

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

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

«Электроэнергетика»

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Г.Н. Чистяков

подпись

инициалы, фамилия

« \_\_\_\_\_ »

\_\_\_\_\_ 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Проектирование системы электроснабжения горнолыжной трассы г. Саяногорска

тема

Руководитель \_\_\_\_\_

подпись, дата

доцент, к.т.н.

должность, ученая степень

Е. В. Платонова

инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_

подпись, дата

Р.А. Иоаниди

инициалы, фамилия

Нормоконтролер \_\_\_\_\_

подпись, дата

И.А. Кычакова

инициалы, фамилия

Абакан 2021

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

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

«Электроэнергетика»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Г.Н. Чистяков

подпись

инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Студенту \_\_\_\_\_ Иоаниди Руслану Анатольевичу \_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество)

Группа ЗХЭн 16-01 (з-16)

Специальность \_\_\_\_\_ 13.03.02 \_\_\_\_\_ Электроэнергетика и электротехника \_\_\_\_\_  
(код) (наименование)

Тема выпускной квалификационной работы Проектирование системы электроснабжения горнолыжной трассы г. Саяногорска

Утверждена приказом по институту № \_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Руководитель ВКР Платонова Е. В., доцент кафедры «Электроэнергетика»  
(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для дипломного ВКР план базы отдыха гладенькая и план горнолыжной трассы, ведомость электрических нагрузок объектов трассы.

Перечень разделов дипломного проекта:

Введение

1 Характеристика объекта

2 Расчет электрической нагрузки горнолыжной базы

2.1 Приближенный расчет осветительных установок объектов методом удельной нагрузки на единицу площади объекта

2.2 Определение расчетных электрических нагрузок до 1 кВ в целом по объекту методом коэффициентов расчетной активной нагрузки (в соответствии с РТМ 36.18.32.4-92)

2.3 Расчет числа трансформаторов

2.4 Определение мощности компенсирующих устройств НН и распределение комплектных конденсаторных установок (ККУ) НН по ЦТП

2.5 Расчет потерь активной мощности в трансформаторах. Определение результирующих нагрузок на стороне 6 кВ подстанций с учетом ККУ НН и потерь в трансформаторах

2.6 Расчет электрических нагрузок на напряжении 6 кВ

3 Проектирование схемы внешнего электроснабжения

3.1 Выбор рационального напряжения связи базы с электроэнергетической системой (ЭЭС)

3.2 Расчет баланса реактивной мощности на границе балансового разграничения с энергосистемой и оценка необходимости дополнительных средств компенсации реактивной мощности

4 Проектирование схемы канализации электроэнергии по территории базы

4.1 Построение картограммы электрических нагрузок объектов

4.2 Распределение нагрузок ниже 1000 В совокупности объектов между трансформаторными подстанциями

4.3 Разработка вариантов схем канализации электроэнергии на базе с учетом требований по резервированию электроснабжения, как по высокому, так и низкому напряжению

4.4 Выбор параметров схем канализации электроэнергии на горнолыжной базе. Выбор кабелей, питающих ЦТП

5 Выбор оборудования и его проверка по токам к.з.

5.1 Выбор оборудования

5.2 Расчет токов к.з. в сети напряжением выше 1000 В

5.3 Проверка оборудования по токам к.з.

6 Расчет заземления и молниезащиты ГПП

7 Технико-экономическое сравнение вариантов канализации электроэнергии по территории базы

Заключение

Список использованных источников

Перечень обязательных листов графической части

1 План горнолыжного комплекса с разводкой силовой сети 110, 6 и 0,4 кВ

2 Однолинейная схема электроснабжения

3 План главной понизительной подстанции

4 Основные варианты схем канализации электроэнергии по территории базы

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_/ Е. В. Платонова  
(подпись, инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_/ Р.А. Иоаниди  
(подпись, инициалы и фамилия студента)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа на тему «Проектирование системы электроснабжения горнолыжной трассы г. Саяногорска» содержит пояснительную записку, состоящую из 75 страниц, и графический материал в количестве 4 листов. Пояснительная записка содержит 19 таблиц и 9 рисунков, приложений нет.

Обосновано питающее напряжение, рассчитаны электрические нагрузки по уровням электроснабжения. Построена картограмма электрических нагрузок на генплане базы отдыха.

Выбор мощности трансформаторов ГПП производился по математическому ожиданию расчетной нагрузки на границе балансового разграничения с энергосистемой. Из двух схем электроснабжения на основании технико-экономического сравнения, разработана радиальная схема электроснабжения трансформаторных подстанций на стороне высокого напряжения.

Выбранное электротехническое оборудование проверено на действие токов короткого замыкания, высоковольтное – на термическую стойкость.

Рассчитано заземляющее устройство главной понизительной подстанции и предложены мероприятия по безопасной эксплуатации электроустановок.

## ABSTRACT

The bachelor's work on the topic "Design of the power supply system of the ski slope of Sayanogorsk" contains an explanatory note consisting of 75 pages, and graphic material in the amount of 4 sheets. The explanatory note contains 19 tables and 9 figures, there are no appendices.

The supply voltage is justified, the electrical loads are calculated according to the power supply levels. The cartogram of electrical loads on the general plan of the recreation center is constructed.

The choice of the power of the GPP transformers was made according to the mathematical expectation of the calculated load at the boundary of the balance separation with the power system. Based on a technical and economic comparison, a radial power supply scheme for transformer substations on the high-voltage side has been developed from two power supply schemes.

The selected electrical equipment is tested for the effect of short-circuit currents, high-voltage-for thermal resistance.

The grounding device of the main step-down substation is calculated and measures for the safe operation of electrical installations are proposed.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	8
1 Характеристика объекта.....	9
2 Расчет электрической нагрузки горнолыжной базы.....	13
2.1 Приближенный расчет осветительных установок объектов методом удельной нагрузки на единицу площади объекта.....	13
2.2 Определение расчетных электрических нагрузок до 1 кВ в целом по объекту методом коэффициентов расчетной активной нагрузки (в соответствии с РТМ 36.18.32.4-92).....	14
2.3 Расчет числа трансформаторов.....	17
2.3.1 Расчет удельной плотности нагрузки низкого напряжения на территории размещения электроприемников базы и выбор желаемой номинальной мощности трансформаторов .....	17
2.3.2 Расчет минимально-допустимого числа трансформаторов по условию передачи активной мощности на напряжение 0,4 кВ.....	18
2.4 Определение мощности компенсирующих устройств НН и распределение комплектных конденсаторных установок (ККУ) НН по ЦТП ...	19
2.5 Расчет потерь активной мощности в трансформаторах. Определение результирующих нагрузок на стороне 6 кВ подстанций с учетом ККУ НН и потерь в трансформаторах .....	19
2.6 Расчет электрических нагрузок на напряжении 6 кВ.....	21
2.6.1 Предварительная привязка потребителей 6 кВ к ГПП.....	21
2.6.2 Определение расчетной нагрузки на сборных шинах 6 кВ ГПП методом коэффициентов расчетной активной нагрузки.....	21
3 Проектирование схемы внешнего электроснабжения	23
3.1 Выбор рационального напряжения связи базы с электроэнергетической системой (ЭЭС) .....	23
3.1.1 Определение расчетного напряжения связи базы с районной подстанцией .....	23

3.1.2	Разработка вариантов внешнего электроснабжения базы с выбором сечений ВЛЭП и номинальной мощности трансформаторов ГПП .....	24
3.1.3	Расчет потерь мощности в ВЛЭП и трансформаторах ГПП .....	27
3.2	Расчет баланса реактивной мощности на границе балансового разграничения с энергосистемой и оценка необходимости дополнительных средств компенсации реактивной мощности .....	28
4	Проектирование схемы канализации электроэнергии по территории .....	30
4.1	Построение картограммы электрических нагрузок объектов .....	30
4.2	Распределение нагрузок ниже 1000 В совокупности объектов между трансформаторными подстанциями .....	32
4.3	Разработка вариантов схем канализации электроэнергии на базе с учетом требований по резервированию электроснабжения, как по высокому, так и низкому напряжению .....	35
4.4	Выбор параметров схем канализации электроэнергии на горнолыжной базе. Выбор кабелей, питающих ЦТП .....	36
5	Выбор оборудования и его проверка по токам к.з. ....	39
5.1	Выбор оборудования .....	39
5.2	Расчет токов к.з. в сети напряжением выше 1000 В .....	39
5.3	Проверка оборудования по токам к.з. ....	46
6	Расчет заземления и молниезащиты ГПП .....	54
6.1	Расчет заземляющего устройства ГПП .....	54
7	Технико-экономическое сравнение вариантов канализации электроэнергии по территории базы .....	62
7.1	Технико-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения .....	62
7.2	Технико-экономическое сравнение вариантов канализации электроэнергии по территории базы .....	70
	Заключение .....	72
	Список использованных источников .....	73

## ВВЕДЕНИЕ

Надежное и экономичное обеспечение организаций и предприятий различных отраслей промышленности электрической энергией надлежащего качества в соответствии с графиком ее потребления является важной задачей. Системы электроснабжения подобных объектов создаются для обеспечения питания электроэнергией различных электроприемников, к которым относятся электродвигатели различных машин и механизмов, электросварочные и осветительные установки и др.

Инженерный проект – это модель будущей системы электроснабжения, представленная в схемах, чертежах, таблицах и описаниях, которые созданы в результате логического анализа исходных данных и на основе расчетов и сопоставления вариантов. Система электроснабжения, как в схемах, так и в конструктивных чертежах должна обеспечивать без существенной ее реконструкции возможность роста электроснабжения объектами организации. Схема электроснабжения должна строиться так, чтобы все ее элементы постоянно находились под нагрузкой, а при аварии или плановом ремонте оставшиеся в работе могли принять на себя нагрузку, обеспечив после необходимых переключений функционирование основных производств.

