области;

- обеспечения осуществления лицензионного контроля за розничной продажей алкогольной продукции и розничной продажей алкогольной продукции при оказании услуг общественного питания (за исключением лицензионного контроля за производством, поставками, хранением и розничной продажей произведенной сельскохозяйственными товаропроизводителями винодельческой продукции).

В указанных сферах, в пределах компетенции Службы, гражданский служащий обязан:

- осуществлять руководство и организовывать деятельность отдела, в том числе:

- планировать деятельность отдела;

- распределять обязанности между сотрудниками;

- осуществлять анализ, координацию, контроль за профессиональной деятельностью сотрудников, в том числе по надлежащему исполнению обязанностей, соблюдению ими служебного распорядка, служебной дисциплины при выполнении должностных обязанностей;

- оказывать помощь сотрудникам в организации их работы;

осуществлять:

- подготовку должностных регламентов сотрудников;

- проверку на соответствие законодательству проектов документов, подготовленных сотрудниками;

- контроль за соблюдением сотрудниками законодательства при подготовке к рассмотрению материалов дел об административных правонарушениях в области розничной продажи алкогольной продукции, о приостановлении (возобновлении) действия лицензий, об аннулировании лицензий;

- контроль за внесением сотрудниками отдела сведений о плановых и внеплановых проверках лицензиатов и их результатах в Федеральную государственную информационную систему «Единый реестр проверок» в сроки, установленные законодательством;

- текущий контроль за полнотой и качеством предоставления государственной услуги по выдаче, переоформлению, продлению срока действия, прекращению действия лицензий (далее – государственная услуга), исполнения государственной функции по лицензионному контролю за розничной продажей алкогольной продукции (далее – государственная функция) сотрудниками отдела;

- контроль за соблюдением установленного порядка рассмотрения обращений граждан Российской Федерации, иностранных граждан и лиц без гражданства, объединений граждан и юридических лиц по вопросам, входящим в компетенцию отдела;

- в установленном порядке представлять планы работы и отчеты о своей деятельности, о деятельности отдела;

- обеспечивать учет и сохранность бланков строгой отчетности, находящихся в ведении отдела;

- организовывать проведение совещаний, семинаров, конференций по вопросам, входящим в компетенцию отдела, и принимать в них участие;

- организовывать работу по объективному, всестороннему и своевременному рассмотрению обращений граждан Российской Федерации, иностранных граждан и лиц без гражданства, объединений граждан и юридических лиц по вопросам, входящим в компетенцию отдела, и подготовку ответов на них;

- размещать на официальном сайте Службы в информационно-телекоммуникационной сети достоверную, актуальную и полную информацию по вопросам компетенции отдела;

- осуществлять систематический контроль за достоверностью, актуальностью, полнотой и своевременностью размещения информации на сайте Службы по вопросам компетенции отдела, в том числе плана проведения плановых проверок, а также за доступностью данной информации;

- принимать участие в разработке правовых актов области, формировать предложения к правовым актам области, а также разрабатывать предложения по совершенствованию правовых актов, принимаемых на федеральном уровне;

- организовывать прием заявлений и документов на выдачу (переоформление, продление срока действия, прекращение действия) лицензий на розничную продажу алкогольной продукции, на розничную продажу алкогольной продукции при оказании услуг общественного питания (далее – лицензия) на территории Иркутской области, за исключением муниципальных образований Иркутской области, которым в соответствии с Законом Иркутской области от 17 июня 2008 года № 26-ОЗ «О наделении органов местного самоуправления отдельными государственными полномочиями в области производства и оборота этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции» переданы отдельные государственные полномочия по лицензированию розничной продажи алкогольной продукции;

- осуществлять взаимодействие с органами прокуратуры по согласованию проведения внеплановых выездных проверок лицензиатов в случаях, предусмотренных законодательством;

- организовывать в порядке и сроки, установленные действующим законодательством, проведение мероприятий по профилактике нарушений обязательных требований, мероприятий по контролю, осуществляемых без взаимодействия с лицензиатами;

- организовывать работу по информированию органов местного самоуправления о лицензиатах, осуществляющих розничную продажу алкогольной продукции на территории соответствующего муниципального образования, в порядке, установленном Правительством Иркутской области;

- консультировать юридических лиц по вопросам лицензирования розничной продажи алкогольной продукции;

- взаимодействовать с территориальными органами федеральных органов исполнительной власти и органами местного самоуправления при предоставлении государственной услуги и исполнении государственной функции;

- осуществлять направление документов и сведений, предусмотренных Указом Президента Российской Федерации от 10.08.2017 № 1486 «О дополнительных мерах по обеспечению единства правового пространства Российской Федерации», строго в срок, установленный данным указом;

- осуществлять ежедневный мониторинг официального сайта общественно-политической газеты «Областная», сетевого издания Иркутской области для официального опубликования нормативных правовых актов Иркутской области, Официального интернет-портала правовой информации (www.pravo.gov.ru) и бумажных экземпляров общественно-политической газеты «Областная» с целью установления факта (момента) официального опубликования нормативных правовых актов службы, подготовленных отделом;

- обеспечивать оперативное взаимодействие с сотрудниками организаций, обеспечивающих официальное опубликование нормативных правовых актов Иркутской области, в целях получения информации о факте (моменте) официального опубликования нормативных правовых актов в случае технических сбоев в работе, связанной с официальным опубликованием нормативных правовых актов Иркутской области;

- обеспечивать сохранность находящихся на исполнении служебных документов;

- исполнять иные обязанности, обеспечивать исполнение иных функций Службы, предусмотренных законодательством, Положением о Службе, а также поручения руководителя Службы, его заместителя, иных должностных лиц, данных в пределах полномочий.

Ответственность за неисполнение (ненадлежащее исполнение) должностных обязанностей

Гражданский служащий несет персональную ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации:

- за неисполнение, ненадлежащее или несвоевременное исполнение должностных обязанностей, предусмотренных настоящим должностным регламентом, правовыми актами;

- за нарушение требований законодательства при обработке персональных данных, требований законодательства об информации, информационных технологиях и о защите информации гражданский служащий несет ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Гражданский служащий имеет право

1) представлять отдел в отношениях с органами государственной власти (государственными органами), органами местного самоуправления, организациями по вопросам, относящимся к задачам и функциям отдела;

2) по поручению руководства запрашивать и получать в установленном порядке необходимую информацию по вопросам, относящимся к задачам и функциям отдела, от органов государственной власти (государственных органов), органов местного самоуправления муниципальных образований, организаций и граждан;

3) участвовать в совещаниях, рабочих группах, заседаниях комиссий, проводимых Правительством Иркутской области, Службой по вопросам, относящимся к задачам и функциям отдела;

4) вносить предложения по материально - техническому обеспечению и другим вопросам, связанным с организацией и совершенствованием деятельности отдела,

5) реализовывать иные права предоставляемые лицу, замещающему должность государственной гражданской службы области в соответствии с федеральным и областным законодательством.

Показатели эффективности и результативности профессиональной служебной деятельности

Для оценки профессиональной служебной деятельности гражданского служащего применяются следующие показатели эффективности и результативности профессиональной служебной деятельности, установленные в соответствии с должностными обязанностями и связанные с исполнением управленческих и иных решений, а также правовым, организационным и документационным обеспечением исполнения указанных решений:

1) количество (объем) выполненных работ от установленного перечня должностных обязанностей;

2) качество выполненных работ;

3) соблюдение сроков выполненных работ;

4) уровень служебной загруженности;

5) характер и сложность выполненных работ;

6) инициативность;

7) качество работы с обращениями граждан;

8) дополнительная ответственность в связи с необходимостью принятия нестандартных решений.

2. Требования к гражданину (государственному гражданскому служащему Иркутской области) на включение в кадровый резерв областной гражданской службы для замещения должности заместителя начальника отдела по лицензированию розничной продажи алкогольной продукции):

1) гражданство Российской Федерации;

2) достижение возраста 18 лет;

3) владение государственным языком Российской Федерации;

4) базовые квалификационные требования:

а) к уровню профессионального образования:

высшее профессиональное образование, подтверждаемое присвоением квалификации (степени) «магистр», «бакалавр», «специалитет»;

высшее профессиональное образование, подтверждаемое присвоением квалификации (степени) «бакалавр» - бакалавриат;

высшее профессиональное образование, подтверждаемое присвоением квалификации (степени) «специалист», «магистр»- подготовка специалиста или магистратура;

высшее образование - бакалавриат, специалитет, магистратура.

Квалификационные требования к стажу государственной гражданской службы или работы по указанным специальностям, направлению подготовки составляет не менее двух лет;

б) к базовым знаниям и умениям, необходимым для исполнения должностных обязанностей:

- гражданский служащий должен обладать следующими базовыми знаниями и умениями:

знанием государственного языка Российской Федерации (русского языка); знаниями основ: Конституции Российской Федерации, Федерального закона от 27 мая 2003 года № 58-ФЗ «О системе государственной службы Российской Федерации», Федерального закона от 27 июля 2004 года № 79-ФЗ «О государственной гражданской службе Российской Федерации», Федерального закона от 25 декабря 2008 года № 273-ФЗ «О противодействии коррупции», Федерального закона от 6 октября 1999 года № 184-ФЗ «Об общих принципах организации законодательных (представительных) и исполнительных органов государственной власти субъектов Российской Федерации», Федерального закона от 27 июля 2006 года № 152-ФЗ «О персональных данных», Федерального закона от 27 июля 2006 года № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации», Федерального закона от 9 февраля 2009 года № 8-ФЗ «Об обеспечении доступа к информации о деятельности государственных органов и органов местного самоуправления»; Закона Иркутской области от 4 апреля 2008 года № 2-оз «Об отдельных вопросах государственной гражданской службы Иркутской области»; инструкции по делопроизводству в системе исполнительных органов государственной власти Иркутской области от 10 августа 2016 года № 179-уг; кодекс этики и служебного поведения работников службы потребительского рынка и лицензирования Иркутской области;

- профессионально-функциональными знаниями в сфере законодательства Российской Федерации: Федерального закона от 22 ноября 1995 года № 171-ФЗ «О государственном регулировании производства и оборота этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции и об ограничении потребления (распития) алкогольной продукции», Федерального закона от 26 декабря 2008 года № 294-ФЗ «О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при осуществлении государственного контроля (надзора) и муниципального контроля», Федерального закона от 27 июля 2010 года № 210-ФЗ «Об организации предоставления государственных и муниципальных услуг», Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях (статьи 14.6 (часть 2), 14.16 (части 2-3), 14.17, 14.19, 15.12 (часть 4), 19.4 (часть 6), 19.4.1, 19.5 (часть 22), 19.6, 19.7, 20.25, раздел IV), Налогового кодекса Российской Федерации (статьи 333.16-333.18, 333.33, 333.40), постановления Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2012 года № 1425 «Об определении органами государственной власти субъектов Российской Федерации мест массового скопления граждан и мест нахождения источников повышенной опасности, в которых не допускается розничная продажа алкогольной продукции, а также определении органами местного самоуправления границ прилегающих к некоторым организациям и объектам территорий, на которых не допускается розничная продажа алкогольной продукции», постановления Правительства Российской Федерации от 14 августа 2012 года № 824 «Об аннулировании лицензий на производство и оборот этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции во внесудебном порядке», постановления Правительства Российской Федерации от 17 июля 2012 года № 723 «О государственном сводном реестре выданных, приостановленных и аннулированных лицензий на производство и оборот этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции», постановления Правительства Российской Федерации от 21 декабря 2005 года № 785 «О маркировке алкогольной продукции федеральными специальными марками», постановления Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2015 года № 1459 «О функционировании единой государственной автоматизированной информационной системы учета объема производства и оборота этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции», постановление Правительства Российской Федерации от 28 сентября 2015 года № 1027 «О реализации мер по пресечению незаконных производства и (или) оборота этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции», приказа Росалкогольрегулирования от 12 ноября 2015 года № 359 «О форме лицензии на производство и оборот этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции», приказа Росалкогольрегулирования от 12 июля 2012 года № 191«Об утверждении образцов, перечня реквизитов и элементов защиты федеральных специальных марок», постановления Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2015 года № 864 «О справке к товарно-транспортной накладной на этиловый спирт (за исключением фармацевтической субстанции спирта этилового (этанола), алкогольную и спиртосодержащую продукцию», постановление Правительства Российской Федерации от 28 апреля 2015 года № 415 «О Правилах формирования и ведения единого реестра проверок», Закона Иркутской области от 17 июня 2008 года № 26-ОЗ «О наделении органов местного самоуправления отдельными государственными полномочиями в области производства и оборота этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции», постановления Правительства Иркутской области от 14 октября 2011 года № 313-пп «Об установлении требований и ограничений в сфере розничной продажи алкогольной продукции на территории Иркутской области», Инструкции по делопроизводству в системе исполнительных органов государственной власти Иркутской области, утвержденной указом Губернатора Иркутской области от 10 августа 2016 года № 179-уг, положения о службе, утвержденное постановлением Правительства Иркутской области от 18 мая 2010 года № 111-пп, приказа службы 12 ноября 2012 года № 26-спр «Об утверждении Административного регламента предоставления государственной услуги по выдаче, переоформлению, продлению срока действия, прекращению действия лицензии на розничную продажу алкогольной продукции на территории Иркутской области», приказа службы 23 мая 2012 года № 14-спр «Об утверждении Административного регламента исполнения государственной функции по лицензионному контролю за розничной продажей алкогольной продукции на территории Иркутской области», служебный распорядок службы, Кодекс этики и служебного поведения работников службы, иные правовые акты в соответствии с функциональными обязанностями замещаемой должности государственной гражданской службы Иркутской области; приказ службы потребительского рынка и лицензирования Иркутской области от 9 февраля 2016 года № 4-спр «О служебном распорядке службы потребительского рынка и лицензирования Иркутской области»;

Знания и умения в области информационно-коммуникационных технологий

- гражданский служащий должен обладать профессионально-функциональными умениями: работать с внутренними и периферийными устройствами компьютера, с информационно-телекоммуникационными сетями, в том числе сетью Интернет, в операционной системе, системе управления электронной почтой, в текстовом редакторе, с электронными таблицами, базами данных, с системами взаимодействия с гражданами и организациями, системами межведомственного взаимодействия, системами управления государственными информационными ресурсами, информационно-аналитическими системами, обеспечивающими сбор, обработку, хранение и анализ данных, сохранять высокую работоспособность в экстремальных условиях, при необходимости выполнять работу в короткие сроки, ясно, связанно и логично излагать мысли без допущения грамматических, орфографических, пунктуационных и стилистических ошибок;

- общих вопросов в области информационной безопасности.