В условиях действующих объектов особую заботу для энергетиков представляют задачи экономии электрической энергии, особенно в части нормирования и регулирования электроснабжения.

В настоящей бакалаврской работе рассматриваются вопросы электроснабжения горнолыжного курорта ООО «Гладенькая» г. Саяногорска.

Данная система электроснабжения должна соответствовать самым современным требованиям к системам, таким как надежность, экономичность, безопасность для человека и окружающей среды.



## 1 Характеристика объекта

В административном отношении проектируемые объекты расположены в Бейском районе республики Хакасия. Ближайшие населенные пункты пос. Майна и Черемушки расположены в 13 км и 30 км соответственно.

В географическом отношении район строительства относится к горным областям северных отрогов Западного Саяна. Склон горы «Бабик» очень крутой и достигает 45-50 градусов, местами переходит отвесные уступы. Скальные породы, местами встречаются курумники, под которыми текут родниковые воды. Район по сейсмичности 7 баллов.

Поверхность и склоны хребта сильно расчленены, много участков с каменистыми россыпями. Склоны залесены. До высоты 810 м. преобладают светлые парковые леса (сосна, лиственница) с пышным травяным покровом.

Климат в районе строительства резко континентальный. Зима продолжительная холодная, лето - короткое, теплое. Среднегодовая температура -1,3 С, абсолютный минимум -47,2 °С, абсолютный максимум +38,1 С.

Горнолыжный комплекс «Гладенькая» для отдыха (далее – база) представляет собой три основные лыжные трассы с крутыми спусками от 2,5 до 3,2 км. С перепадом высот до 900 м. В настоящее время действует часть Восточной трассы длиной 2,5 км, оборудованной подъемником канатно-кресельной дороги, базой отдыха и объектами инженерного обеспечения. Намечено к строительству Северо-западная, Южная трасса и продолжение Восточной трассы с подъемом на гору «Бабик».

Основными потребителями электроэнергии являются:

Центральная база ГК «Гладенькая» с техническим обеспечением и гостиничным комплексом –1000 кВА.

Установка искусственного снегообразования для Восточной и Северо-Западной трасс—1200 кВА.

Финишная площадка с обслуживающими помещениями — 600 кВА.

Обустройство горнолыжной Северо-Западной трассы с подъемниками и помещениями отдыха—800 кВА.

Обустройство горнолыжной Южной трассы с подъемниками и помещениями отдыха—800 кВА.

Общая потребляемая мощность электроэнергии составляет 4,4 МВА.

Схемы внутриплощадочного электроснабжения продиктованы расположением основных потребителей и конструкцией лыжных трасс. На старте и на финише предусматриваются компактные кемпинги, на базе – основные здания и сооружения по обслуживанию трасс и гостиничные комплексы.

Трассы оборудуются канатно-кресельной дорогой и установками искусственного снегообразования.

Для электроснабжения всего комплекса предусматривается установка трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ.

Определенную сложность представляет прокладка ЛЭП 6 кВ к трансформаторным подстанциям, обусловленной горным рельефом с большими перепадами высот и скальными грунтовыми условиями.

Прохождение воздушных ЛЭП вблизи лыжных трасс не обеспечивает безопасность при эксплуатации. В связи с этим более приемлемым является использование в распределительных сетях 6кВ кабельных линий.

Территориально ГК «Гладенькая» находится в зоне Саянских электрических сетей энергосистемы «Хакасэнерго».

Вблизи на расстоянии 4,5 км от Восточной трассы проходит двухцепная ВЛ 35кВ от ПС 110/35 кВ «Означенное-Районная» до ПС 35/6 кВ «Мраморный карьер». На ПС «Означенное-Районная» установлены два трансформатора 2\*16 МВА. В связи с этим подключение мощности более 3-4 МВА по линии 35 кВ ограничивается пропускной способностью трансформаторов 110/35 кВ на ПС «Означенное-Районная».

От ПС 35/6 кВ «Мраморный карьер» до базы ГК «Гладенькая» - 7 км.

На ПС «Мраморный карьер» установлены 2-а трансформатора мощностью 2,5 МВА.

В качестве второго источника для электроснабжения ГК «Гладенькая» может быть рассмотрена проходящая у южного подножия горы «Бабик» ВЛ 110 кВ «Означенное-Районная» - ГПП-2 пос. Черемушки». Расстояние от стартовых площадок лыжных трасс на горе «Бабик» до рассматриваемой ВЛ 110 кВ составляет 3 км. Этот источник имеет значительный резерв по мощности и высокую степень надежности. Поэтому электроснабжение ОАО «Гладенькая» предусматривает строительство ВЛ 110 кВ и понизительную подстанцию 110/6 кВ на вершине горы «Бабик» с дальнейшим распределением электроэнергии 6 кВ по кабельным лоткам в траншее.

В качестве подробно-проектируемого объекта выступает блока обслуживания, включая приготовление пищи, с различными вспомогательными помещениями.

Ведомость электрических нагрузок гостиницы приводится в таблице 2.2. Ведомость электрических нагрузок всего горнолыжного комплекса приводится в таблице 1.1, основными потребителями которого выступает электропривод канатно-кресельных дорог (ККД). Этот привод установлен в специальных служебных помещениях.

Таблица 1.1 – Электрические нагрузки горнолыжной трассы г. Саяногорска

Исходные данные						
По заданию технологов				По справочным данным		
Наименование ЭП	Количество ЭП, шт. п	Номинальная (установленная) мощность, кВт		коэффициент использования $K_u$	коэффициент реактивной мощности $\frac{\cos \varphi}{\text{tg } \varphi}$	
		одного ЭП $p_n$	общая $P_n = n p_n$			
1	2	3	4	5	6	
1. Гостиница	132	0,014-10,5	227,64	0,6	0,91	0,46
2. Привод ККД-1	4	15-315	586	0,6	0,84	0,65
3. Глубинный насос	4	18,5-250	430,5	0,68	0,87	0,57
4. Компрессорная	4	30-160	480	0,7	0,79	0,78
5. Насосная	7	30-160	732	0,65	0,74	0,91
6. Привод ККД-2	4	35-315	540	0,6	0,82	0,70
7. Привод ККД-3	3	15-315	465	0,6	0,79	0,78
8. Привод ККД-4	2	15-315	345	0,6	0,8	0,75
9. Привод ККД-5	7	30-315	595	0,6	0,82	0,70
10. Привод ККД-6	3	35-315	350	0,6	0,8	0,75

## 2 Расчет электрической нагрузки горнолыжной базы

### 2.1 Приближенный расчет осветительных установок объектов методом удельной нагрузки на единицу площади объекта

При расчете электрической нагрузки базы необходимо учесть нагрузку искусственного освещения объектов. Эта нагрузка определяется по удельной мощности освещения по выражению:

$$\begin{aligned} P_o &= F \cdot \delta \cdot K_{co} \cdot 10^{-3}, \\ Q_o &= P_o \cdot \operatorname{tg} \phi, \end{aligned} \quad (2.1)$$

где  $F$  – освещаемая площадь,  $\text{м}^2$ ;  $\delta$  – удельная плотность осветительной нагрузки,  $\text{Вт}/\text{м}^2$ ;

$K_{co}$  – коэффициент спроса осветительной нагрузки;  $\operatorname{tg} \phi$  – коэффициент мощности осветительной нагрузки.

Для освещения помещений используем энергосберегающие светодиодные лампы с  $\cos \phi = 0,9$  ( $\operatorname{tg} \phi = 0,48$ ).

Расчет освещения для объекта №2.

$$P_o = F \cdot \delta \cdot K_{co} \cdot 10^{-3} = 410 \cdot 16 \cdot 0,8 \cdot 10^{-3} = 5,25 \text{ кВт.}$$

$$Q_o = P_o \cdot \operatorname{tg} \phi = 5,25 \cdot 0,48 = 2,52 \text{ кВт.}$$

Расчеты для остальных помещений сведем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Расчет мощности освещения

№ по ген-плану	Наименование потребителя	F, м <sup>2</sup>	δ, Вт/м <sup>2</sup>	Kco	Po, кВт	cosφ	tgφ	Qo, кВар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Гостиница	6000	20	0,9	108	0,9	0,48	51,84
2	Привод ККД-1	410	16	0,8	5,25	0,9	0,48	2,52
3	Глубинный насос	301	16	0,8	3,85	0,9	0,48	1,85
4	Компрессорная	336	16	0,8	4,3	0,9	0,48	2,06
5	Насосная	512	16	0,8	6,55	0,9	0,48	3,14
6	Привод ККД-2	378	16	0,8	4,84	0,9	0,48	2,32
7	Привод ККД-3	326	16	0,8	4,17	0,9	0,48	2
8	Привод ККД-4	242	16	0,8	3,1	0,9	0,48	1,49
9	Привод ККД-5	417	16	0,8	5,34	0,9	0,48	2,56
10	Привод ККД-6	245	16	0,8	3,14	0,9	0,48	1,51
	Освещение горнолыжной трассы (прожекторы)				55,5*			
	ИТОГО				204,04			71,29

Примечание\*. Освещение горнолыжной трассы включает в себя 111 светильников, установленных на мачтах освещения типа ЗПКН-1500. Мощность каждого светильника составляет 0,5 кВт (ДКУ-500Вт IP65 Uragan Parking), общая мощность  $111 \cdot 0,5 = 55,5$  кВт.

## 2.2 Определение расчетных электрических нагрузок до 1 кВ в целом по объекту методом коэффициентов расчетной активной нагрузки (в соответствии с РТМ 36.18.32.4-92)

Расчет силовых низковольтных электрических нагрузок выполним методом расчетных коэффициентов в соответствии с РТМ 36.18.32.4-92.

Коэффициент расчетной мощности зависит от эффективного числа электроприемников, средневзвешенного коэффициента использования, а также от постоянной времени нагрева сети, для которой рассчитываются элек-

трические нагрузки.

Расчет электрических нагрузок ЭП напряжением до 1 кВ производится для каждого узла питания (распределительного пункта, шкафа, сборки, трансформаторной подстанции), а также по объекту в целом.

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа электроприемников определяется коэффициент расчетной нагрузки  $K_p$ .

Расчетная активная мощность подключенных к узлу питания ЭП напряжением до 1 кВ (графа 14) определяется по выражению

$$P_p = K_p \sum K_u P_n \quad (2.2)$$

На шинах трансформаторных подстанций, а также при определении реактивной мощности в целом по объекту реактивная мощность равна:

$$Q_p = K_p \sum K_u P_n \operatorname{tg} \varphi = P_p \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.3)$$

К расчетной активной и реактивной мощности силовых ЭП напряжением до 1 кВ впоследствии добавлены осветительные нагрузки  $P_{p.o}$  и  $Q_{p.o}$ .

По [6, 7, 8] определяем коэффициенты использования и, с учетом данных таблицы 1.1 производим расчет электрических нагрузок по организации в целом для нагрузок до 1000 В. Результат расчета представлен в таблице 2.3 по форме Ф636-92 [17].

Используя результаты расчета таблицы 2.3, с учетом мощности освещения активные и реактивные нагрузки объектов определяются из выражения:

$$\Sigma P_{pH} = 2523 + 204,04 = 2727,04 \text{ кВт};$$

$$\Sigma Q_{pH} = 1816,56 + 71,29 = 1887,85 \text{ кВар}.$$

Таблица 2.3 - Расчет низковольтных электрических нагрузок предприятия

№	Наименование ЭП	Количество Э.П.	Номинальная мощность			Коэффициент использования, $K_i$	$\cos\phi$	$\text{tg}\phi$	Расчетные величины			Эффективное число Э.П., $n_{\text{Э}}$	Коэффициент расчетной нагрузки $K_p$	Расчетная мощность			Расчетный ток $I_p$ , А
			$P_{\text{min}}$ , кВт	$P_{\text{max}}$ , кВт	$P_{\text{ном}}$ , общая				$K_i * P_{\text{ном}}$ , кВт	$K_i * P_{\text{ном}} * \text{tg}\phi$ , кВар	$p_{\text{ном}}^2$			$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВар	$S_p$ , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
1	Гостиница	132	0,014	10,5	227,64	0,6	0,91	0,38	135,09	52,62	-	19	0,85	114,83	44,44	123,12	187,3
2	Привод ККД-1	4	15	315	586	0,6	0,84	0,65	351,6	228,54	-	4	1	351,6	228,54	419,35	637,14
3	Глубинный насос	4	18,5	250	430,5	0,68	0,87	0,57	292,74	166,86	-	3	1,04	304,45	173,53	350,43	532,42
4	Компрессорная	4	30	160	480	0,7	0,79	0,78	336	262,08	-	4	0,97	325,92	254,22	413,34	628,01
5	Насосная	7	30	160	732	0,65	0,74	0,91	475,8	432,98	-	7	0,915	435,36	396,18	588,64	894,35
6	Привод ККД-2	4	35	315	540	0,6	0,82	0,7	324	226,8	-	3	1,08	349,92	244,94	427,13	648,96
7	Привод ККД-3	3	15	315	465	0,6	0,79	0,78	279	217,62	-	3	1,08	301,32	235,03	382,14	580,6
8	Привод ККД-4	2	15	315	345	0,6	0,8	0,75	207	155,25	-	2	1,11	229,77	172,33	287,21	436,37
9	Привод ККД-5	7	30	315	595	0,6	0,82	0,7	357	249,9	-	4	1	357	249,9	435,77	662,08
10	Привод ККД-6	3	35	315	350	0,6	0,8	0,75	210	157,5	-	2	1,11	233,1	174,83	291,38	442,71
	<b>ИТОГО</b>	170	0,014	315	4751,1	0,62	0,81	0,72	2968,23	2150,2	-	30	0,85	2523	1816,56	3108,92	4723,52



## 2.3 Расчет числа трансформаторов

### 2.3.1 Расчет удельной плотности нагрузки низкого напряжения на территории размещения электроприемников базы и выбор желаемой номинальной мощности трансформаторов

Номинальные мощности трансформаторов ( $S_{\text{нтр}}$ ) определяются плотностью нагрузки оборудования и выбираются, как правило, одинаковыми для всей группы оборудования. Удельная плотность нагрузки определяется по формуле

$$\sigma = \frac{S_{\text{мин}}}{F_{\text{п}}}, \quad (2.4)$$

где  $S_{\text{мин}} = \sqrt{2727,04^2 + 1887,85^2} = 3316,73$  кВА – суммарная полная расчетная низковольтная нагрузка зданий;

$F_{\text{п}} = 49500$  м<sup>2</sup> – площадь объектов.

По формуле (2.4) находим:

$$\sigma = \frac{3316,73}{49500} = 0,067 \text{ кВА/м}^2,$$

следовательно, рекомендуемая мощность трансформаторов равна 630 кВА (таблица 2.4) [17].

### 2.3.2 Расчет минимально-допустимого числа трансформаторов по условию передачи активной мощности на напряжение 0,4 кВ

Минимальное возможное число трансформаторов:

$$N_{\min} = \frac{P_m}{\beta_m \cdot S_{н.тр}}, \quad (2.5)$$

где  $P_m$  – расчетная активная мощность, МВт;

$\beta_m$  – коэффициент загрузки;

$S_{н.тр}$  – номинальная мощность трансформатора.

Расчетное минимальное число трансформаторов:

$$N_{\min} = \frac{2727,04}{0,7 \cdot 630} \approx 7.$$

Т.к. рассматривается потребитель III-й категории, то установим для данного территориально распределенного объекта 7 трансформаторных подстанций с трансформаторами типа ТМ-630/6. Для обеспечения питания потребителей в соответствии с полной расчетной мощностью имеем:

$$N_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{гнн}}}{\beta_m \cdot S_{н.тр}} = \frac{3316,73}{0,7 \cdot 630} \approx 9.$$

Таким образом, исходя из территориального расположения объектов горнолыжного комплекса (лист 1 графической части) к установке принимаем 7 трансформаторных подстанций, из которых две будут являться двухтрансформаторными, а пять – однотрансформаторными.

## 2.4 Определение мощности компенсирующих устройств НН и распределение комплектных конденсаторных установок (ККУ) НН по ЦТП

Наибольшая реактивная мощность  $Q_1$ , которая может быть передана в сеть напряжением до 1 кВ из сети 6 кВ без увеличения числа трансформаторов, определяется как

$$Q_1 = \sqrt{(1,1 \cdot N \cdot \beta_m \cdot S_{н.тр.})^2 - P_m^2}. \quad (2.6)$$

$$Q_1 = \sqrt{(1,1 \cdot 7 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 2727,04^2} = 2023,37 \text{ кВар}.$$

Определяем мощность БК на напряжение 0,4 кВ:

$$Q_{нБК} = \Sigma Q_{рН} - Q_1 = 1887,85 - 2023,37 = -135,52 \text{ кВар}.$$

Т.к. реактивная мощность получилась меньше нуля, то ККУ не требуются.

## 2.5 Расчет потерь активной мощности в трансформаторах. Определение результирующих нагрузок на стороне 6 кВ подстанций с учетом ККУ НН и потерь в трансформаторах

Для каждой подстанции суммируются итоговые расчетные величины, определяется расчетная силовая нагрузка на сборных шинах:

$$\begin{aligned} P_P &= K_P \cdot K_{II} \cdot P_H; \\ Q_P &= K_P \cdot K_{II} \cdot P_H \cdot \operatorname{tg} \varphi; \\ S_P &= \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}. \end{aligned} \quad (2.7)$$

К расчетной мощности силовых электроприемников добавляются осветительные нагрузки, с учетом потерь в трансформаторах определяется результирующая нагрузка на стороне 6 кВ подстанции.

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах

$$\Delta P = \Delta P_{X.X} + K_3^2 \cdot \Delta P_{K.3}, \quad (2.8)$$

$$\Delta Q = \Delta Q_{X.X} + K_3^2 \cdot \Delta Q_{НАГР}, \quad (2.9)$$

где  $\Delta P_{X.X}$ ,  $\Delta Q_{X.X}$  - потери холостого хода, определяемые через каталожные данные [17].

Результирующие нагрузки для трансформаторных подстанций рекомендуется заносить в формуляр Ф202-90 (таблица 2.5). Подробные сведения и расчеты о распределении нагрузки по ТП представлены в п.4.1.

Таблица 2.5 – Результирующие электрические нагрузки ТП

Наименование	Коэффициент реактивной мощности tgφ	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформаторов шт., кВА
		кВт	кВАр	кВА	
		P <sub>p</sub>	Q <sub>p</sub>	S <sub>p</sub>	
1	2	3	4	5	6
ТП1-ТП7					9*630
Силовая нагрузка 0,4 кВ	0,72	2523	1816,56	3108,92	
Осветительная нагрузка	0,35	204,04	71,29	216,14	
Итого на стороне 0,4 кВ	0,69	2727,04	1887,85	3316,73	
Мощность ККУ НН			0		
Итого на стороне 0,4 кВ с учетом ККУ	0,69	2727,04	1887,85	3316,73	
Потери в трансформаторах		5,4*7=37,8	29*7=203		
Итого на стороне ВН	0,76	2764,84	2090,85	3466,41	

ТП-1, ТП-2, ТП-3, ТП-5, ТП-7 – являются однотрансформаторными, а ТП-4 и ТП-6 – двухтрансформаторными.