в) профессионально-функциональные требования:

высшее образование по специальности, направлению подготовки «Юриспруденция».

Должностные обязанности, ответственность, права, показатели эффективности и результативности профессиональной служебной деятельности

Гражданский служащий обязан исполнять основные обязанности, ограничения и запреты, установленные статьями 14,15,16,17,18 Федерального закона от 27 июля 2004 года № 79-ФЗ «О государственной гражданской службе Российской Федерации» и иные обязанности, предусмотренные другими положениями названного Федерального закона, Федерального закона «О противодействии коррупции», «О персональных данных», иными нормативными правовыми актами.

Гражданский служащий в соответствии с задачами и функциями отдела исполняет следующие должностные обязанности в сферах:

- обеспечения государственного регулирования оборота этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции на территории Иркутской области;

- обеспечения осуществления лицензионного контроля за розничной продажей алкогольной продукции и розничной продажей алкогольной продукции при оказании услуг общественного питания (за исключением лицензионного контроля за производством, поставками, хранением и розничной продажей произведенной сельскохозяйственными товаропроизводителями винодельческой продукции).

В указанных сферах, в пределах компетенции Службы, гражданский служащий обязан:

- осуществлять прием заявлений и документов на выдачу (переоформление, продление срока действия, прекращение действия) лицензий на розничную продажу алкогольной продукции, розничную продажу алкогольной продукции при оказании услуг общественного питания (далее – лицензия) на территории Иркутской области, за исключением муниципальных образований Иркутской области, которым в соответствии с Законом Иркутской области от 17 июня 2008 года № 26-оз «О наделении органов местного самоуправления отдельными государственными полномочиями в области производства и оборота этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции» переданы отдельные государственные полномочия по лицензированию розничной продажи алкогольной продукции;

- проводить документарные проверки сведений, содержащихся в заявлении и документах соискателя лицензии или лицензиата (далее – заявитель), в целях оценки соответствия таких сведений лицензионным требованиям, в том числе готовить и направлять запросы в органы (организации), которые могут подтвердить подлинность представленных заявителем сведений, документов;

- проводить внеплановые выездные проверки заявителя в целях оценки соответствия лицензионным требованиям торговых объектов, складских помещений, объектов общественного питания, которые используются или предполагается использовать заявителем при осуществлении лицензируемого вида деятельности;

- готовить проекты решений о приостановлении и возобновлении действия лицензий в случаях, предусмотренных законодательством, и уведомлять о принятых решениях лицензиатов, в порядке и сроки, предусмотренные законодательством;

- осуществлять производство по делам об административных правонарушениях в области розничной продажи алкогольной продукции в порядке, предусмотренном законодательством, готовить к рассмотрению в Службе материалы дел об административных правонарушениях в области розничной продажи алкогольной продукции в порядке и сроки, предусмотренные законодательством;

- готовить в суд либо уполномоченный Правительством Российской Федерации федеральный орган исполнительной власти заявления об аннулировании лицензий, иные заявления, отзывы, пояснения и другие документы, необходимые для рассмотрения дел в судах, принимать участие в судебных заседаниях по вопросам, входящим в компетенцию отдела;

- готовить к рассмотрению в службе материалы дел об административных правонарушениях в области розничной продажи алкогольной продукции в порядке и сроки, предусмотренные законодательством;

- осуществлять контроль за соблюдением сотрудниками отдела законодательства при оказании государственной услуги по лицензированию розничной продажи алкогольной продукции, в том числе, визирование проектов решений о проведении документарных, выездных проверок заявителей, о выдаче, переоформлении, продлении срока действия, прекращении действия лицензий или об отказе в выдаче, переоформлении, продлении срока действия лицензий, подготовленных сотрудниками отдела, контроль за соблюдением сотрудниками отдела сроков рассмотрения заявлений и документов на предоставление государственной услуги;

- осуществлять контроль за соответствием требованиям законодательства материалов дел об административных правонарушениях в области розничной продажи алкогольной продукции, о приостановлении (возобновлении) действия лицензий, об аннулировании лицензий, подготовленных сотрудниками отдела, в том числе путем их визирования;

- вести реестр судебных дел по вопросам, входящим в компетенцию отдела, и еженедельно представлять начальнику отдела, либо лицу, исполняющему его обязанности;

- вести учет выдачи сотрудникам отдела лицензионных дел;

- принимать участие в разработке правовых актов области, формировать предложения к правовым актам области, а также разрабатывать предложения по совершенствованию правовых актов, принимаемых на федеральном уровне;

- организовывать в установленном порядке проведение совещаний, семинаров, конференций по вопросам, входящим в компетенцию отдела, и принимать в них участие;

- консультировать юридических лиц по вопросам лицензирования розничной продажи алкогольной продукции;

- взаимодействовать с территориальными органами федеральных органов исполнительной власти и органами местного самоуправления при предоставлении государственной услуги, исполнении государственной функции по лицензионному контролю;

- организовывать и проводить в порядке и сроки, установленные действующим законодательством, мероприятия по профилактике нарушений обязательных требований, в том числе, разработку руководств по соблюдению обязательных требований, а также проводить мероприятия по контролю, осуществляемые без взаимодействия с лицензиатами, осуществлять контроль за исполнением лицензиатами предостережений о недопустимости нарушения обязательных требований;

- осуществлять контроль за соблюдением сотрудниками отдела законодательства при исполнении государственной функции по лицензионному контролю, в том числе визирование проектов решений о проведении внеплановых проверок лицензиатов, о приостановлении, возобновлении (отказе в возобновлении) действия лицензий, о направлении в суд либо уполномоченный Правительством Российской Федерации федеральный орган исполнительной власти заявлений об аннулировании лицензий;

- готовить ежеквартальный отчет о составлении протоколов об административных правонарушениях в сфере лицензирования розничной продажи алкогольной продукции;

- готовить сведения об осуществлении лицензирования розничной продажи алкогольной продукции по форме, утвержденной Федеральной службой государственной статистики, в установленные законодательством сроки (№ 1-лицензирование);

- готовить проекты ответов на запросы органов государственной власти, учреждений, организаций, на жалобы и обращения граждан, юридических лиц по вопросам, входящим в компетенцию отдела;

- осуществлять контроль за внесением сотрудниками отдела сведений о внеплановых проверках лицензиатов и их результатах в Федеральную государственную информационную систему «Единый реестр проверок» в сроки, установленные законодательством;

- готовить сводную информацию о штрафах, наложенных по результатам рассмотрения дел об административных правонарушениях в области розничной продажи алкогольной продукции, мерах, принятых сотрудниками отдела, для обеспечения их оплаты, и ежемесячно представлять начальнику отдела;

- готовить информацию, предусмотренную Соглашением об информационном взаимодействии между Межрегиональным управлением Федеральной службы по регулированию алкогольного рынка по Сибирскому федеральному округу и Правительством Иркутской области, в сроки, установленные соглашением;

- вести реестр штрафов, наложенных по результатам рассмотрения протоколов об административных правонарушениях, составленных сотрудниками отдела, и ежемесячно представлять сотруднику службы, ответственному за ведение бухгалтерского учета;

- готовить отчет о результатах своей профессиональной деятельности в сроки, устанавливаемые руководителем Службы, его первым заместителем, начальником отдела;

- обеспечивать сохранность находящихся на исполнении служебных документов;

- размещать на официальном сайте Службы достоверную, актуальную и полную информацию по вопросам компетенции отдела, в том числе разработанные Службой руководства по соблюдению обязательных требований;

- осуществлять систематический контроль за достоверностью, актуальностью, полнотой и своевременностью размещения информации на сайте Службы по вопросам компетенции отдела, а также за доступностью данной информации;

- осуществлять объективное, всестороннее и своевременное рассмотрение обращений граждан Российской Федерации, иностранных граждан и лиц без гражданства, объединений граждан и юридических лиц по вопросам, входящим в компетенцию отдела, и подготовку ответов на них;

- замещать начальника отдела Службы в его отсутствие;

- осуществлять направление документов и сведений, предусмотренных Указом Президента Российской Федерации от 10.08.2017 № 1486 «О дополнительных мерах по обеспечению единства правового пространства Российской Федерации», строго в срок, установленный данным указом;

- осуществлять ежедневный мониторинг официального сайта общественно-политической газеты «Областная», сетевого издания Иркутской области для официального опубликования нормативных правовых актов Иркутской области, Официального интернет-портала правовой информации (www.pravo.gov.ru) и бумажных экземпляров общественно-политической газеты «Областная» с целью установления факта (момента) официального опубликования нормативных правовых актов Службы, подготовленных отделом;

- обеспечивать оперативное взаимодействие с сотрудниками организаций, обеспечивающих официальное опубликование нормативных правовых актов Иркутской области, в целях получения информации о факте (моменте) официального опубликования нормативных правовых актов в случае технических сбоев в работе, связанной с официальным опубликованием нормативных правовых актов Иркутской области;

- является оператором автоматизированного рабочего места ППО «СУФД» для приема электронных документов;

- исполнять иные обязанности, предусмотренные законодательством, положением об отделе, а также поручения руководителя Службы, его первого заместителя, начальника отдела по текущим вопросам Службы.

Ответственность за неисполнение (ненадлежащее исполнение) должностных обязанностей

Гражданский служащий несет персональную ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации:

- за неисполнение, ненадлежащее или несвоевременное исполнение должностных обязанностей, предусмотренных настоящим должностным регламентом, правовыми актами;

- за нарушение требований законодательства при обработке персональных данных, требований законодательства об информации, информационных технологиях и о защите информации гражданский служащий несет ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Гражданский служащий имеет право

1) представлять отдел в отношениях с органами государственной власти (государственными органами), органами местного самоуправления, организациями по вопросам, относящимся к задачам и функциям отдела;

2) по поручению руководства запрашивать и получать в установленном порядке необходимую информацию по вопросам, относящимся к задачам и функциям отдела, от органов государственной власти (государственных органов), органов местного самоуправления муниципальных образований, организаций и граждан;

3) участвовать в совещаниях, рабочих группах, заседаниях комиссий, проводимых Правительством Иркутской области, Службой по вопросам, относящимся к задачам и функциям отдела;

4) вносить предложения по материально - техническому обеспечению и другим вопросам, связанным с организацией и совершенствованием деятельности отдела,

5) реализовывать иные права предоставляемые лицу, замещающему должность государственной гражданской службы области в соответствии с федеральным и областным законодательством.

Показатели эффективности и результативности профессиональной служебной деятельности

Для оценки профессиональной служебной деятельности гражданского служащего применяются следующие показатели эффективности и результативности профессиональной служебной деятельности, установленные в соответствии с должностными обязанностями и связанные с исполнением управленческих и иных решений, а также правовым, организационным и документационным обеспечением исполнения указанных решений:

1) количество (объем) выполненных работ от установленного перечня должностных обязанностей;

2) качество выполненных работ;

3) соблюдение сроков выполненных работ;

4) уровень служебной загруженности;

5) характер и сложность выполненных работ;

6) инициативность;

7) качество работы с обращениями граждан.

3. **Требования, предъявляемые к гражданину (государственному гражданскому служащему Иркутской области) на замещение должности областной гражданской службы - начальник отдела развития потребительского рынка**

1) гражданство Российской Федерации;

2) достижение возраста 18 лет;

3) владение государственным языком Российской Федерации;

4) базовые квалификационные требования:

а) к уровню профессионального образования:

высшее профессиональное образование, подтверждаемое присвоением квалификации (степени) «магистр», «бакалавр», «специалитет»;

высшее профессиональное образование, подтверждаемое присвоением квалификации (степени) «бакалавр» - бакалавриат;

высшее профессиональное образование, подтверждаемое присвоением квалификации (степени) «специалист», «магистр»- подготовка специалиста или магистратура;

высшее образование - бакалавриат, специалитет, магистратура.

Квалификационные требования к стажу государственной гражданской службы или работы по указанным специальностям, направлению подготовки составляет не менее двух лет;

б) к базовым знаниям и умениям, необходимым для исполнения должностных обязанностей:

- гражданский служащий должен обладать следующими базовыми знаниями и умениями:

знанием государственного языка Российской Федерации (русского языка); знаниями основ: Конституции Российской Федерации, Федерального закона от 27 мая 2003 года № 58-ФЗ «О системе государственной службы Российской Федерации», Федерального закона от 27 июля 2004 года № 79-ФЗ «О государственной гражданской службе Российской Федерации», Федерального закона от 25 декабря 2008 года № 273-ФЗ «О противодействии коррупции», Федерального закона от 6 октября 1999 года № 184-ФЗ «Об общих принципах организации законодательных (представительных) и исполнительных органов государственной власти субъектов Российской Федерации», Федерального закона от 27 июля 2006 года № 152-ФЗ «О персональных данных», Федерального закона от 27 июля 2006 года № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации», Федерального закона от 9 февраля 2009 года № 8-ФЗ «Об обеспечении доступа к информации о деятельности государственных органов и органов местного самоуправления»; Закона Иркутской области от 4 апреля 2008 года № 2-оз «Об отдельных вопросах государственной гражданской службы Иркутской области»; делопроизводства, основных принципов построения и функционирования системы государственной службы, порядка работы со служебной инфор-

мацией, правил и норм охраны труда; техники безопасности и противопожарной защиты, знаниями и умениями в области информационно-коммуникационных технологий, в том числе аппаратного и программного обеспечения, возможностей и особенностей применения современных информационно-коммуникационных технологий в государственных органах, включая использование возможностей межведомственного документооборота, общих вопросов в области обеспечения информационной безопасности;

- профессионально-функциональными знаниями в сфере законодательства Российской Федерации: Гражданского кодекса Российской Федерации, Федерального закона от 28 декабря 2009 года № 381-ФЗ «Об основах государственного регулирования торговой деятельности в Российской Федерации»; Федерального закона от 30 декабря 2006 года № 271-ФЗ «О розничных рынках и о внесении изменений в Трудовой кодекс Российской Федерации»; Закона Российской Федерации от 7 февраля 1992 года № 2300-1 «О защите прав потребителей»; постановления Правительства РФ от 19 января 1998 года № 55 «Об утверждении Правил продажи отдельных видов товаров, перечня товаров длительного пользования, на которые не распространяется требование покупателя о безвозмездном предоставлении ему на период ремонта или замены аналогичного товара, и перечня непродовольственных товаров надлежащего качества, не подлежащих возврату или обмену на аналогичный товар других размера, формы, габарита, фасона, расцветки или комплектации»; приказа Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 25 декабря 2014 года № 2733 «Об утверждении Стратегии развития торговли в Российской Федерации на 2015 - 2016 годы и период до 2020 года»; приказа Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 28 июля 2010 № 637 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке региональных программ развития торговли»; Закона Иркутской области от 1 апреля 2015 года № 15-ОЗ «О сроках соблюдения требований к оборудованию и застройке сельскохозяйственных розничных рынков и сельскохозяйственных кооперативных розничных рынков и использования временных сооружений для организации деятельности по продаже товаров (выполнению работ, оказанию услуг) на сельскохозяйственных розничных рынках и сельскохозяйственных кооперативных розничных рынках, расположенных на территории Иркутской области»; Закона Иркутской области от 24 декабря 2010 года № 137-ОЗ «О порядке разработки программ развития торговли в Иркутской области»; Закона Иркутской области от 30 апреля 2008 года № 12-оз «Об определении органа местного самоуправления, уполномоченного выдавать разрешение на право организации розничного рынка»; постановления Правительства Иркутской области от 1 августа 2011 года № 209-пп «Об утверждении Положения о порядке согласования проекта региональной программы развития торговли»; постановления Правительства Иркутской области от 17 ноября 2010 года № 284-пп «Об утверждении Положения о порядке организации ярмарок на территории Иркутской области и продажи товаров на них и требованиях к организации продажи товаров на ярмарках, организованных на территории Иркутской области»; постановления Правительства Иркутской области от 5 октября 2009 года № 265/44-пп «Об определении сроков наступления сезонов года на территории Иркутской области»; постановления администрации Иркутской области от 20 мая 2008 года № 123-па «Об утверждении основных требований к розничным рынкам на территории Иркутской области»; постановление Правительства Иркутской области от 29 декабря 2008 года № 131-пп «Об утверждении Перечня отдаленных и труднодоступных местностей, в которых организации и индивидуальные предприниматели могут осуществлять наличные денежные расчеты и (или) расчеты с использованием платежных карт без применения контрольно-кассовой техники»; Указа Губернатора Иркутской области от 10 августа 2016 года № 179-уг «Об утверждении Инструкции по делопроизводству в системе исполнительных органов государственной власти Иркутской области»; постановления администрации Иркутской области от 31 июля 2008 года № 216-па «Об утверждении ассортимента сопутствующих товаров для продажи в газетно-журнальных киосках организациями и индивидуальными предпринимателями»; постановления администрации Иркутской области от 28 апреля 2007 года № 72-па «Об установлении требований к торговому месту на розничных рынках, организованных на территории Иркутской области»; постановления администрации Иркутской области от 23 апреля 2007 года № 69-па «Об утверждении форм разрешения на право организации розничного рынка, уведомления об отказе в предоставлении разрешения на право организации розничного рынка»; постановления администрации Иркутской области от 12 апреля 2007 года № 62-па «Об утверждении положения о порядке заключения договора о предоставлении торгового места на розничных рынках, организованных на территории Иркутской области»; постановления администрации Иркутской области от 12 апреля 2007 года № 60-па «О количестве торговых мест, предоставляемых товаропроизводителям на сельскохозяйственных розничных рынках для осуществления ими деятельности по продаже товаров на территории Иркутской области»; .

Знания и умения в области информационно-коммуникационных технологий

- гражданский служащий должен обладать профессионально-функциональными умениями: работать с внутренними и периферийными устройствами компьютера, с информационно-телекоммуникационными сетями, в том числе сетью Интернет, в операционной системе, системе управления электронной почтой, в текстовом редакторе, с электронными таблицами, базами данных, с системами взаимодействия с гражданами и организациями, системами межведомственного взаимодействия, системами управления государственными информационными ресурсами, информационно-аналитическими системами, обеспечивающими сбор, обработку, хранение и анализ данных; сохранять высокую работоспособность в экстремальных условиях, при необходимости выполнять работу в короткие сроки, ясно, связанно и логично излагать мысли без допущения грамматических, орфографических, пунктуационных и стилистических ошибок;

- общих вопросов в области информационной безопасности.

в) профессионально-функциональные требования:

высшее образование по специальности, направлению подготовки: «Экономика», «Юриспруденция», «Менеджмент», «Маркетинг», «Коммерция».

Должностные обязанности, ответственность, права, показатели эффективности и результативности профессиональной служебной деятельности

Гражданский служащий обязан исполнять основные обязанности, ограничения и запреты, установленные статьями 14,15,16,17,18 Федерального закона от 27 июля 2004 года № 79-ФЗ «О государственной гражданской службе Российской Федерации» и иные обязанности, предусмотренные другими положениями названного Федерального закона, Федерального закона «О противодействии коррупции», «О персональных данных», иными нормативными правовыми актами.

Гражданский служащий в соответствии с задачами и функциями отдела исполняет следующие должностные обязанности:

осуществлять руководство и организовывать деятельность отдела, в том числе:

- планировать деятельность отдела;
- распределять обязанности между сотрудниками;
- осуществлять анализ, координацию, контроль за профессиональной деятельностью сотрудников, в том числе по надлежащему исполнению обязанностей, соблюдения ими служебного распорядка, служебной дисциплины при выполнении должностных обязанностей;
- оказывать помощь сотрудникам в организации их работы;
- осуществлять подготовку должностных регламентов сотрудников;
- в установленном порядке разрабатывать и обеспечивать реализацию региональной программы в области развития торговли на территории Иркутской области (далее – область) с учетом социально-экономических, культурных и других особенностей развития области;
- проводить анализ реализации Федерального закона «Об основах государственного регулирования торговой деятельности в Российской Федерации» на территории области, в том числе на территории муниципальных образований области;
- организовывать проведение в установленном порядке областных конкурсов на лучшее предприятие в сфере потребительского рынка;
- обеспечение проведения государственной политики в области торговой деятельности в пределах своей компетенции;
- осуществлять подготовку предложений по разработке и реализации мероприятий, содействующих развитию торговой деятельности на территории Иркутской области, в соответствии с Федеральным законом «Об основах государственного регулирования торговой деятельности в Российской Федерации»;
- организовывать работу по рассмотрению и объективное, всестороннее и своевременное рассмотрение обращений граждан Российской Федерации, иностранных граждан и лиц без гражданства, объединений граждан и юридических лиц (далее - обращения граждан) по вопросам, входящим в компетенцию отдела, и подготовка ответов на них;
- осуществлять контроль за соблюдением установленного порядка рассмотрения обращений граждан;
- подготавливать для опубликования в средствах массовой информации, размещения на Интернет сайте службы материалы по вопросам своей компетенции;
- обеспечивать проведение и информационное обеспечение деятельности координационного совета по вопросам обеспечения прав потребителей, реализации торговой и промышленной политики с учетом прав потребителей при Губернаторе Иркутской области;
- осуществлять взаимодействие с субъектами Российской Федерации по вопросу обмена информацией;
- обеспечивать проведение совещаний, семинаров, конференций по вопросам потребительского рынка;
- обеспечивать проведение информационно-аналитического наблюдения за состоянием осуществлением торговой деятельности на территории Иркутской области;
- обеспечивать поддержку интеграционных процессов формирования объединений, ассоциаций, союзов в сфере потребительского рынка;
- осуществлять контроль за выполнением областных правовых актов в части, касающейся деятельности отдела;
- оказывать методическую помощь специалистам органов местного самоуправления муниципальных образований области по вопросам потребительского рынка;
- осуществлять контроль за размещением на Интернет сайте службы материалов по вопросам деятельности отдела;
- в установленном порядке представлять планы работы и отчеты о своей деятельности, о деятельности отдела;
- осуществлять контроль за направлением документов и сведений, предусмотренных Указом Президента Российской Федерации от 10 августа 2000 года № 1486 «О дополнительных мерах по обеспечению единства правового пространства Российской Федерации», строго в срок, установленный данным указом;
- представлять ответственному должностному лицу службы электронные образцы разрабатываемых нормативных правовых актов, идентичные подлинникам этих нормативных правовых актов для своевременного их направления в аппарат Губернатора Иркутской области и Правительства Иркутской области для опубликования на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru) с соблюдением Технических требований к размещению (опубликованию) законов и иных правовых актов субъектов Российской Федерации на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru), утвержденных заместителем директора Федеральной службы охраны Российской Федерации - руководителем Службы специальной связи и информации Федеральной службы охраны Российской Федерации 20 июня 2014 года;
- обеспечивать исполнение иных обязанностей, предусмотренных законодательством, положением об отделе, а также поручений руководителя службы, его заместителей.

Ответственность за неисполнение (ненадлежащее исполнение) должностных обязанностей

Гражданский служащий несет персональную ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации:

- за неисполнение, ненадлежащее или несвоевременное исполнение должностных обязанностей, предусмотренных настоящим должностным регламентом, правовыми актами;
- за нарушение требований законодательства при обработке персональных данных, требований законодательства об информации, информационных технологиях и о защите информации гражданский служащий несет ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Гражданский служащий имеет право

1) представлять службу в отношениях с органами государственной власти (государственными органами), органами местного самоуправления, организациями по вопросам, относящимся к задачам и функциям отдела;

2) по поручению руководства запрашивать и получать в установленном порядке необходимую информацию по вопросам, относящимся к задачам и функциям отдела, от органов государственной власти (государственных органов), органов местного самоуправления муниципальных образований, организаций и граждан;

3) участвовать в совещаниях, рабочих группах, заседаниях комиссий, проводимых Правительством Иркутской области, Службой по вопросам, относящимся к задачам и функциям отдела;

4) вносить предложения по материально - техническому обеспечению и другим вопросам, связанным с организацией и совершенствованием деятельности отдела,

5) реализовывать иные права предоставляемые лицу, замещающему должность государственной гражданской службы области в соответствии с федеральным и областным законодательством.

Показатели эффективности и результативности профессиональной служебной деятельности

Для оценки профессиональной служебной деятельности гражданского служащего применяются следующие показатели эффективности и результативности профессиональной служебной деятельности, установленные в соответствии с должностными обязанностями и связанные с исполнением управленческих и иных решений, а также правовым, организационным и документационным обеспечением исполнения указанных решений:

1) количество (объем) выполненных работ от установленного перечня должностных обязанностей;
2) качество выполненных работ;
3) соблюдение сроков выполненных работ;
4) уровень служебной загруженности;
5) характер и сложность выполненных работ.

4. Требования, предъявляемые к гражданину (государственному гражданскому служащему Иркутской области) на замещение должности областной гражданской службы - Начальник отдела по лицензированию заготовки, хранения, переработки и реализации лома черных металлов, цветных металлов:

1) гражданство Российской Федерации;
2) достижение возраста 18 лет;
3) владение государственным языком Российской Федерации;
4) базовые квалификационные требования:
а) к уровню профессионального образования:

высшее профессиональное образование, подтверждаемое присвоением квалификации (степени) «магистр», «бакалавр», «специалитет»;

высшее профессиональное образование, подтверждаемое присвоением квалификации (степени) «бакалавр» - бакалавриат;

высшее профессиональное образование, подтверждаемое присвоением квалификации (степени) «специалист», «магистр»- подготовка специалиста или магистратура;

высшее образование-бакалавриат, специалитет, магистратура.