## **2.6 Расчет электрических нагрузок на напряжении 6 кВ**

### **2.6.1 Предварительная привязка потребителей 6 кВ к ГПП**

До выполнения расчета следует осуществить привязку потребителей 6 кВ к распределительным или главным понижающим подстанциям, исходя из их территориального расположения и надежности электроснабжения, при этом надо стремиться к равномерной загрузке секций сборных шин 6 кВ.

Поскольку устанавливаем ГПП, то считать ЦЭН всего базы целесообразно, и поэтому ГПП установим в ЦЭН, который будет рассчитан ниже в соответствующем пункте.

### **2.6.2 Определение расчетной нагрузки на сборных шинах 6 кВ ГПП методом коэффициентов расчетной активной нагрузки**

Основными потребителями электроэнергии в организации на напряжении 6 кВ являются трансформаторные понижающие подстанции [17]. Расчет электрических нагрузок производится по форме Ф636-92, однако, т.к. в организации отсутствуют высоковольтные электродвигатели, то заполняется только нижеследующая форма (таблица 2.6) [17].

Результирующая нагрузка 6 кВ составляет величину, определяемую по формуле (2.7) с учетом того, что расчетный коэффициент заменяется на коэффициент одновременности.

При учете потерь в трансформаторах определяется результирующая нагрузка на стороне 110 кВ ГПП.

Таблица 2.6 – Расчет электрической нагрузки на сборных шинах 6 кВ

Наименование	Коэф. реактивной мощности $\text{tg}\varphi$	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформаторов, шт. кВА
		кВт	кВАр	кВА	
		$P_p$	$Q_p$	$S_p$	
1	2	3	4	5	6
Результирующие нагрузки ГПП					
ГПП 110/6 кВ					2'4000
Электр. нагрузка базы на стороне 6 кВ	0,76	2764,84	2090,85	3466,41	
С учетом неравномерности распределения нагрузки по сборным шинам	0,76	$2*0,6*$ $*2764,84=$ $=3317,808$	$2*0,6*$ $*2090,85=$ $=2509,02$	4159,69*	
Итого на стороне 6 кВ	0,76	3317,808	2509,02	4159,69	
Математическое ожидание нагрузки		$0,9*$ $*3317,808=$ $=2986,03$	$0,9*$ $*2509,02=$ $=2258,12$	3743,73**	
Потери в трансформаторе ГПП (см. п.3.1.3)		31,73	302,62		
Итого на стороне 110 кВ	0,85	3017,76	2560,74	3957,81	

Расчет для  $S_p$  с учетом неравномерности распределения нагрузки по сборным шинам:

$$S_p = \sqrt{3317,8^2 + 2509,02^2} = 4159,69 \text{ кВА.}$$

Расчет для  $S_p$  (математическое ожидание нагрузки):

$$S_p = \sqrt{2986,03^2 + 2258,12^2} = 3743,73 \text{ кВА.}$$

### 3 Проектирование схемы внешнего электроснабжения

#### 3.1 Выбор рационального напряжения связи базы с электроэнергетической системой (ЭЭС)

##### 3.1.1 Определение расчетного напряжения связи базы с районной подстанцией

Т.к. согласно исходным данным используется для питания базы напряжение 110 кВ, то целесообразно установить ГПП 110/6 кВ.

Выбор желаемого напряжения ЛЭП или кабельной линии произведем по формуле Илларионова:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{500/l + 2500/P}} = \frac{1000}{\sqrt{500/3 + 2500/1,51}} = 23,4 \text{ кВ}, \quad (3.1)$$

где  $l = 3$  км – длина линии,  $P = 3,02/2 = 1,51$  МВт – передаваемая активная мощность по одной из двух цепей питающей линии в нормальном режиме (см. таблицу 2.6).

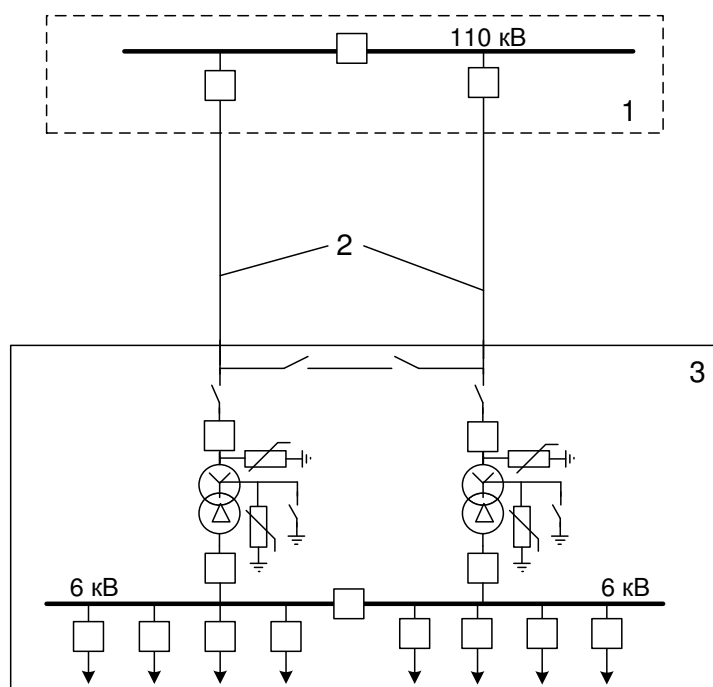
В зависимости от схемы подключения к энергосистеме и конструктивного исполнения сетей, рассматриваются 6 вариантов электроснабжения ГК «Гладенькая» (см. раздел 7).

С учетом существующей ВЛ 110 кВ запитываем объект на напряжении 110 кВ (по вышеприведенным соображениям):

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ.}$$

### 3.1.2 Разработка вариантов внешнего электроснабжения базы с выбором сечений ВЛЭП и номинальной мощности трансформаторов ГПП

Намечаем вариант схемы внешнего электроснабжения. В связи с изложенными в п.1 причинами, для питания объекта построена ВЛ 110 кВ, и объект рационально запитать по этой линии через понижающие трансформаторы 110/6 кВ поэтому для электроснабжения базы применяем схему (рисунок 3.1) при питании от напряжения 110 кВ. ГПП устанавливаем в ЦЭН базы (см. рисунок 4.1 и чертеж №1).



- 1 - подстанция энергосистемы;
- 2 - ЛЭП 110 кВ;
- 3 - ГПП предприятия.

Рисунок 3.1 – Схема питания базы от энергосистемы при напряжении 110 кВ

В соответствии с п.8.14 [17] выбор мощности трансформаторов ГПП следует производить по математическому ожиданию расчетной нагрузки на



границе балансового разграничения с энергосистемой. Данные расчетные величины представлены в таблице 2.6.

Математическое ожидание полной расчетной нагрузки определено в таблице 2.6. Мощность трансформаторов ГПП выбирается по формуле

$$S_m \geq \frac{S'_p}{K_3 \cdot n_m}, \text{ МВА}, \quad (3.2)$$

где  $S'_p$  - математическое ожидание полной расчетной нагрузки, кВА;  $K_3$  - коэффициент загрузки трансформаторов;  $n_m$  - число трансформаторов.

Расчет для варианта 2.

$$S_m \geq \frac{3743,73}{0,7 \cdot 2} = 2674,09 \text{ кВА}.$$

Таким образом, можно выбрать два трансформатора ТМ-4000/110.

Потери мощности в трансформаторах определяются в п.3.1.3. Тогда расчетная полная мощность базы со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП будет равна:

$$S_{ГПП} = \sqrt{(P_p + \Delta P)^2 + (Q_p + \Delta Q)^2}, \quad (3.3)$$

$$S_{ГПП} = \sqrt{(2986,03 + 31,73)^2 + (2258,12 + 302,62)^2} = 3957,81 \text{ кВА}.$$

Определяем сечения линий связи базы с системой. В режиме максимальных нагрузок ток, протекающий по питающей линии, равен:

$$I_M = \frac{S_M}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{3957,81}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 10,4 \text{ А}. \quad (3.4)$$

В послеаварийном режиме:

$$I_{M(\text{пав})} = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{3957,81}{\sqrt{3} \cdot 110} = 20,8 \text{ А.} \quad (3.5)$$

Сечения проводов ЛЭП и сечения кабелей в сетях выше 1000 В выбираются по экономической плотности тока, соответствующее режиму максимальных нагрузок:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_M}{j_{\text{эк}}}, \quad (3.6)$$

где  $I_M$  – расчетный ток одной линии в нормальном режиме;

$j_{\text{эк}}$  – экономическая плотность тока.

По [1] для алюминиевых неизолированных проводов экономическая плотность тока равна  $j_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$ .

По формуле (3.6) находим:

$$S_{\text{эк}} = \frac{10,4}{1,1} = 9,5 \text{ мм}^2$$

Ближайшее стандартное для 110 кВ сечение (по условию коронирования) –  $70 \text{ мм}^2$ . По [9] выбираем сталеалюминиевый провод АС-70 с допустимым током нагрузки 265 А.

Фактический длительный ток нагрева в послеаварийном режиме (когда отключается одна из параллельных цепей) равен 265 А, следовательно выбранное сечение проходит по допустимому току нагрева в этих режимах:  $20,8 < 265 \text{ А}$ . Проверке по потерям напряжения воздушные линии 35 кВ и выше не подлежат, так как повышение уровня напряжения путем увеличения сечения

проводов по сравнению с применением на понижающих подстанциях трансформаторов с РПН, экономически не оправдано [13].

### 3.1.3 Расчет потерь мощности в ВЛЭП и трансформаторах ГПП

Потери мощности в ВЛЭП определяются по формуле:

$$\Delta P_{\text{ВЛЭП}} = \frac{S_p^2}{U^2} \cdot \frac{r_0 \cdot \ell}{n} \cdot 10^{-3}, \quad (3.7)$$

где  $r_0$  - удельное активное сопротивление;

$\ell$  - длина линии, км;

$n$  - количество параллельных цепей.

$$\Delta P_{\text{ВЛЭП}} = \frac{3957,81^2}{110^2} \cdot \frac{0,46 \cdot 3}{2} \cdot 10^{-3} = 0,9 \text{ кВт.}$$

Потери мощности в трансформаторах двухтрансформаторной ГПП:

$$\Delta P_T = 2 \cdot \Delta P_X + \frac{\Delta P_K}{2} \cdot \left( \frac{S_p}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2, \quad (3.8)$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \frac{I_X S_{\text{НОМ}}}{100} + \frac{U_{K\%} \cdot (S_p)^2}{2 \cdot 100 \cdot S_{\text{НОМ}}}. \quad (3.9)$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot 5,8 + \frac{26}{2} \cdot \left( \frac{3743,73}{4000} \right)^2 = 31,73 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \frac{0,9 \cdot 10000}{100} + \frac{7,5 \cdot (3743,73)^2}{2 \cdot 100 \cdot 4000} = 302,62 \text{ кВар.}$$

### 3.2 Расчет баланса реактивной мощности на границе балансового разграничения с энергосистемой и оценка необходимости дополнительных средств компенсации реактивной мощности

Располагаемая реактивная мощность синхронных двигателей (СД)

$$Q_{д.р} = 0,2 \cdot \Sigma Q_{д.н}, \quad (3.9)$$

где  $Q_{д.н}$  – номинальная реактивная мощность СД.

СД 6 кВ не установлены, тогда  $Q_{д.р} = 0$ .

Математическое ожидание (среднее значение) расчетной реактивной мощности на границе балансового раздела с энергосистемой:

$$\bar{Q}_p = 0,9 \cdot Q_p, \quad (3.10)$$

где  $Q_p$  – значение мощности, определяемое по таблице 2.6.

$$\bar{Q}_p = 0,9 \cdot 2560,74 = 2304,67 \text{ кВар.}$$

Экономическое значение РМ, передаваемой из сети энергосистемы в сеть базы в режиме наибольших активных нагрузок энергосистемы:

$$Q_3 = P_p \cdot \text{tg}\varphi_3, \quad (3.11)$$

где  $P_p$  – расчетное значение активной мощности базы на границе балансового раздела с энергосистемой;  $\text{tg}\varphi_3$  – экономическое значение коэффициента мощности в часы максимума нагрузки, задаваемое энергосистемой ( $\text{tg}\varphi_3 = 0,29$  при  $U = 110$  кВ для регионов Сибири).

В начале линии 110 кВ коэффициент реактивной мощности  $\text{tg}\varphi$  меньше предельного  $\text{tg}\varphi_{\text{пред}} = 0,5$  для сетей 110 кВ, следовательно, достаточно ККУ в сети 0,4 кВ, определенных в п. 2.4.

$$Q_s = 3017,76 \cdot 0,29 = 875,15 \text{ кВар.}$$

Составляется баланс РМ на границе балансового раздела с энергосистемой

$$\bar{Q}_p - Q_{\text{н.к}} - Q_{\text{д.р}} - Q_s \leq 0. \quad (3.12)$$

$$2304,67 - 0 - 0 - 875,15 = 1429,52 > 0.$$

Т.к. баланс получился больше нуля, то требуется установка средств КРМ на стороне ВН. Выбираем высоковольтные ККУ типа УКЛ-6,3-900У3 номинальной мощностью 900 кВар, тогда потребуется:

$$1429,52/900 \approx 2 \text{ шт,}$$

т.е. на каждую из двух шин ГПП НН 6 кВ установим по 1 такой батарее.

## 4 Проектирование схемы канализации электроэнергии по территории базы

### 4.1 Построение картограммы электрических нагрузок объектов

В целях экономии металла и электроэнергии важно, чтобы трансформаторные подстанции всех мощностей и напряжений (6, 110 кВ) располагались возможно ближе к центру питаемых ими групп нагрузок.

Координаты центра электрических нагрузок (ЦЭН):

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n p_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n p_i}, \quad y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n p_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n p_i}, \quad (4.1)$$

где  $p_i$ -мощность  $i$ -го электроприемника,  $x_i$  и  $y_i$  - его координаты (оси ординат можно наносить на план объекта произвольно).

Радиус окружности нагрузки для каждого объекта определяется через его расчетную нагрузку с учетом освещения:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{mi}}{\pi \cdot m}}, \quad (4.2)$$

$m$  – масштаб, постоянный для всех объектов базы.

Силовую нагрузку до и выше 1000 В изобразим отдельными кругами.

Поскольку устанавливаем ГПП 110/6 кВ, то считать ЦЭН всей базы целесообразно, и поэтому ГПП установим непосредственно в ЦЭН базы.

Произведем расчет радиусов и диаметров окружностей, характеризующих величины нагрузок соответствующих объектов, а также ЦЭН (таблица 4.1).

Расчетные нагрузки в графах 2-3 таблицы 4.1 определены для каждого

объекта с учетом мощности освещения, т.е. суммированием расчетной силовой нагрузки по каждому объекту (таблица 2.3) и осветительной нагрузки из таблицы 2.1.

Таблица 4.1 – Расчет радиусов и диаметров окружностей, характеризующих величины нагрузок соответствующих объектов и ЦЭН базы

№ объекта	Pp, кВт	Qp, кВар	Xi	Yi	PiXi	PiYi	QiXi	QiYi	m	Ri	Di
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	222,83	96,28	185	310	41223,55	69077,3	17811,8	29846,8	0,7	10,07	20,14
2	356,85	231,06	207	267	73867,95	95278,95	47829,42	61693,02	0,7	12,74	25,48
3	308,3	175,38	207	236	63818,1	72758,8	36303,66	41389,68	0,7	11,84	23,68
4	330,22	256,28	330	306	108972,6	101047,3	84572,4	78421,68	0,7	12,26	24,52
5	441,91	399,32	330	45	145830,3	19885,95	131775,6	17969,4	0,7	14,18	28,36
6	354,76	247,26	235	535	83368,6	189796,6	58106,1	132284,1	0,7	12,7	25,4
7	305,49	237,03	460	340	140525,4	103866,6	109033,8	80590,2	0,7	11,79	23,58
8	232,87	173,82	420	540	97805,4	125749,8	73004,4	93862,8	0,7	10,29	20,58
9	362,34	252,46	283	548	102542,2	198562,3	71446,18	138348,08	0,7	12,84	25,68
10	236,24	176,34	432	500	102055,7	118120	76178,88	88170	0,7	10,37	20,74
ИТОГО	3151,81	2245,23			960009,8	1094144	706062,24	762575,76			
Координаты ЦЭН					<b>304,59</b>	<b>347,148</b>	<b>314,472</b>	<b>339,643</b>			
					<b>Xp</b>	<b>Yp</b>	<b>Xq</b>	<b>Yq</b>			

Картограмма электрических нагрузок представлена на рисунке 4.1.

Объединим объекты базы в группы и наметим ориентировочно расположение трансформаторных подстанций для этих групп объектов (рисунок 4.1).

Место установки ГПП 110/6 кВ целесообразно расположить в ЦЭН горнолыжной базы от энергосистемы. Однако ввиду рельефа местности и расположения горнолыжных трасс смещаем место установки ГПП к месту подхода питания от линии ВЛ-110 кВ (рисунок 4.1).

## 4.2 Распределение нагрузок ниже 1000 В совокупности объектов между трансформаторными подстанциями

Определим месторасположение подстанций. В данном пункте необходимо распределить нагрузку по 7-ми трансформаторным подстанциям ТП-1 – ТП-7 (пять 1 х 630 кВА однострансформаторных и две 2 х 630 кВА двухтрансформаторные).

Распределяем нагрузку объектов по трансформаторным подстанциям и находим для каждой место для установки, исходя из ЦЭН для данной группы объектов (таблицы 4.2-4.8).