Квалификационные требования к стажу государственной гражданской службы или работы по указанным специальностям, направлению подготовки составляет не менее двух лет;

б) к базовым знаниям и умениям, необходимым для исполнения должностных обязанностей:

- гражданский служащий должен обладать следующими базовыми знаниями и умениями:

знанием государственного языка Российской Федерации (русского языка); знаниями основ: Конституции Российской Федерации, Федерального закона от 27 мая 2003 года № 58-ФЗ «О системе государственной службы Российской Федерации», Федерального закона от 27 июля 2004 года № 79-ФЗ «О государственной гражданской службе Российской Федерации», Федерального закона от 25 декабря 2008 года № 273-ФЗ «О противодействии коррупции», Федерального закона от 27 июля 2006 года № 152-ФЗ «О персональных данных»; Федерального закона от 27 июля 2006 года № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации»; Закона Иркутской области от 4 апреля 2008 года № 2-оз «Об отдельных вопросах государственной гражданской службы Иркутской области»; делопроизводства, основных принципов построения и функционирования системы государственной службы, порядка работы со служебной информацией, правил и норм охраны труда; техники безопасности и противопожарной защиты, знаниями и умениями в области информационно-коммуникационных технологий, в том числе аппаратного и программного обеспечения, возможностей и особенностей применения современных информационно-коммуникационных технологий в государственных органах, включая использование возможностей межведомственного документооборота, общих вопросов в области обеспечения информационной безопасности;

- профессионально-функциональными знаниями в сфере законодательства Российской Федерации: Федерального закона от 27 июля 2004 года № 79-ФЗ «О государственной гражданской службе Российской Федерации»; Федерального закона от 27 июля 2006 года № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации»; Федерального закона от 4 мая 2011 года № 99-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности»; Федерального закона от 19 октября 2011 года № 283-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»; Федерального закона от 27 июля 2010 года № 210-ФЗ «Об организации предоставления государственных и муниципальных услуг»; Федерального закона от 6 апреля 2011 года № 63-ФЗ «Об электронной подписи»; Федерального закона от 26 декабря 2008 года № 294-ФЗ «О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при осуществлении государственного контроля (надзора) и муниципального контроля»; Федерального закона от 2 мая 2006 года № 59-ФЗ «О порядке рассмотрения обращений граждан Российской Федерации»; постановления Правительства Российской Федерации от 12 декабря 2012 года № 1287 «О лицензировании деятельности по заготовке, хранению, переработке и реализации лома черных и цветных металлов»; постановления Правительства Российской Федерации от 11 мая 2001 года № 369 «Об утверждении Правил обращения с ломом и отходами черных металлов и их отчуждения»; постановления Правительства Российской Федерации от 11 мая 2001 года № 370 «Об утверждении Правил обращения с ломом и отходами цветных металлов и их отчуждения»; постановления Правительства Российской Федерации от 6 октября 2011 года № 826 «Об утверждении типовой формы лицензии»; постановления Правительства Российской Федерации от 21 ноября 2011 года № 957 «Об организации лицензирования отдельных видов деятельности»; постановления Правительства Российской Федерации от 27 сентября 2011 года № 797 «О взаимодействии между многофункциональными центрами предоставления государственных и муниципальных услуг и федеральными органами исполнительной власти, органами государственных внебюджетных фондов, органами государственной власти субъектов Российской Федерации, органами местного самоуправления»; постановления Правительства Российской Федерации от 16 июля 2012 года № 722 «Об утверждении Правил предоставления документов по вопросам лицензирования в форме электронных документов»; приказа Министерства экономического развития Российской Федерации от 30 апреля 2009 года № 141 «О реализации положений Федерального закона «О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при осуществлении государственного контроля (надзора) и муниципального контроля»; постановления Правительства Иркутской области от 18 мая 2010 года № 111-пп «О службе потребительского рынка и лицензирования Иркутской области»; Указа Губернатора Иркутской области от 10 августа 2016 № 179-уг «Об утверждении Инструкции по делопроизводству в системе исполнительных органов государственной власти Иркутской области».

Знания и умения в области информационно-коммуникационных технологий

- гражданский служащий должен обладать профессионально-функциональными умениями: работать с внутренними и периферийными устройствами компьютера, с информационно-телекоммуникационными сетями, в том числе сетью Интернет, в операционной системе, системе управления электронной почтой, в текстовом редакторе, с электронными таблицами, базами данных, с системами взаимодействия с гражданами и организациями, системами межведомственного взаимодействия, системами управления государственными информационными ресурсами, информационно-аналитическими системами, обеспечивающими сбор, обработку, хранение и анализ данных; сохранять высокую работоспособность в экстремальных условиях, при необходимости выполнять работу в короткие сроки, ясно, связанно и логично излагать мысли без допущения грамматических, орфографических, пунктуационных и стилистических ошибок;

- общих вопросов в области информационной безопасности;

- профессионально-функциональные требования:

Гражданский служащий, замещающий должность начальника отдела по лицензированию заготовки, хранения, переработки и реализации лома черных металлов, цветных металлов службы, в соответствии с областью и видом профессиональной деятельности должен иметь образование по специальности, направлению подготовки: «Государственное и муниципальное управление», «Юриспруденция».

Должностные обязанности, ответственность, права,

показатели эффективности и результативности профессиональной служебной деятельности

Гражданский служащий обязан исполнять основные обязанности, ограничения и запреты, установленные статьями 14,15,16,17,18 Федерального закона от 27 июля 2004 года № 79-ФЗ «О государственной гражданской службе Российской Федерации» и иные обязанности, предусмотренные другими положениями названного Федерального закона, Федерального закона «О противодействии коррупции», «О персональных данных», иными нормативными правовыми актами.

Гражданский служащий в соответствии с задачами и функциями отдела исполняет следующие должностные обязанности:

- осуществлять руководство и организовывать деятельность отдела, в том числе:
- планировать деятельность отдела;
- распределять обязанности между сотрудниками;
- осуществлять анализ, координацию, контроль за профессиональной деятельностью сотрудников, в том числе по надлежащему исполнению обязанностей, соблюдения ими служебного распорядка, служебной дисциплины при выполнении должностных обязанностей;
- оказывать помощь сотрудникам в организации их работы;
- осуществлять подготовку должностных регламентов сотрудников;
- осуществлять текущий контроль за соблюдением и исполнением ответственными должностными лицами административных регламентов;

- осуществлять предоставление государственной услуги по предоставлению, переоформлению и прекращению действия лицензий на осуществление деятельности по заготовке, хранению, переработке и реализации лома черных металлов, цветных металлов на территории Иркутской области, в том числе в электронном виде;

- консультировать юридических и физических лиц по вопросам лицензирования деятельности по заготовке, хранению, переработке и реализации лома черных металлов, цветных металлов;

- принимать, регистрировать заявления и документы на предоставление, переоформление, прекращение действия лицензий на осуществление деятельности по заготовке, хранению, переработке и реализации лома черных металлов, цветных металлов, а также предоставление заверенных лицензирующим органом копий лицензии; проводить внеплановые документарные проверки сведений, содержащихся в представленных заявлениях и документах соискателей лицензий (лицензиатов), в целях оценки соответствия таких сведений лицензионным требованиям, а также сведениям о соискателях лицензий (лицензиатах), содержащимся в Едином государственном реестре юридических лиц, Едином государственном реестре индивидуальных предпринимателей и других федеральных информационных ресурсах;

- проводить внеплановые выездные проверки состояния земельных участков, зданий, помещений, сооружений, технических средств, оборудования, иных объектов, которые предполагается использовать соискателями лицензий (лицензиатами) при осуществлении лицензируемого вида деятельности, и наличия необходимых для осуществления лицензируемого вида деятельности работников в целях оценки соответствия таких объектов и работников лицензионным требованиям;

- осуществлять контроль за подготовкой проекта ежегодного плана проведения плановых проверок соблюдения лицензиатами лицензионных требований при осуществлении заготовки, хранения, переработки и реализации лома черных металлов, цветных металлов и представлением в органы прокуратуры;

- осуществлять плановые и внеплановые проверки соблюдения лицензиатами лицензионных требований;

- составлять по результатам проведенных проверок акты с указанием выявленных нарушений лицензионных требований;

- осуществлять контроль за подготовкой предписаний об устранении нарушений лицензионных требований при осуществлении заготовки, хранения, переработки и реализации лома черных металлов, цветных металлов и осуществление контроля за своевременным представлением и выполнением лицензиатами предписаний об устранении нарушений;

- составлять протоколы об административных правонарушениях в сфере лицензирования заготовки, хранения, переработки и реализации лома черных металлов, цветных металлов, предусмотренных частями 3 и 4 статьи 14.1 и частями 2 и 3 статьи 19.20, частью 1 статьи 19.5 Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях;

- направлять протоколы об административных правонарушениях с заявлениями в суд и участвовать в соответствующих судебных разбирательствах;

- осуществлять контроль за разработкой проектов административных регламентов;

- разрабатывать перечень разрешенных для приема от физических лиц лома и отходов цветных металлов на территории Иркутской области;

- предоставлять по запросам юридических и физических лиц, органов государственной власти и органов местного самоуправления, иных заинтересованных органов информацию, содержащуюся в реестре лицензий на осуществление деятельности по заготовке, хранению, переработке и реализации лома черных металлов, цветных металлов на территории Иркутской области;

- рассматривать уведомления лицензиатов иных субъектов Российской Федерации о намерении осуществлять деятельность на территории Иркутской области на основании лицензии, выданной лицензирующим органом иного субъекта Российской Федерации;

- осуществлять взаимодействие с территориальными органами федеральных органов исполнительной власти и органами местного самоуправления по вопросам контроля в сфере оборота лома цветных и черных металлов, а также осуществлять межведомственное электронное взаимодействие с контролирующими органами;

- подготавливать проекты ответов на запросы органов государственной власти, учреждений, организаций, на жалобы и обращения граждан по вопросам, входящим в компетенцию Отдела;

- осуществлять контроль за полнотой и своевременностью осуществления платежей в бюджеты, и штрафов в сфере лицензирования деятельности по заготовке, хранению, переработке и реализации лома черных металлов, цветных металлов;

- размещать на официальном сайте службы достоверную, актуальную и полную информацию по вопросам компетенции отдела, в том числе ежегодный план проведения плановых проверок;

- осуществлять систематический контроль за достоверностью, актуальностью, полнотой и своевременностью размещения информации на сайте службы по вопросам компетенции отдела, в том числе плана проведения плановых проверок, а также за доступностью к данной информации;

- осуществлять контроль за подготовкой и обобщением сведений об организации и проведении государственного контроля в сфере лицензирования деятельности по заготовке, хранению, переработке и реализации лома черных металлов, цветных металлов на территории Иркутской области, необходимых для подготовки доклада об осуществлении государственного контроля в сфере лицензирования заготовки, хранения, переработки и реализации лома черных металлов, цветных металлов и об эффективности такого контроля на территории Иркутской области;

- организовать работу по своевременному рассмотрению запросов, предложений и других обращений органов государственной власти, органов местного самоуправления, хозяйствующих субъектов, граждан по вопросам деятельности отдела;

- осуществлять контроль за направлением документов и сведений, предусмотренных Указом Президента Российской Федерации от 10 августа 2000 года № 1486 «О дополнительных мерах по обеспечению единства правового пространства Российской Федерации», строго в срок, установленный данным указом;

- осуществлять представление ответственному должностному лицу службы электронных образов разрабатываемых нормативных правовых актов, идентичных подлинникам этих нормативных правовых актов для своевременного их направления в аппарат Губернатора Иркутской области и Правительства Иркутской области для опубликования на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru) с соблюдением технических требований к размещению (опубликованию) законов и иных правовых актов субъектов Российской Федерации на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru), утвержденных заместителем директора Федеральной службы охраны Российской Федерации - руководителем Службы специальной связи и информации Федеральной службы охраны Российской Федерации 20 июня 2014 года;

- обеспечивать сохранность находящихся на исполнении служебных документов;

- обеспечивать учет и сохранность бланков строгой отчетности, находящихся в ведении отдела;

- обеспечивать исполнение иных обязанностей, предусмотренных законодательством, положением об отделе, а также поручений руководителя службы;

- участвовать в совещаниях, рабочих группах, заседаниях комиссий, проводимых Правительством Иркутской области, службой по вопросам, относящимся к задачам и функциям отдела;

- реализовывать иные права, предоставляемые лицу, замещающему должность государственной гражданской службы области, в соответствии с федеральным и областным законодательством.

Ответственность за неисполнение (ненадлежащее исполнение) должностных обязанностей

Гражданский служащий несет персональную ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации:

- за неисполнение, ненадлежащее или несвоевременное исполнение должностных обязанностей, предусмотренных настоящим должностным регламентом, правовыми актами;

- за нарушение требований законодательства при обработке персональных данных, требований законодательства об информации, информационных технологиях и о защите информации гражданский служащий несет ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Гражданский служащий имеет право

1) представлять службу в отношениях с органами государственной власти (государственными органами), органами местного самоуправления, организациями по вопросам, относящимся к задачам и функциям отдела;

2) по поручению руководства запрашивать и получать в установленном порядке необходимую информацию по вопросам, относящимся к задачам и функциям отдела, от органов государственной власти (государственных органов), органов местного самоуправления муниципальных образований, организаций и граждан;

3) участвовать в совещаниях, рабочих группах, заседаниях комиссий, проводимых Правительством Иркутской области, службой по вопросам, относящимся к задачам и функциям отдела;

4) вносить предложения по материально - техническому обеспечению и другим вопросам, связанным с организацией и совершенствованием деятельности отдела,

5) реализовывать иные права предоставляемые лицу, замещающему должность государственной гражданской службы области в соответствии с федеральным и областным законодательством.

Показатели эффективности и результативности профессиональной служебной деятельности

Эффективность и результативность профессиональной служебной деятельности начальника отдела определяются по следующим показателям:

1) выполняемому объему работы и интенсивности труда, соблюдению служебной дисциплины;

2) своевременности и оперативности выполнения поручений;

3) качеству выполненной работы;

4) умению рационально использовать рабочее время;

5) способности самостоятельно выполнять должностные функции;

6) творческому подходу к решению поставленных задач, активности и инициативе в освоении новых компьютерных и информационных технологий, способности быстро адаптироваться к новым условиям и требованиям.

5. **Требования, предъявляемые к гражданину (государственному гражданскому служащему Иркутской области) на замещение должности областной гражданской службы - Начальник отдела декларирования розничной продажи алкогольной продукции :**

1) гражданство Российской Федерации;

2) достижение возраста 18 лет;

3) владение государственным языком Российской Федерации;

4) базовые квалификационные требования:

а) к уровню профессионального образования:

высшее профессиональное образование, подтверждаемое присвоением квалификации (степени) «магистр», «бакалавр», «специалитет»;

высшее профессиональное образование, подтверждаемое присвоением квалификации (степени) «бакалавр» - бакалавриат;

высшее профессиональное образование, подтверждаемое присвоением квалификации (степени) «специалист», «магистр»- подготовка специалиста или магистратура;

высшее образование-бакалавриат, специалитет, магистратура.

Квалификационные требования к стажу государственной гражданской службы или работы по указанным специальностям, направлению подготовки составляет не менее двух лет;

б) к базовым знаниям и умениям, необходимым для исполнения должностных обязанностей:

- гражданский служащий должен обладать следующими базовыми знаниями и умениями:

знанием государственного языка Российской Федерации (русского языка); знаниями основ: Конституции Российской Федерации, Федерального закона от 27 мая 2003 года № 58-ФЗ «О системе государственной службы Российской Федерации», Федерального закона от 27 июля 2004 года № 79-ФЗ «О государственной гражданской службе Российской Федерации», Федерального закона от 25 декабря 2008 года № 273-ФЗ «О противодействии коррупции», Федерального закона от 27 июля 2006 года № 152-ФЗ «О персональных данных»; Федерального закона от 27 июля 2006 года № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации»; Федерального закона от 6 октября 1999 года № 184-ФЗ «Об общих принципах организации законодательных (представительных) и исполнительных органов государственной власти субъектов Российской Федерации»; Федерального закона от 9 февраля 2009 года № 8-ФЗ «Об обеспечении доступа к информации о деятельности государственных органов и органов местного самоуправления»;Закона Иркутской области от 4 апреля 2008 года № 2-оз «Об отдельных вопросах государственной гражданской службы Иркутской области»; делопроизводства, основных принципов построения и функционирования системы государственной службы, порядка работы со служебной информацией, правил и норм охраны труда; техники безопасности и противопожарной защиты, знаниями и умениями в области информационно-коммуникационных технологий, в том числе аппаратного и программного обеспечения, возможностей и особенностей применения современных информационно-коммуникационных технологий в государственных органах, включая использование возможностей межведомственного документооборота, общих вопросов в области обеспечения информационной безопасности;

- профессионально-функциональными знаниями в сфере законодательства Российской Федерации: Федерального закона от 26.12.2008 года № 294-ФЗ «О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при осуществлении государственного контроля (надзора) и муниципального контроля»; Федерального закона от 2 мая 2006 года № 59-ФЗ «О порядке рассмотрения обращений граждан Российской Федерации»; постановления Правительства Российской Федерации от 09.08.2012 № 815 «О представлении деклараций об объеме производства, оборота и (или) использования этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции, об использовании производственных мощностей об использовании производственных мощностей, об объеме собранного винограда и использованного для производства винодельческой продукции винограда»; приказа Федеральной службы по регулированию алкогольного рынка от 23 августа 2012 года № 231 «О порядке заполнения деклараций об объеме производства, оборота и (или) использования этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции, об использовании производственных мощностей»; приказа Федеральной службы по регулированию алкогольного рынка от 5 августа 2013 года № 198 «О формате представления в форме электронного документа деклараций об объеме производства, оборота и (или) использования этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции, об использовании производственных мощностей»; постановления Правительства Иркутской области от 18 мая 2010 года № 111-пп «О службе потребительского рынка и лицензирования Иркутской области»; инструкции по делопроизводству в администрации Иркутской области и иных исполнительных органах государственной власти, утвержденной Указом Губернатора Иркутской области от 10 августа 2016 года № 179-уг; законов Иркутской области; постановлений Правительства Иркутской области; постановлений Губернатора Иркутской области, регулирующих отношения гражданской службы; Кодекса этики и служебного поведения государственных гражданских служащих службы потребительского рынка и лицензирования Иркутской области, иных правовых актов в соответствии с функциональными обязанностями замещаемой гражданским служащим должности государственной гражданской службы Иркутской области.

Знания и умения в области информационно-коммуникационных технологий

- гражданский служащий должен обладать профессионально-функциональными умениями: работать с внутренними и периферийными устройствами компьютера, с информационно-телекоммуникационными сетями, в том числе сетью Интернет, в операционной системе, системе управления электронной почтой, в текстовом редакторе, с электронными таблицами, базами данных, с системами взаимодействия с гражданами и организациями, системами межведомственного взаимодействия, системами управления государственными информационными ресурсами, информационно-аналитическими системами, обеспечивающими сбор, обработку, хранение и анализ данных; сохранять высокую работоспособность в экстремальных условиях, при необходимости выполнять работу в короткие сроки, ясно, связанно и логично излагать мысли без допущения грамматических, орфографических, пунктуационных и стилистических ошибок;

- общих вопросов в области информационной безопасности;

- профессионально-функциональные требования:

Гражданский служащий, замещающий должность начальника отдела должен иметь высшее образование по специальности, направлению подготовки: «Юриспруденция».

Должностные обязанности, ответственность, права, показатели эффективности и результативности профессиональной служебной деятельности

Гражданский служащий обязан исполнять основные обязанности, ограничения и запреты, установленные статьями 14,15,16,17,18 Федерального закона от 27 июля 2004 года № 79-ФЗ «О государственной гражданской службе Российской Федерации» и иные обязанности, предусмотренные другими положениями названного Федерального закона, Федерального закона «О противодействии коррупции», «О персональных данных», иными нормативными правовыми актами.

Гражданский служащий в соответствии с задачами и функциями отдела исполняет следующие должностные обязанности: осуществлять руководство и организовывать деятельность отдела, в том числе:

- планировать деятельность отдела;

- распределять обязанности между сотрудниками;

- осуществлять подготовку должностных регламентов сотрудников;

- осуществлять анализ, координацию, контроль за профессиональной деятельностью сотрудников, в том числе по надлежащему исполнению должностных обязанностей, соблюдению ими служебного распорядка, служебной дисциплины при выполнении должностных обязанностей;

- оказывать помощь сотрудникам в организации их работы, при применении норм действующего законодательства;

осуществлять:

- прием деклараций об объеме розничной продажи алкогольной и спиртосодержащей продукции, об объеме собранного винограда для производства винодельческой продукции на территории Иркутской области (далее – декларации);

- ежеквартально проверку декларации;

- организацию и проведение мероприятий по профилактике нарушений обязательных требований в порядке и сроки, установленные законодательством, в том числе, осуществление контроля за размещением на официальном сайте Службы в сети «Интернет» перечня нормативных правовых актов, содержащих обязательные требования, оценка соблюдения которых является предметом государственного контроля, а также текстов соответствующих нормативных правовых актов; за разработкой руководств по соблюдению обязательных требований; за подготовкой обобщения практики осуществления государственного контроля в сфере декларирования розничной продажи алкогольной продукции, и размещением на официальном сайте Службы в сети «Интернет» соответствующих обобщений;

- организацию и проведение мероприятий по контролю, осуществляемых без взаимодействия с юридическими лицами в порядке и сроки, установленные законодательством;

- информирование органов местного самоуправления о хозяйствующих субъектах, осуществляющих розничную продажу пива и пивных напитков, сидра, пуаре и медовухи на территории соответствующего муниципального образования, в порядке и сроки, установленные Правительством Иркутской области;

- производство по делам об административных правонарушениях в области декларирования розничной продажи алкогольной и спиртосодержащей продукции, в порядке, предусмотренном законодательством;

- подготовку к рассмотрению материалов по делам об административных правонарушениях в области декларирования розничной продажи алкогольной и спиртосодержащей продукции в порядке, предусмотренном законодательством;

- проведение анализа административных наказаний, наложенных на хозяйствующие субъекты, нарушивших порядок и срок представления деклараций либо исказивших в них сведения;

- контроль за полнотой и своевременностью осуществления оплаты штрафов в сфере декларирования розничной продажи алкогольной продукции;

- разработку проектов соглашений, договоров и программ сотрудничества с федеральными органами исполнительной власти Российской Федерации, субъектами Российской Федерации, другими государствами по вопросам декларирования розничной продаже алкогольной продукции и обеспечение их исполнения;

- взаимодействие с территориальными органами федеральных органов исполнительной власти и органами местного самоуправления по вопросам контроля за представлением деклараций об объеме розничной продажи алкогольной и спиртосодержащей продукции, об объеме собранного винограда для производства винодельческой продукции;

- направление в электронной форме сведений, содержащиеся в декларациях об объеме розничной продажи алкогольной и спиртосодержащей продукции, в уполномоченный Правительством Российской Федерации федеральный орган исполнительной власти;

- взаимодействовать с субъектами Российской Федераций по вопросам оперативного обмена информацией в сфере декларирования розничной продажи алкогольной продукции;

- проводить консультирование хозяйствующих субъектов по вопросам декларирования розничной продажи алкогольной и спиртосодержащей продукции, а также объема собранного винограда для производства винодельческой продукции;

- осуществлять подготовку ответов на запросы органов государственной власти, учреждений, организаций, по вопросам, входящим в компетенцию отдела;

-осуществлять организацию работы по рассмотрению и объективному, всестороннему и своевременному рассмотрению обращений граждан Российской Федерации, иностранных граждан и лиц без гражданства, объединений граждан и юридических лиц (далее - обращения граждан) по вопросам, входящим в компетенцию отдела, и подготовку ответов на них;

- осуществлять контроль за соблюдением установленного порядка рассмотрения обращений граждан;

- принимать участие в организации в установленном порядке проведения совещаний, семинаров, конференций по вопросам компетенции отдела;

- осуществлять подготовку и обновление информации для размещения на сайте Службы в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», для опубликования в средствах массовой информации, на официальном портале Правительства области материалов о работе отдела;

- разрабатывать проекты правовых актов Иркутской области, службы, формирование предложений к правовым актам Иркутской области и осуществлять контроль за их выполнением, а также разрабатывать предложения по совершенствованию правовых актов, принимаемых на федеральном уровне;

- осуществлять контроль за направлением документов и сведений, предусмотренных Указом Президента Российской Федерации от 10 августа 2000

года № 1486 «О дополнительных мерах по обеспечению единства правового пространства Российской Федерации», строго в срок, установленный данным указом;

- представлять ответственному должностному лицу службы электронных образов разрабатываемых нормативных правовых актов, идентичных подлинникам этих нормативных правовых актов для своевременного их направления в аппарат Губернатора Иркутской области и Правительства Иркутской области для опубликования на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru) с соблюдением Технических требований к размещению (опубликованию) законов и иных правовых актов субъектов Российской Федерации на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru), утвержденных заместителем директора Федеральной службы охраны Российской Федерации - руководителем Службы специальной связи и информации Федеральной службы охраны Российской Федерации 20 июня 2014 года;

- осуществлять подготовку планов работы и отчетов о результатах своей деятельности, деятельности отдела в сроки, устанавливаемые руководителем Службы, первым заместителем руководителя Службы;

- принимать участие в мероприятиях по мобилизационной подготовке, работе по гражданской обороне и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций;

- работать со сведениями, составляющими государственную тайну;

- исполнять иные обязанности, обеспечивающие исполнение иных функций отдела декларирования розничной продажи алкогольной продукции Службы, предусмотренных законодательством, положением о Службе, положением об отделе декларирования розничной продажи алкогольной продукции, а также поручения руководителя Службы, первого заместителя руководителя Службы, иных должностных лиц, в пределах полномочий.

Ответственность за неисполнение (ненадлежащее исполнение) должностных обязанностей

Гражданский служащий несет персональную ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации:

- за неисполнение, ненадлежащее или несвоевременное исполнение должностных обязанностей, предусмотренных настоящим должностным регламентом, правовыми актами;

- за нарушение требований законодательства при обработке персональных данных, требований законодательства об информации, информационных технологиях и о защите информации гражданский служащий несет ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Гражданский служащий имеет право

1) представлять Службу в отношениях с органами государственной власти (государственными органами), органами местного самоуправления, организациями по вопросам, относящимся к задачам и функциям отдела;

2) по поручению руководства запрашивать и получать в установленном порядке необходимую информацию по вопросам, относящимся к задачам и функциям Службы, от органов государственной власти (государственных органов), органов местного самоуправления муниципальных образований, организаций и граждан;

3) участвовать в совещаниях, рабочих группах, заседаниях комиссий, проводимых Правительством Иркутской области, Службой по вопросам, относящимся к задачам и функциям отдела;

4) вносить предложения по материально - техническому обеспечению и другим вопросам, связанным с организацией и совершенствованием деятельности отдела;

5) реализовывать иные права предоставляемые лицу, замещающему должность государственной гражданской службы области в соответствии с федеральным и областным законодательством.