Таблица 4.2 - Расчет ЦЭН группы объектов (ТП-1)

№ объекта	Рр, кВт	Qр, кВар	Xi	Yi	PiXi	PiYi	QiXi	QiYi	m	Ri	Di
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
часть 1	111,415	48,14	185	310	20611,78	34538,65	8905,9	14923,4	0,7	7,12	14,24
2	356,85	231,06	207	267	73867,95	95278,95	47829,42	61693,02	0,7	12,74	25,48
ИТОГО	468,265	279,2			94479,73	129817,6	56735,32	76616,42			
Координаты ЦЭН					<b>201,766</b>	<b>277,231</b>	<b>203,207</b>	<b>274,414</b>			
					<b>Xp</b>	<b>Yp</b>	<b>Xq</b>	<b>Yq</b>			

Таблица 4.3 - Расчет ЦЭН группы объектов (ТП-2)

№ объекта	Рр, кВт	Qр, кВар	Xi	Yi	PiXi	PiYi	QiXi	QiYi	m	Ri	Di
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
часть 1	111,415	48,14	185	310	20611,78	34538,65	8905,9	14923,4	0,7	7,12	14,24
3	308,3	175,38	207	236	63818,1	72758,8	36303,66	41389,68	0,7	11,84	23,68
ИТОГО	419,715	223,52			84429,88	107297,5	45209,56	56313,08			
Координаты ЦЭН					<b>201,16</b>	<b>255,644</b>	<b>202,262</b>	<b>251,938</b>			
					<b>Xp</b>	<b>Yp</b>	<b>Xq</b>	<b>Yq</b>			

Таблица 4.4 - Расчет ЦЭН группы объектов (ТП-3)

№ объекта	Рр, кВт	Qр, кВар	Xi	Yi	PiXi	PiYi	QiXi	QiYi	m	Ri	Di
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	330,22	256,28	330	306	108972,6	101047,3	84572,4	78421,68	0,7	12,26	24,52
часть 6	106,428	74,178	235	535	25010,58	56938,98	17431,83	39685,23	0,7	6,96	13,92
ИТОГО	436,648	330,458			133983,2	157986,3	102004,23	118106,91			
Координаты ЦЭН					<b>306,845</b>	<b>361,816</b>	<b>308,675</b>	<b>357,404</b>			
					<b>Xp</b>	<b>Yp</b>	<b>Xq</b>	<b>Yq</b>			



Таблица 4.5 - Расчет ЦЭН группы объектов (ТП-4)

№ объ-екта	Рр, кВт	Qр, кВар	Xi	Yi	PiXi	PiYi	QiXi	QiYi	m	Ri	Di
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	441,91	399,32	330	45	145830,3	19885,95	131775,6	17969,4	0,7	14,18	28,36
ИТОГО	441,91	399,32			145830,3	19885,95	131775,6	17969,4			
Координаты ЦЭН					<b>330</b>	<b>45</b>	<b>330</b>	<b>45</b>			
					<b>Xp</b>	<b>Yp</b>	<b>Xq</b>	<b>Yq</b>			

Таблица 4.6 - Расчет ЦЭН группы объектов (ТП-5)

№ объ-екта	Рр, кВт	Qр, кВар	Xi	Yi	PiXi	PiYi	QiXi	QiYi	m	Ri	Di
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	305,49	237,03	460	340	140525,4	103866,6	109033,8	80590,2	0,7	11,79	23,58
часть 6	141,904	98,904	235	535	33347,44	75918,64	23242,44	52913,64	0,7	8,03	16,06
ИТОГО	447,394	335,934			173872,8	179785,2	132276,24	133503,84			
Координаты ЦЭН					<b>388,635</b>	<b>401,85</b>	<b>393,757</b>	<b>397,411</b>			
					<b>Xp</b>	<b>Yp</b>	<b>Xq</b>	<b>Yq</b>			

Таблица 4.7 - Расчет ЦЭН группы объектов (ТП-6)

№ объ-екта	Рр, кВт	Qр, кВар	Xi	Yi	PiXi	PiYi	QiXi	QiYi	m	Ri	Di
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
часть 6	106,428	74,178	235	535	25010,58	56938,98	17431,83	39685,23	0,7	6,96	13,92
9	362,34	252,46	283	548	102542,2	198562,3	71446,18	138348,08	0,7	12,84	25,68
ИТОГО	468,768	326,638			127552,8	255501,3	88878,01	178033,31			
Координаты ЦЭН					<b>272,102</b>	<b>545,049</b>	<b>272,099</b>	<b>545,048</b>			
					<b>Xp</b>	<b>Yp</b>	<b>Xq</b>	<b>Yq</b>			

Таблица 4.8 - Расчет ЦЭН группы объектов (ТП-7)

№ объ-екта	Рр, кВт	Qр, кВар	Xi	Yi	PiXi	PiYi	QiXi	QiYi	m	Ri	Di
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
8	232,87	173,82	420	540	97805,4	125749,8	73004,4	93862,8	0,7	10,29	20,58
10	236,24	176,34	432	500	102055,7	118120	76178,88	88170	0,7	10,37	20,74
ИТОГО	469,11	350,16			199861,1	243869,8	149183,28	182032,8			
Координаты ЦЭН					<b>426,043</b>	<b>519,856</b>	<b>426,043</b>	<b>519,856</b>			
					<b>Xp</b>	<b>Yp</b>	<b>Xq</b>	<b>Yq</b>			

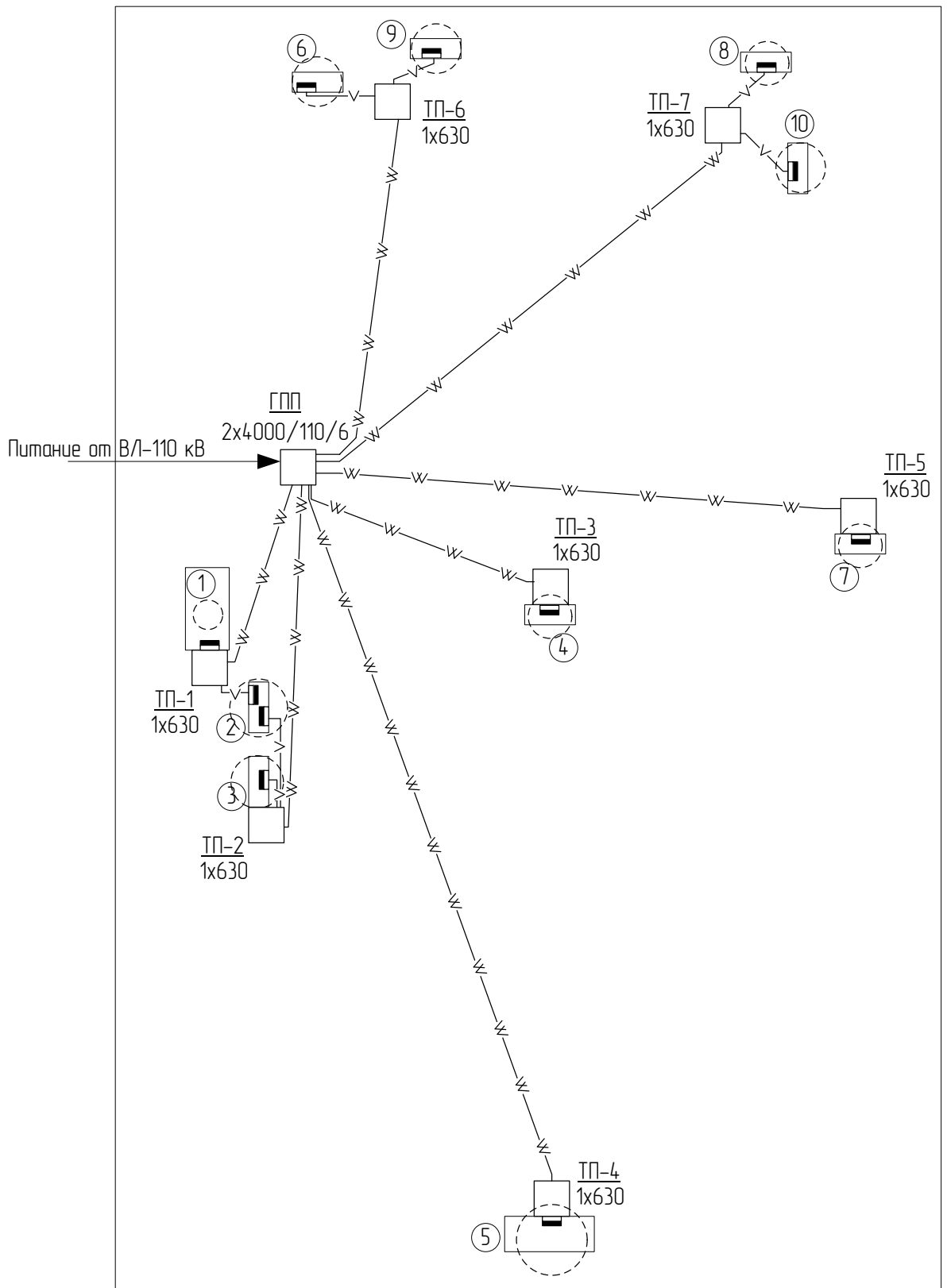


Рисунок 4.1 – Генплан объекта с картограммой

### 4.3 Разработка вариантов схем канализации электроэнергии на базе с учетом требований по резервированию электроснабжения, как по высокому, так и низкому напряжению

Вариант 1.

Применим радиальную схему питания ТП (рисунок 4.2) с глухим присоединением ТП к шинам ГПП.

Вариант 2.

Применим магистральную схему питания ТП (рисунок 4.3).

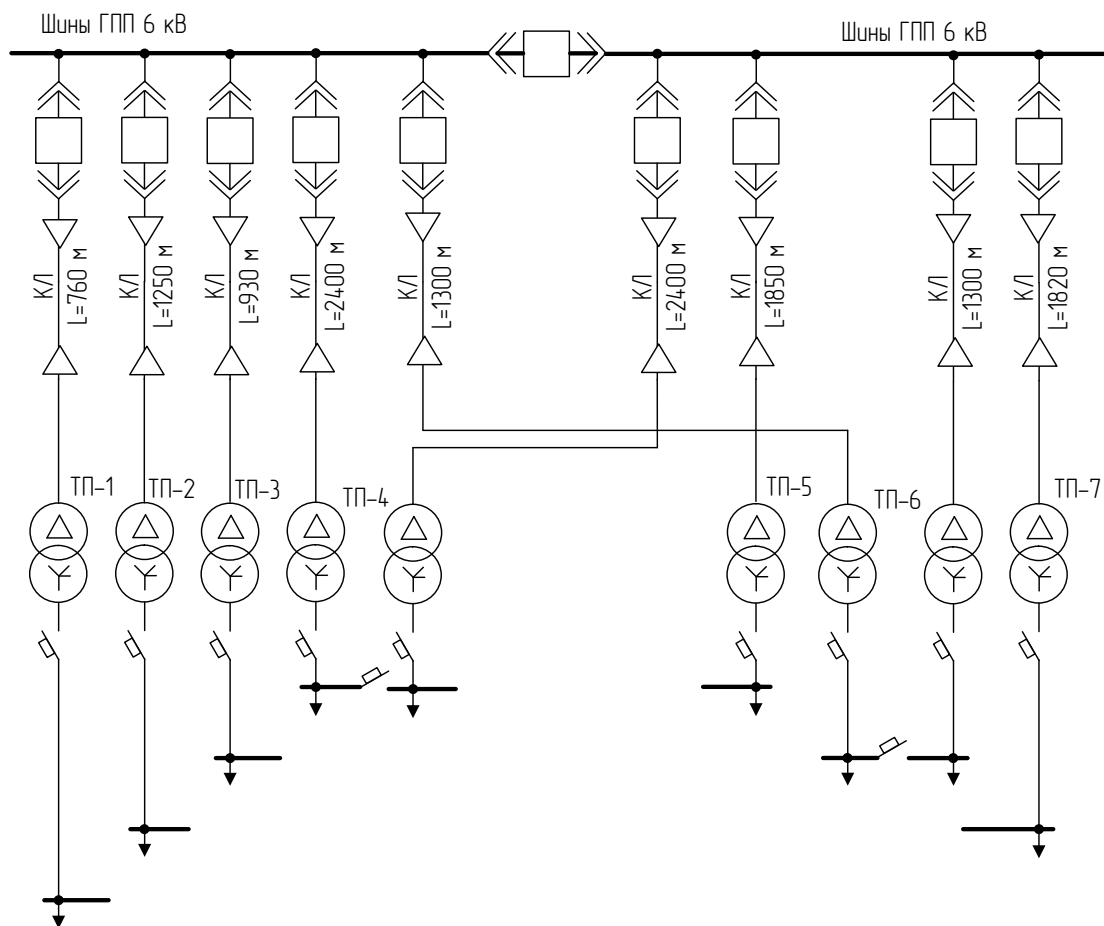


Рисунок 4.2 – Первый вариант схемы

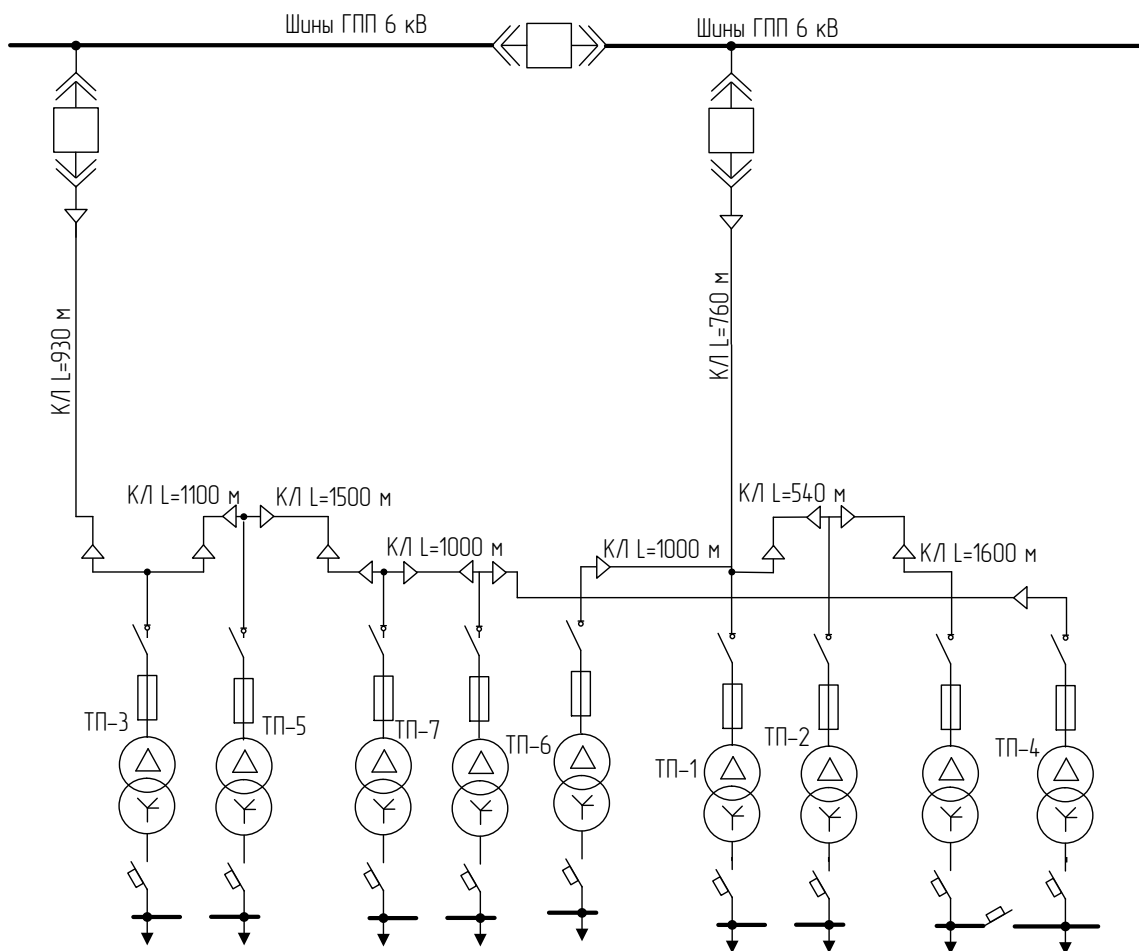


Рисунок 4.3 – Второй вариант схемы

#### 4.4 Выбор параметров схем канализации электроэнергии на горнолыжной базе. Выбор кабелей, питающих ЦТП

Произведем выбор питающих кабельных линий 6 кВ.

Условие выбора по току:

$$I_{\text{доп.}} \geq I_{\text{раб.}}$$

$$I_{\text{раб.}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}} \cdot n}, \quad (4.3)$$

где  $n$  – число линий;  $S_p$  – расчетная нагрузка, кВА;  $I_{\text{раб.}}$  – расчетный ток.

Таблица 4.9 – Нагрузки для выбора кабелей

№	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , кВар	Q <sub>ккв</sub> , кВар	S <sub>p</sub> , кВА	K <sub>з</sub>
1	2	3	4	5	6
ТП-1	468,265	279,2	-	545,18	0,865
ТП-2	419,715	223,52	-	475,52	0,755
ТП-3	436,648	330,458	-	547,60	0,869
ТП-4	441,91	399,32	-	595,6	0,945
ТП-5	447,394	335,934	-	559,48	0,888
ТП-6	468,768	326,638	-	571,35	0,907
ТП-7	469,11	350,16	-	585,39	0,929

Пример для ТП-1 (для таблицы 4.9):

$$S = \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{ккв})^2} = \sqrt{468,265^2 + (279,2 - 0)^2} = 545,18 \text{ кВА.}$$

Для питающей кабельной линии (от ТП-1) по формуле (4.3) определяем токи соответственно в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{раб. (пав)1}} = \frac{545,18}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 1} = 137,32 \text{ А.}$$

Выбираем кабель на напряжение 6 кВ сечением 35 мм<sup>2</sup>, проложенный в траншее [2]. Длительно допустимая токовая нагрузка одного кабеля I<sub>доп.</sub> = 95 А.

Таким образом, КЛ для ТП-1 выполнена кабелем марки 2ААШв-3×35мм<sup>2</sup>.

Для остальных кабельных линий расчет аналогичен (таблица 4.10).

Таблица 4.10 – Выбор кабелей ВН

№ ТП	L, м	S <sub>р</sub> , кВА	I <sub>раб</sub> (пав), А	Тип	Идоп, А	Идоп (одного кабеля), А	число парал- лельно под- ключаемых кабелей
1	2	3	4	5	6	7	8
1 вариант							
1	760	545,18	52,52	ААШв 3 х 35 мм <sup>2</sup>	95	95	1
2	1250	475,52	45,81	ААШв 3 х 35 мм <sup>2</sup>	95	95	1
3	930	547,6	52,76	ААШв 3 х 35 мм <sup>2</sup>	95	95	1
4	2400	595,6	57,38	ААШв 3 х 35 мм <sup>2</sup>	95	95	1
5	1850	559,48	53,9	ААШв 3 х 35 мм <sup>2</sup>	95	95	1
6	1300	571,35	55,04	ААШв 3 х 35 мм <sup>2</sup>	95	95	1
7	1820	585,39	56,4	ААШв 3 х 35 мм <sup>2</sup>	95	95	1
2 вариант							
0, 3	930	2263,82	218,09	ААШв 3 х 95 мм <sup>2</sup>	225	225	1
3, 5	1100	1716,22	165,34	ААШв 3 х 95 мм <sup>2</sup>	225	225	1
5, 7	1500	1156,74	111,44	ААШв 3 х 50 мм <sup>2</sup>	130	130	1
7, 6	1000	571,35	55,04	ААШв 3 х 35 мм <sup>2</sup>	95	95	1
0, 1	760	1616,3	155,71	ААШв 3 х 95 мм <sup>2</sup>	225	225	1
1, 2	540	1071,12	103,19	ААШв 3 х 50 мм <sup>2</sup>	130	130	1
2, 4	1600	595,6	57,38	ААШв 3 х 35 мм <sup>2</sup>	95	95	1

Примечание. Для варианта №2 полные максимальные нагрузки определяются при наиболее тяжелых режимах работы при обрывах КЛ. В графе №1 (№ ТП) для варианта №2 запись, например, "0, 1", означает, что кабель соединяет источник питания (ГПП) (0) с соответствующей подстанцией (1).