Показатели эффективности и результативности профессиональной служебной деятельности

Эффективность и результативность профессиональной служебной деятельности начальника отдела определяются по следующим показателям:

Для оценки профессиональной служебной деятельности гражданского служащего применяются следующие показатели эффективности и результативности профессиональной служебной деятельности, установленные в соответствии с должностными обязанностями и связанные с исполнением управленческих и иных решений, а также правовым, организационным и документационным обеспечением исполнения указанных решений:

1) количество (объем) выполненных работ от установленного перечня должностных обязанностей;

2) качество выполненных работ;

3) соблюдение сроков выполненных работ;

4) уровень служебной загруженности;

5) характер и сложность выполненных работ.

6. **Требования, предъявляемые к гражданину (государственному гражданскому служащему Иркутской области) на замещение должности областной гражданской службы – Заместитель начальника отдела декларирования розничной продажи алкогольной продукции :**

1) гражданство Российской Федерации;

2) достижение возраста 18 лет;

3) владение государственным языком Российской Федерации;

4) базовые квалификационные требования:

а) к уровню профессионального образования:

высшее профессиональное образование, подтверждаемое присвоением квалификации (степени) «магистр», «бакалавр», «специалитет»;

высшее профессиональное образование, подтверждаемое присвоением квалификации (степени) «бакалавр» - бакалавриат;

высшее профессиональное образование, подтверждаемое присвоением квалификации (степени) «специалист», «магистр»- подготовка специалиста или магистратура;

высшее образование-бакалавриат, специалитет, магистратура.

Квалификационные требования к стажу государственной гражданской службы или работы по указанным специальностям, направлению подготовки составляет не менее двух лет;

б) к базовым знаниям и умениям, необходимым для исполнения должностных обязанностей:

- гражданский служащий должен обладать следующими базовыми знаниями и умениями:

знанием государственного языка Российской Федерации (русского языка); знаниями основ: Конституции Российской Федерации, Федерального закона от 27 мая 2003 года № 58-ФЗ «О системе государственной службы Российской Федерации», Федерального закона от 27 июля 2004 года № 79-ФЗ «О государственной гражданской службе Российской Федерации», Федерального закона от 25 декабря 2008 года № 273-ФЗ «О противодействии коррупции», Федерального закона от 27 июля 2006 года № 152-ФЗ «О персональных данных»; Федерального закона от 27 июля 2006 года № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации»; Федерального закона от 6 октября 1999 года № 184-ФЗ «Об общих принципах организации законодательных (представительных) и исполнительных органов государственной власти субъектов Российской Федерации»; Федерального закона от 9 февраля 2009 года № 8-ФЗ «Об обеспечении доступа к информации о деятельности государственных органов и органов местного самоуправления»;Закона Иркутской области от 4 апреля 2008 года № 2-оз «Об отдельных вопросах государственной гражданской службы Иркутской области»; делопроизводства, основных принципов построения и функционирования системы государственной службы, порядка работы со служебной информацией, правил и норм охраны труда; техники безопасности и противопожарной защиты, знаниями и умениями в области информационно-коммуникационных технологий, в том числе аппаратного и программного обеспечения, возможностей и особенностей применения современных информационно-коммуникационных технологий в государственных органах, включая использование возможностей межведомственного документооборота, общих вопросов в области обеспечения информационной безопасности;

- профессионально-функциональными знаниями в сфере законодательства Российской Федерации: Федерального закона от 26.12.2008 года № 294-ФЗ «О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при осуществлении государственного контроля (надзора) и муниципального контроля»; Федерального закона от 2 мая 2006 года № 59-ФЗ «О порядке рассмотрения обращений граждан Российской Федерации»; постановления Правительства Российской Федерации от 09.08.2012 № 815 «О представлении деклараций об объеме производства, оборота и (или) использования этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции, об использовании производственных мощностей об использовании производственных мощностей, об объеме собранного винограда и использованного для производства винодельческой продукции винограда»; приказа Федеральной службы по регулированию алкогольного рынка от 23 августа 2012 года № 231 «О порядке заполнения деклараций об объеме производства, оборота и (или) использования этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции, об использовании производственных мощностей»; приказа Федеральной службы по регулированию алкогольного рынка от 5 августа 2013 года № 198 «О формате представления в форме электронного документа деклараций об объеме производства, оборота и (или) использования этилового спирта, алкогольной и спиртосодержащей продукции, об использовании производственных мощностей»; постановления Правительства Иркутской области от 18 мая 2010 года № 111-пп «О службе потребительского рынка и лицензирования Иркутской области»; инструкции по делопроизводству в администрации Иркутской области и иных исполнительных органах государственной власти, утвержденной Указом Губернатора Иркутской области от 10 августа 2016 года № 179-уг; законов Иркутской области; постановлений Правительства Иркутской области; постановлений Губернатора Иркутской области, регулирующих отношения гражданской службы; Кодекса этики и служебного поведения государственных гражданских служащих службы потребительского рынка и лицензирования Иркутской области, иных правовых актов в соответствии с функциональными обязанностями замещаемой гражданским служащим должности государственной гражданской службы Иркутской области.

Знания и умения в области информационно-коммуникационных технологий

- гражданский служащий должен обладать профессионально-функциональными умениями: работать с внутренними и периферийными устройствами компьютера, с информационно-телекоммуникационными сетями, в том числе сетью Интернет, в операционной системе, системе управления электронной почтой, в текстовом редакторе, с электронными таблицами, базами данных, с системами взаимодействия с гражданами и организациями, системами межведомственного взаимодействия, системами управления государственными информационными ресурсами, информационно-аналитическими системами, обеспечивающими сбор, обработку, хранение и анализ данных; сохранять высокую работоспособность в экстремальных условиях, при необходимости выполнять работу в короткие сроки, ясно, связанно и логично излагать мысли без допущения грамматических, орфографических, пунктуационных и стилистических ошибок;

- общих вопросов в области информационной безопасности;

- профессионально-функциональные требования:

Гражданский служащий, замещающий должность заместителя начальника отдела должен иметь высшее образование по специальности, направлению подготовки: «Юриспруденция».

Должностные обязанности, ответственность, права, показатели эффективности и результативности профессиональной служебной деятельности

Гражданский служащий обязан исполнять основные обязанности, ограничения и запреты, установленные статьями 14,15,16,17,18 Федерального закона от 27 июля 2004 года № 79-ФЗ «О государственной гражданской службе Российской Федерации» и иные обязанности, предусмотренные другими положениями названного Федерального закона, Федерального закона «О противодействии коррупции», «О персональных данных», иными нормативными правовыми актами.

Гражданский служащий в соответствии с задачами и функциями отдела исполняет следующие должностные обязанности:

Гражданский служащий в целях обеспечения реализации задач и функций установленных Службой, положением о Службе, положением об отделе декларирования розничной продажи алкогольной продукции Службы, обязан добросовестно исполнять должностные обязанности в сферах:

- обеспечения государственного регулирования оборота алкогольной продукции на территории Иркутской области;

- обеспечения осуществления государственного контроля за представлением деклараций об объеме розничной продажи алкогольной и спиртосодержащей продукции, об объеме собранного винограда для производства винодельческой продукции на территории Иркутской области.

В указанных сферах, в пределах компетенции Службы, гражданский служащий обязан:

- соблюдать Конституцию Российской Федерации, федеральные конституционные законы, федеральные законы, иные нормативные правовые акты Российской Федерации, конституции (уставы), законы и иные нормативные правовые акты субъектов Российской Федерации и обеспечивать их исполнение;

- замещать начальника отдела декларирования розничной продажи алкогольной продукции Службы в его отсутствие;

осуществлять:

- прием деклараций об объеме розничной продажи алкогольной и спиртосодержащей продукции, об объеме собранного винограда для производства винодельческой продукции на территории Иркутской области (далее – декларации);

- ежеквартально проверку декларации;

- организацию и проведение мероприятий по профилактике нарушений обязательных требований в порядке и сроки, установленные законодательством, в том числе, подготовку и размещение на сайте службы в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» перечня нормативных правовых актов или их отдельных частей, содержащих обязательные требования в области декларирования розничной продажи алкогольной и спиртосодержащей продукции, а также объема собранного винограда для производства винодельческой продукции, а также тексты соответствующих правовых актов;

- организацию и проведение мероприятий по контролю, осуществляемых без взаимодействия с юридическими лицами в порядке и сроки, установленные законодательством;

- мониторинг хозяйствующих субъектов, осуществляющих розничную продажу пива и пивных напитков, сидра, пуаре и медовухи;

- информирование органов местного самоуправления о хозяйствующих субъектах, осуществляющих розничную продажу пива и пивных напитков, сидра, пуаре и медовухи на территории соответствующего муниципального образования, в порядке и сроки, установленные Правительством Иркутской области;

- производство по делам об административных правонарушениях в области декларирования розничной продажи алкогольной и спиртосодержащей продукции, в порядке, предусмотренном законодательством;

- подготовку к рассмотрению материалов по делам об административных правонарушениях в области декларирования розничной продажи алкогольной и спиртосодержащей продукции в порядке, предусмотренном законодательством;

- проведение анализа административных наказаний, наложенных на хозяйствующие субъекты, нарушивших порядок и срок представления деклараций либо исказивших в них сведения;

- контроль за полнотой и своевременностью осуществления оплаты штрафов в сфере декларирования розничной продажи алкогольной продукции;

- разрабатывать проекты соглашений, договоров и программ сотрудничества с федеральными органами исполнительной власти Российской Федерации, субъектами Российской Федерации, другими государствами по вопросам декларирования розничной продаже алкогольной продукции и обеспечение их исполнения;

- осуществлять взаимодействие с территориальными органами федеральных органов исполнительной власти и органами местного самоуправления по вопросам контроля за представлением деклараций об объеме розничной продажи алкогольной и спиртосодержащей продукции, об объеме собранного винограда для производства винодельческой продукции;

- направлять в электронной форме сведений, содержащиеся в декларациях об объеме розничной продажи алкогольной и спиртосодержащей продукции, в уполномоченный Правительством Российской Федерации федеральный орган исполнительной власти;

- осуществлять взаимодействие с субъектами Российской Федераций по вопросам оперативного обмена информацией в сфере декларирования розничной продажи алкогольной продукции;

- консультировать хозяйствующих субъектов по вопросам декларирования розничной продажи алкогольной и спиртосодержащей продукции, а также объема собранного винограда для производства винодельческой продукции;

- осуществлять подготовку проектов ответов на запросы органов государственной власти, учреждений, организаций, по вопросам, входящим в компетенцию отдела;

- обеспечивать объективное, всестороннее и своевременное рассмотрение обращений граждан Российской Федерации, иностранных граждан и лиц без гражданства, объединений граждан и юридических лиц по вопросам, входящим в компетенцию отдела, и подготовка ответов на них;

- вести реестр обращений (жалоб) граждан, организаций, поступивших на рассмотрение в отдел, готовить ежеквартальную информацию о результатах их рассмотрения;

- принимать участие в организации в установленном порядке проведения совещаний, семинаров, конференций по вопросам компетенции отдела;

- осуществлять подготовку и обновление информации для размещения на сайте Службы в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» о работе отдела;

- разрабатывать правовые актов Иркутской области, Службы, формировать предложения к правовым актам Иркутской области и осуществлять контроль за их выполнением, а также разрабатывать предложения по совершенствованию правовых актов, принимаемых на федеральном уровне;

- готовить отчет о результатах своей профессиональной деятельности в сроки, устанавливаемые руководителем Службы, первым заместителем руководителя Службы;

- принимать участие в мероприятиях по мобилизационной подготовке, работе по гражданской обороне и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций;

- исполнять иные обязанности, обеспечивающие исполнение иных функций отдела декларирования розничной продажи алкогольной продукции Службы, предусмотренных законодательством, положением о Службе, положением об отделе декларирования розничной продажи алкогольной продукции Службы, а также поручения руководителя Службы, первого заместителя руководителя Службы, иных должностных лиц, в пределах полномочий.

Ответственность за неисполнение (ненадлежащее исполнение) должностных обязанностей

Гражданский служащий несет персональную ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации:

- за неисполнение, ненадлежащее или несвоевременное исполнение должностных обязанностей, предусмотренных настоящим должностным регламентом, правовыми актами;

- за нарушение требований законодательства при обработке персональных данных, требований законодательства об информации, информационных технологиях и о защите информации гражданский служащий несет ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Гражданский служащий имеет право

1) представлять Службу в отношениях с органами государственной власти (государственными органами), органами местного самоуправления, организациями по вопросам, относящимся к задачам и функциям отдела;

2) по поручению руководства запрашивать и получать в установленном порядке необходимую информацию по вопросам, относящимся к задачам и функциям Службы, от органов государственной власти (государственных органов), органов местного самоуправления муниципальных образований, организаций и граждан;

3) участвовать в совещаниях, рабочих группах, заседаниях комиссий, проводимых Правительством Иркутской области, Службой по вопросам, относящимся к задачам и функциям отдела;

4) вносить предложения по материально - техническому обеспечению и другим вопросам, связанным с организацией и совершенствованием деятельности отдела;

5) реализовывать иные права предоставляемые лицу, замещающему должность государственной гражданской службы области в соответствии с федеральным и областным законодательством.

Показатели эффективности и результативности профессиональной служебной деятельности

Для оценки профессиональной служебной деятельности гражданского служащего применяются следующие показатели эффективности и результативности профессиональной служебной деятельности, установленные в соответствии с должностными обязанностями и связанные с исполнением управленческих и иных решений, а также правовым, организационным и документационным обеспечением исполнения указанных решений:

1) количество (объем) выполненных работ от установленного перечня должностных обязанностей;

2) качество выполненных работ;

3) соблюдение сроков выполненных работ;

4) уровень служебной загруженности;

5) характер и сложность выполненных работ.

7. Гражданину Российской Федерации, изъявившему желание участвовать в конкурсе, необходимо представить следующие документы:

1) личное заявление на имя представителя нанимателя;

2) заполненную и подписанную анкету установленной формы с приложением фотографии (3*4), утвержденную распоряжением Правительства Российской Федерации от 26 мая 2005 года № 667-р;

3) копию паспорта или заменяющего его документа (соответствующий документ предъявляется лично по прибытии на конкурс),

4) документы, подтверждающие необходимое профессиональное образование, стаж работы и квалификацию:

а) копию трудовой книжки (за исключением случаев, когда служебная (трудовая) деятельность осуществляется впервые), заверенную нотариально или кадровой службой по месту работы (службы), или иные документы, подтверждающие трудовую (служебную) деятельность гражданина;

б) копии документов об образовании и о квалификации, а также по желанию гражданина копии документов, подтверждающих повышение или присвоении квалификации по результатам дополнительного профессионального образования, документов о присвоении ученой степени, ученого звания, заверенные нотариально или кадровыми службами по месту работы (службы);

5) документ об отсутствии у гражданина заболевания, препятствующего поступлению на государственную гражданскую службу Иркутской области или ее прохождению (Учетная форма № 001 – ГС-у, утвержденная Приказом Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 14 декабря 2009 года № 984 н. Для жителей г. Иркутска Учетная форма № 001-ГС-у

выдается по адресу: г. Иркутск, Сударева, д.6 ОГБУЗ « Иркутский областной психоневрологический диспансер»);

6) копию страхового свидетельства обязательного пенсионного страхования;

7) копию свидетельства о постановке физического лица на учет в налоговом органе по месту жительства на территории Российской Федерации;

8) копии документов воинского учета – для военнообязанных и лиц, подлежащих призыву на военную службу;

9) сведения о свойственниках;

10) опросный лист;

11) копии документов, подтверждающих изменении фамилии, имени, отчества (при наличии);

12) согласие на обработку персональных данных.

Все копии документов должны быть заверены или подтверждены оригиналами.

Государственному гражданскому служащему, замещающему должность в службе потребительского рынка и лицензирования Иркутской области, изъявившему желание участвовать в конкурсе, необходимо представить личное заявление на имя руководителя Службы.

Государственному гражданскому служащему, замещающему должность в ином государственном органе Иркутской области, изъявившему желание участвовать в конкурсе, необходимо:

1) личное заявление;

2) собственноручно заполненную и подписанную анкету установленной формы, с приложением фотографии (3*4), утвержденную распоряжением Правительства Российской Федерации от утвержденную распоряжением Правительства Российской Федерации от 26 мая 2005 года № 667-р; подписанную и заверенную кадровой службой государственного органа Иркутской области, в котором государственный гражданский служащий замещает должность государственной гражданской службы.

8. Гражданин (государственный гражданский служащий) не допускается к участию в конкурсе в связи с его несоответствием квалификационным требованиям, установленным к должности областной гражданской службы, а также в связи с ограничениями, установленными законодательством Российской Федерации для поступления на областную гражданскую службу и ее прохождения в случае:

1) признания его недееспособным или ограниченно дееспособным решением суда, вступившим в законную силу;

2) осуждения его к наказанию, исключающему возможность исполнения должностных обязанностей по должности государственной службы (гражданской службы), по приговору суда, вступившему в законную силу, а также в случае наличия не снятой или не погашенной в установленном федеральным законом порядке судимости;

3) наличия заболевания, препятствующего поступлению на государственную гражданскую службу или ее прохождению и подтвержденного заключением медицинского учреждения;

4) близкого родства или свойства (родители, супруги, дети, братья, сестры, а также братья, сестры, родители и дети супругов) с областным гражданским служащим, если замещение должности областной гражданской службы связано с непосредственной подчиненностью или подконтрольностью одного из них другому;

5) выхода из гражданства Российской Федерации или приобретения гражданства другого государства;

6) наличия гражданства другого государства (других государств), если иное не предусмотрено международным договором Российской Федерации;

7) представления подложных документов или заведомо ложных сведений при поступлении на гражданскую службу;

8) непредставления установленных Федеральным законом «О государственной гражданской службе Российской Федерации» сведений или представления заведомо ложных сведений о доходах, об имуществе и обязательствах имущественного характера.

Достоверность сведений, представленных гражданином, подлежит проверке.

9. Условия прохождения государственной гражданской службы Иркутской области

Государственный гражданский служащий осуществляет профессиональную служебную деятельность в соответствии со статьями 14, 15, 16, 17, 18 Федерального закона от 27 июля 2004 года № 79-ФЗ «О государственной гражданской службе Российской Федерации».

10. Порядок проведения конкурса. Предполагаемая дата проведения конкурса

Конкурс проводится в два этапа.

На первом этапе конкурсная комиссия оценивает претендентов на основании представленных ими документов, их соответствия квалификационным требованиям к группе должностей, прохождению гражданской или иной государственной службы, осуществлении другой трудовой деятельности и решает вопрос о допуске претендентов к участию во втором этапе конкурса.

Решение о дате, месте и времени проведения второго этапа конкурса принимается конкурсной комиссией после обработки сведений, представленных претендентами.

Второй этап конкурса проводится конкурсной комиссией с использованием не противоречащих федеральным законам и другим нормативным правовым актам Российской Федерации методов оценки профессиональных и личностных качеств кандидатов, включая:

- тестирование (для оценки уровня владения государственным языком Российской Федерации – русским языком, знаниями основ Конституции Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о государственной гражданской службе и о противодействии коррупции, знаниями и умениями в сфере информационно-коммуникационных технологий, а также оценки знаний и умений по вопросам профессиональной служебной деятельности;

- индивидуальное собеседование по вопросам, связанным с выполнением должностных обязанностей по должности государственной гражданской службы;

- практическое выполнение заданий на персональном компьютере.

Претенденты могут пройти предварительный тест вне рамок конкурса для самостоятельной оценки своего профессионального уровня (далее-предварительный тест). Предварительный тест включает в себя задания для оценки уровня владения государственным языком Российской Федерации (русским языком), знаниями основ Конституции Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о государственной гражданской службе и о противодействии коррупции, знаниями и умениями в сфере информационно-коммуникационных технологий. Предварительный тест размещен на официальном сайте федеральной государственной информационной системы «Единая информационная система управления кадровым составом государственной гражданской службы Российской Федерации» по адресу:https://gossluzhba.gov.ru раздел» Образование».

Документы, указанные в пункте 6 настоящего объявления, представляются в службу потребительского рынка и лицензирования Иркутской области в течение 21 дня со дня объявления об их приеме.

Документы принимаются по адресу: 664003 г. Иркутск, ул. Сухэ-Батора,18, кабинет 324, с 09.00 до 13.00 и с 14.00 до 18.00 (кроме субботы, воскресенья и праздничных дней), телефон (395-2) 24-18-97.

Документы должны быть поданы не позднее 17.00 (время местное) 21 октября 2019 года.

Несвоевременное представление документов, представление их не в полном объеме или с нарушением правил оформления являются основанием для отказа гражданину в их приеме.

Предполагаемая дата проведения конкурса ***20 ноября 2019 года***, конкурс будет проходить по адресу: 664003 г. Иркутск, ул. Сухэ-Батора, 18, кабинет 324.

О дате и времени проведения второго этапа конкурса граждане (государственные гражданские служащие), допущенные к участию в конкурсе, будут уведомлены дополнительно.

За разъяснениями по всем вопросам проведения конкурса обращаться в службу потребительского рынка и лицензирования Иркутской области по телефону (395-2) 24-18-97, с 09.00 до 13.00 и с 14.00 до 18.00 (время местное).

Руководитель службы потребительского рынка
и лицензирования Иркутской области
С.Б. Петров

ГРАФИК
личного приема граждан в министерстве строительства, дорожного хозяйства Иркутской области на октябрь 2019 года

Исполнительный орган государственной власти	Ф.И.О. должностного лица	Должность	Вопросы	Дата, день недели	Адрес приема	Запись по телефону
Министерство строительства, дорожного хозяйства Иркутской области	Свиркина Светлана Дмитриевна	министр строительства, дорожного хозяйства Иркутской области	переселение из аварийного жилья, капитальное строительство и ремонт объектов соцкультбыта	понедельник 07.10.2019 11.00-13.00	Красных Мадьяр, 41, каб. 501	8(3952) 707-291, 8(3952) 707-164
	Липатов Евгений Владимирович	заместитель министра строительства, дорожного хозяйства Иркутской области	развитие автомобильных дорог, дорожное хозяйство Иркутской области	среда 23.10.2019 11.00-13.00	Красных Мадьяр, 41, каб. 503	8(3952) 707-231

ГРАФИК
личного приема граждан руководителем службы по тарифам Иркутской области и его заместителями на октябрь 2019 года

Ф.И.О.	Должность	Дата проведения приема	Время проведения приема	Место проведения приема
Халиулин Александр Раисович	Руководитель службы по тарифам Иркутской области	2, 9, 16, 23, 30 числа месяца	с 10-00 до 11-00	г. Иркутск, ул. Марата, д. 31, каб. 7
Веключ Ирина Юрьевна	Первый заместитель руководителя службы по тарифам Иркутской области	3, 10, 17, 24, 31 числа месяца	с 11-00 до 12-00	г. Иркутск, ул. Марата, д. 31, каб. 12
Солопов Алексей Александрович	Заместитель руководителя службы по тарифам Иркутской области	4, 11, 18, 25 числа месяца	с 10-00 до 11-00	г. Иркутск, ул. Марата, д. 31, каб. 4

Примечание.

Запись на личный прием осуществляется в первый рабочий день месяца, в котором будет проводиться личный прием граждан, в порядке очередности при личном обращении граждан по адресу: г. Иркутск, ул. Марата, д. 31, каб. 5, а также при устном обращении по телефону 8 (3952) 24-06-62.

Для осуществления записи на личный прием гражданином представляется следующая информация:

1) фамилия, имя, отчество (последнее – при наличии);

2) почтовый адрес;

3) контактный телефон (при наличии);

4) суть обращения гражданина.

ГРАФИК личного приема граждан руководителем агентства по обеспечению деятельности мировых судей Иркутской области и его заместителями в октябре 2019 года

Исполнительный орган	Ф.И.О. должностного лица	Лицо, осуществляющее личный прием граждан	Вопросы (кратко по компетенции)	Дни и часы личного приема граждан	Место проведения личного приема граждан	Запись по телефону
Агентство по обеспечению деятельности мировых судей Иркутской области	Семенов Петр Юрьевич	Руководитель агентства по обеспечению деятельности мировых судей Иркутской области	Организационное, финансовое, материально-техническое обеспечение деятельности мировых судей Иркутской области. Финансовое, материально-техническое обеспечение оказания юридической помощи адвокатами в труднодоступных и малонаселенных местностях Иркутской области. Финансовое, материально-техническое обеспечение государственных нотариальных контор. Осуществление государственных полномочий в сфере наделения органов местного самоуправления муниципальных образований Иркутской области отдельными областными государственными полномочиями. Обеспечение граждан бесплатной юридической помощью.	2 октября, среда с 10-00 до 13-00	ул. Рабочая, 2-а, 3 этаж, каб. 305	20-06-20
Агентство по обеспечению деятельности мировых судей Иркутской области	Пушкарева Оксана Юрьевна	Заместитель руководителя агентства по обеспечению деятельности мировых судей Иркутской области	Организационное, финансовое, материально-техническое обеспечение деятельности мировых судей Иркутской области. Финансовое, материально-техническое обеспечение оказания юридической помощи адвокатами в труднодоступных и малонаселенных местностях Иркутской области. Финансовое, материально-техническое обеспечение государственных нотариальных контор. Осуществление государственных полномочий в сфере наделения органов местного самоуправления муниципальных образований Иркутской области отдельными областными государственными полномочиями. Обеспечение граждан бесплатной юридической помощью.	16 октября, среда с 10-00 до 13-00	ул. Рабочая, 2-а, 3 этаж, каб. 302	20-06-20
Агентство по обеспечению деятельности мировых судей Иркутской области	Драгунова Олеся Владимировна	Заместитель руководителя агентства по обеспечению деятельности мировых судей Иркутской области – главный бухгалтер	Финансовое, материально-техническое обеспечение деятельности мировых судей Иркутской области. Материально-техническое и финансовое обеспечение оказания юридической помощи адвокатами в труднодоступных и малонаселенных местностях Иркутской области. Финансовое, материально-техническое обеспечение государственных нотариальных контор. Осуществление государственных полномочий в сфере наделения органов местного самоуправления муниципальных образований Иркутской области отдельными областными государственными полномочиями.	9 октября, среда с 10-00 до 13-00	ул. Рабочая, 2-а, 3 этаж, каб. 303	20-06-20

УКАЗ

ПРЕЗИДЕНТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

О награждении медалью
«За спасение погибавших»

За смелые и решительные действия при спасении людей во время паводка на территории Иркутской области наградить

МЕДАЛЬЮ «ЗА СПАСЕНИЕ ПОГИБАВШИХ»

АЛЕКСЕЕНКО Николая Викторовича – начальника караула федерального казенного учреждения «Следственный изолятор № 5 Главного управления Федеральной службы исполнения наказаний по Иркутской области»

БАЛГАНОВУ Марину Прокопьевну – врача областного государственного бюджетного учреждения здравоохранения «Нижнеудинская районная больница», Иркутская область

ЛЕОНОВА Олега Владимировича – генерального директора общества с ограниченной ответственностью «Московский тракт», Иркутская область

МИНГАЗОВА Артема Рашитовича – машиниста тепловоза эксплуатационного локомотивного депо Нижнеудинск Восточно-Сибирской дирекции тяги – филиала открытого акционерного общества «Российские железные дороги», Иркутская область

СМОЛЯГИНА Александра Андреевича – слесаря сервисного локомотивного депо «Нижнеудинское» филиала «Нижнеудинский» общества с ограниченной ответственностью «ЛокоТех-Сервис», Иркутская область

ТАТАРНИКОВА Евгения Владимировича – индивидуального предпринимателя, Иркутская область

ТОРГОЛЬСКУЮ Наталью Георгиевну – заведующую фельдшерско-акушерским пунктом областного государственного бюджетного учреждения здравоохранения «Нижнеудинская районная больница», Иркутская область

ХОХЛОВА Константина Владимировича – индивидуального предпринимателя, главу крестьянского (фермерского) хозяйства, Иркутская область

ЯКУБОВА Александра Ильича – индивидуального предпринимателя, Иркутская область

Президент Российской Федерации
В. Путин

Москва, Кремль
28 августа 2019 года
№ 406

ГРАФИК личного приёма граждан в службе государственного финансового контроля Иркутской области на октябрь 2019 года

Исполнительный орган государственной власти	Ф.И.О. должностного лица	Должность	Вопросы (кратко по компетенции)	Число, день недели	Адрес приёма	Запись по телефону
Служба государственного финансового контроля Иркутской области	Богданович Людмила Валерьевна	Руководитель	1. Контроль за соблюдением бюджетного законодательства Российской Федерации и иных нормативных правовых актов, регулирующих бюджетные правоотношения, за полнотой и достоверностью отчётности о реализации государственных программ, в том числе отчетности об исполнении государственных заданий. 2. Контроль за соблюдением законодательства Российской Федерации и иных нормативных правовых актов о контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных нужд Иркутской области и муниципальных нужд муниципальных образований Иркутской области.	31 октября 2019 года, четверг с 17:00 до 18:00	г. Иркутск, ул. Свердлова, 28 кабинет № 301	20-00-69
Служба государственного финансового контроля Иркутской области	Максимова Елена Викторовна	Первый заместитель руководителя	1. Контроль за соблюдением бюджетного законодательства Российской Федерации и иных нормативных правовых актов, регулирующих бюджетные правоотношения, за полнотой и достоверностью отчётности о реализации государственных программ, в том числе отчетности об исполнении государственных заданий.	9 октября 2019 года, четверг с 17:00 до 18:00	г. Иркутск, ул. Свердлова, 28 кабинет № 303	20-00-69
Служба государственного финансового контроля Иркутской области	Массель Олег Геннадьевич	Заместитель руководителя	1. Контроль за соблюдением законодательства Российской Федерации и иных нормативных правовых актов о контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных нужд Иркутской области и муниципальных нужд муниципальных образований Иркутской области.	2 октября 2019 года, среда с 17:00 до 18:00	г. Иркутск, ул. Свердлова, 28 кабинет № 323	20-00-69

ПРАВИТЕЛЬСТВО ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

30 августа 2019 года **№ 706-пп**

Иркутск

О внесении изменения в пункт 4 постановления Правительства Иркутской области от 29 августа 2019 года № 684-пп

В соответствии со статьей 11 Федерального закона от 21 декабря 1994 года № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», указом Президента Российской Федерации от 3 июля 2019 года № 316 «О мерах по ликвидации последствий наводнения на территории Иркутской области», руководствуясь частью 4 статьи 66, статьей 67 Устава Иркутской области, Правительство Иркутской области

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Внести в пункт 4 постановления Правительства Иркутской области от 29 августа 2019 года № 684-пп «О внесении изменения в пункт 6 Положения о порядке и условиях предоставления гражданам, жилые помещения которых утрачены в результате чрезвычайной ситуации, сложившейся в результате наводнения, вызванного сильными дождями, прошедшими в июне 2019 года на территории Иркутской области, социальной выплаты на приобретение или строительство жилого помещения» изменение, дополнив его абзацем вторым следующего содержания:

«Действие настоящего постановления распространяется на правоотношения, возникшие со дня его официального опубликования.».

2. Настоящее постановление подлежит официальному опубликованию в общественно-политической газете «Областная», сетевом издании «Официальный интернет-портал правовой информации Иркутской области» (ogirk.ru), а также на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru).

Первый заместитель Губернатора Иркутской области – Председатель Правительства Иркутской области
Р.Н. Болотов

ИЗВЕЩЕНИЕ О ПРОВЕДЕНИИ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

Филиал ОАО «ИЭСК» «Центральные электрические сети» совместно с администрацией муниципального района Усольского районного муниципального образования (в соответствии с Федеральным законом № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе», Приказом Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 № 372 «Об утверждении Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации» уведомляет о начале общественных обсуждений по объекту государственной экологической экспертизы проектной документации: «Строительство ВЛ-10 кВ «Тайтурка-Тайтурка» с отпайкой на с. Холмушино» в соответствии с утвержденным техническим заданием по оценке воздействия на окружающую среду на этапе проведения оценки воздействия на окружающую среду и подготовки обосновывающей документации, а именно инженерных изысканий, проектной документации и предварительного варианта материалов по оценке воздействия на окружающую среду намечаемой хозяйственной и иной деятельности.

Название, цель и месторасположение намечаемой деятельности: проектом «Строительство ВЛ-10 кВ «Тайтурка-Тайтурка» с отпайкой на с. Холмушино» предусмотрено строительство объектов электроснабжения на территории Усольского района.

Заказчик: Филиал ОАО «Иркутская электросетевая компания» «Центральные электрические сети», 665812, Иркутская обл., г. Ангарск, ул. Богдана Хмельницкого, д. 22.

Примерные сроки проведения оценки воздействия на окружающую среду: октябрь - декабрь 2019 года.

Орган, ответственный за организацию общественного обсуждения: Администрация муниципального района Усольского районного муниципального образования, адрес 665479, Иркутская область, Усольский район, р.п. Белореченский, д. 100, совместно с заказчиком.

Предполагаемая форма общественных обсуждений: в форме слушаний.

Форма представления замечаний и предложений: письменная.

Сроки и место доступности технического задания по оценке воздействия на окружающую среду и предварительного варианта материалов по оценке воздействия на окружающую среду, в том числе: инженерные изыскания, утвержденное техническое задание по оценке воздействия на окружающую среду, проектная документация, предварительный вариант материалов ОВОС и журнал учета предложений и замечаний по объекту: «Строительство ВЛ-10 кВ «Тайтурка-Тайтурка» с отпайкой на с. Холмушино» доступны в течение 30 дней с момента настоящей публикации и в течение 30 дней после окончания общественного обсуждения, для ознакомления и направления замечаний и предложений (в письменной форме) по адресу: Иркутская область, Усольский район, р.п. Белореченский, д. 100, каб. 128 с 9-00 до 18-00 и г. Иркутск, ул. Мухиной, д. 19а с 9-00 до 18-00.

Общественные обсуждения в форме слушаний по объекту государственной экологической экспертизы «Строительство ВЛ-10 кВ «Тайтурка-Тайтурка» с отпайкой на с. Холмушино» назначены на 6 ноября 2019 г. в 14:00, в Администрации муниципального района Усольского районного муниципального образования, по адресу: Иркутская область, Усольский район, р.п. Белореченский, д. 100 (актовый зал).

Исполнитель работ по ОВОС: ООО «РЭС», адрес: 664056, г. Иркутск, ул. Мухиной, д. 19а.

Доступ общественности к утвержденному техническому заданию и окончательному варианту материалов по оценке воздействия на окружающую среду будет обеспечен до момента принятия решения о реализации намечаемой деятельности по адресам: Иркутская область, Усольский район, р.п. Белореченский, д. 100, каб. 128 с 9-00 до 18-00 и г. Иркутск, ул. Мухиной, д. 19а с 9-00 до 18-00.

УКАЗ

ГУБЕРНАТОРА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

26 августа 2019 года **Иркутск** **№ 187/1-уг**

О внесении изменений в Положение об уведомлении представителя нанимателя о фактах обращения в целях склонения государственного гражданского служащего Иркутской области, представителем нанимателя которого является Губернатор Иркутской области, к совершению коррупционных правонарушений

В соответствии с частью 5 статьи 9 Федерального закона от 25 декабря 2008 года № 273-ФЗ «О противодействии коррупции», подпунктом 6 пункта 5 Положения об управлении по профилактике коррупционных и иных правонарушений, утвержденного приказом аппарата Губернатора Иркутской области и Правительства Иркутской области от 13 октября 2015 года № 38-пра, руководствуясь статьей 59 Устава Иркутской области,

ПОСТАНОВЛЯЮ:

1. Внести в Положение об уведомлении представителя нанимателя о фактах обращения в целях склонения государственного гражданского служащего Иркутской области, представителем нанимателя которого является Губернатор Иркутской области, к совершению коррупционных правонарушений, утвержденное указом Губернатора Иркутской области от 6 октября 2009 года № 165/105-уг, следующие изменения:

1) в пункте 4 слова «канцелярию Губернатора Иркутской области и Правительства Иркутской области» заменить словами «управление по профилактике коррупционных и иных правонарушений»;

2) в абзаце втором пункта 7 слова «канцелярии Губернатора Иркутской области и Правительства Иркутской области» заменить словами «управлении по профилактике коррупционных и иных правонарушений»;

3) в пункте 8 слова «канцелярию Губернатора Иркутской области и Правительства Иркутской области» заменить словами «управление по профилактике коррупционных и иных правонарушений»;

4) в пункте 16 слова «канцелярию Губернатора Иркутской области и Правительства Иркутской области» заменить словами «управление по профилактике коррупционных и иных правонарушений»;

5) в абзаце первом пункта 17 слова «канцелярию Губернатора Иркутской области и Правительства Иркутской области» заменить словами «управление по профилактике коррупционных и иных правонарушений».

2. Настоящий указ подлежит официальному опубликованию в общественно-политической газете «Областная», сетевом издании «Официальный интернет-портал правовой информации Иркутской области» (ogirk.ru), а также на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru).

С.Г. Левченко

УКАЗ

ПРЕЗИДЕНТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

О награждении государственными наградами Российской Федерации

За заслуги в области химии и многолетнюю добросовестную работу присвоить почетное звание:

«ЗАСЛУЖЕННЫЙ ХИМИК РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ»

СЕЛЕЗНЕВУ Александру Владимировичу – главному химику службы директора по производству и развитию филиала акционерного общества «Саянскхимпласт» в городе Иркутске

Президент Российской Федерации
В. Путин

Москва, Кремль
19 сентября 2019 года
№ 459

УТОЧНЕНИЕ

Информационного сообщения о проведении общественных обсуждений проектной документации по объекту «Дом культуры в с.Тибельти Слюдянского района Иркутской области» опубликованного в газете «Областная» № 49 (1952) от 08-14 мая 2019 г.

Абзац 1 читать в следующей редакции:

В соответствии с Федеральным законом от 23 ноября 1995 года №174-ФЗ «Об экологической экспертизе» и «Положением об оценке воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации», утверждённым приказом Госкомэкологии РФ №372 от 16.05.2000г. в целях учета общественного мнения организованы общественные обсуждения технического задания на проведения оценки воздействия на окружающую среду, предварительного варианта материалов по оценки воздействия на окружающую среду и окончательного варианта материалов по оценки воздействия на окружающую среду в составе проектной документации, выполненной в соответствии с 87 Постановлением правительства от 16.02.2008, по объекту государственной экспертизы: «Дом культуры в с.Тибельти Слюдянского района Иркутской области».

ОБЪЯВЛЕНИЕ ОБ УТЕРЕ ДОКУМЕНТОВ

- Утерянный аттестат (серия 38 АА № 0003933) о среднем (полном) общем образовании, выданный в 2007 г. МОУ ИРМО Оекская СОШ на имя Темниковой Кристины Игоревны, считать недействительным.

Газета зарегистрирована управлением федеральной службы по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций по Иркутской области. Регистрационное свидетельство ПИ № ТУ 38-00167 от 17 сентября 2009 г.

Рукописи, рисунки и фотографии не рецензируются и не возвращаются. Мнение авторов может не совпадать с мнением редакции.

Материалы на таком фоне в разделе «Официальная информация» и в рубрике «Корпоративное управление» публикуются на платной основе.

Перепечатка и любое использование материалов возможны только с письменного разрешения редакции.

Редакция и издатель: ОГАУ «Редакция газеты «Областная»

Юридический и фактический адрес: 664025, г. Иркутск, ул. Российская, 12

Почтовый адрес: 664011 г. Иркутск, а/я 177

Телефон для справок: «ОГАУ «Редакция газеты «Областная» (3952)-200-628, 200-638, факс 200-674
e-mail: og@ogirk.ru, reklama@ogirk.ru

Подписные индексы: П7531 – пн, ср, пт
П7537 – ср
Распространяется бесплатно и по подписке

Учредители: Правительство Иркутской области
Законодательное Собрание Иркутской области

Главный редактор Люстрицкий Д.Г.

Редакторская группа: Хлебникова О.А., Кулыгина Ю.О.

Издательская группа: Полякова О.А., Афонченко А.В.

Газета подписана в печать: 26.09.2019 г. в 21.00
Отпечатано в Отделе по оказанию полиграфических услуг ОГАУ «Редакция газеты «Областная», 669001 п. Усть-Ордынский, ул. Буденного, д. 5.

Тираж 1260 экз.

Заказ

Следующий номер газеты выйдет 02.10.2019 г.

ogirk.ru

12+