## **5 Выбор оборудования и его проверка по токам к.з.**

### **5.1 Выбор оборудования**

На напряжение 6 кВ устанавливаем выключатели ВВЭ-М-10-12,5/630, выбор которых производится в зависимости от величины тока в послеаварийном режиме (таблица 4.3). Наименьший стандартный ток каждого выключателя, равный 630 А, больше каждого из соответствующих токов из таблицы 4.3, протекающих по кабельным линиям.

### **5.2 Расчет токов к.з. в сети напряжением выше 1000 В**

Все электрооборудование, устанавливаемое в системах электроснабжения, должно быть устойчивым к токам КЗ и выбираться с учетом величин этих токов.

При расчете токов КЗ в относительных единицах (на стороне 6 кВ) все расчетные данные приводятся к базисному напряжению и базисной мощности. За базисную мощность  $S_B$  может быть выбрана мощность системы, суммарная номинальная мощность генераторов станции или трансформаторов.

Рассчитаем токи к.з. на стороне 6 кВ с учетом подпитывающего влияния СД, определим сопротивления двигателя.

Схема замещения системы электроснабжения (рисунок 5.1) выше 1000 В представляет собой совокупность схем замещения ее отдельных элементов (в основном в виде индуктивных сопротивлений), соединенных между собой в той же последовательности, что и на расчетной схеме. Источники питания (синхронные генераторы и электрическая система) во внешней схеме электроснабжения кроме собственных реактивностей, имеют также и ЭДС (рисунок 5.2). В данном случае при расчете токов к.з. рассматривается наиболее тяжелый режим при включении секционного выключателя и отключении одного из параллельно работающих трансформаторов.

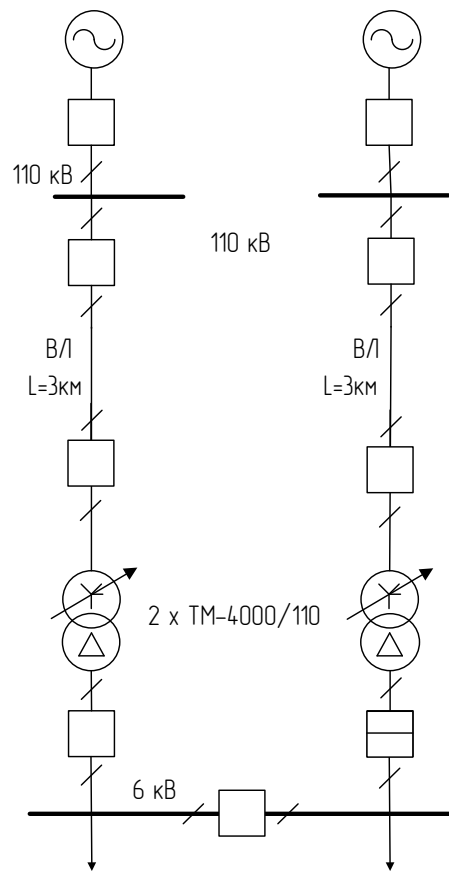


Рисунок 5.1 – Расчетная схема

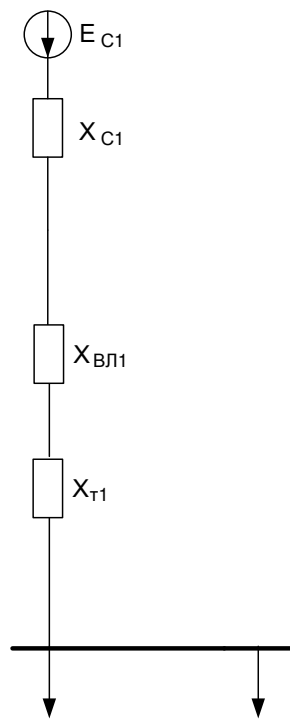


Рисунок 5.2 – Схема замещения



Исходные данные для расчета.

$$\begin{array}{ll} TP1, TP2(TM - 4000 / 110) & ВЛ1, ВЛ2(АС-70) \\ S_H = 4 \text{ МВА}; & x_{y\partial} = 0,444 \text{ Ом/км} \\ U_K = 7,5\%; & \ell = 3 \text{ км} \\ K_{TP} = 110 / 10 & \end{array}$$

В качестве базисных величин произвольно выбираем базисную мощность  $S_B$ :  $S_B = 1000 \text{ МВА}$  и базисное напряжение, приравненное к среднему номинальному (по шкале средних напряжений) той ступени напряжения, на которой рассматривается к.з.:  $U_B = U_{cp} = 115 \text{ кВ}$ ;  $6,3 \text{ кВ}$ .

Базисный ток будем определять по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}.$$

Для приведенных ступеней напряжения базисные токи будут соответственно равны:

$$I_{61} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,5 \text{ кА. (для ступени 110 кВ).}$$

$$I_{62} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,65 \text{ кА. (для ступени 6,3 кВ).}$$

На данном этапе расчета необходимо определить токи к.з. в точках К1 и К2.

Определим параметры схемы замещения.

$$\text{ВЛ: } x_{ВЛ1} = r_{y\partial} \ell S_B / U_{cp}^2 = 0,444 \cdot 3 \cdot 1000 / 115^2 = 0,10 \text{ e.}$$

Трансформаторы TP1 и TP2:

$$x_{TP1} = x_{TP2} = \frac{U_{K1,2}}{100} \frac{S_B}{S_{H1,2}} = \frac{7,5}{100} \frac{1000}{4,0} = 18,75 \text{ o.e.}$$

Сопротивление и ЭДС системы:

$$x_C = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{K3}} = \frac{1000}{1000} = 1 \text{ o.e.}; \quad E_C = 1,0 \text{ o.e.}$$

На данном этапе целесообразно рассмотреть только одну секцию, поскольку для другой секции расчет будет идентичен.

Рассчитаем ток к.з. в точке К0, расположенной на шинах ВН ГПП. При этом учитываются сопротивления воздушных линий и системы:

$$X_{2\Sigma} = X_{1\Sigma} = x_{B/L1} + x_{C1} = 0,1 + 1 = 1,1 \text{ o.e.}$$

Ток к.з. при  $E_{ВН} = E_G = 1,0 \text{ o.e.}$

$$I''_{K0} = E''_{ВН} I_B / X_{2\Sigma} = 1,0 \cdot 5,5 / 1,1 = 5 \text{ кА.}$$

При расчете сопротивления нулевой последовательности при к.з. в т. К0 сопротивление нулевой последовательности воздушной линии в среднем 3 раза превышает сопротивление прямой последовательности, поэтому сопротивления всех линий вводим в схему замещения в виде утроенной величины:

$$X_{0\Sigma} = 3x_{B/L1} + x_{C1} = 3 \cdot 0,1 + 1 = 1,3 \text{ o.e.}$$

Дополнительное сопротивление, для однофазного к.з.:

$$x_{\Delta}^{(1)} = x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma} = 1,1 + 1,3 = 2,4 \text{ o.e.}$$

Рассчитываем ток прямой последовательности в фазе А для однофазного к.з.:

$$I_{A1} = \frac{E_{\text{ЭКВ1}}}{x_{1\Sigma} + x_{\Delta}^{(1)}} = \frac{1,0}{1,1 + 2,4} = 0,29 \text{ о.е.}$$

Коэффициент взаимосвязи токов, для однофазного к.з.:

$$m^{(1)} = 3.$$

Ток прямой последовательности в кА:

$$I_{\text{кА1}}^{(1)} = I_{* \text{кА1}}^{(1)} I_{\text{б}} = 0,29 \cdot 5,5 = 1,6 \text{ кА.}$$

Рассчитываем модуль тока поврежденной фазы при заданном несимметричном однофазном КЗ:

$$I_{\text{к0}}^{(1)} = m^{(1)} I_{A1}^{(1)} = 3 \cdot 1,6 = 4,8 \text{ кА.}$$

$$i_{\text{ВД к0}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{ВД}} \cdot I_{\text{к0}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,8 = 12,22 \text{ кА,}$$

где  $k_y$  – ударный коэффициент, который при расчете токов к.з. в сетях напряжением выше 1000 В можно принять равным 1,8 [14].

Сопротивление эквивалентное им будет равно

$$X_{\text{с1}} = x_{\text{м1}} + x_{\text{ВЛ1}} + x_{\text{С1}} = 18,75 + 0,1 + 1 = 19,85 \text{ о.е.}$$

Таким образом, эквивалентная ЭДС и сопротивление внешней цепи:

$$E_{BH} = E_G = 1,0 \text{ о.е.}$$

$$x_{BH} = x_{\Sigma 0} = 19,85 \text{ о.е.}$$

Сверхпереходное значение тока трехфазного КЗ:

$$I''_K = I''_{BH},$$

$$I''_{BH} = E''_{BH} I_B / z_{\Sigma},$$

где  $E''_{BH}$  - результирующее значение сверхпереходной ЭДС (см. выше).;

$I_B$  - базисный ток, соответствующий той ступени напряжения, где произошло КЗ:

$$I_B = I_{62} = 91,65 \text{ кА.}$$

$z_{\Sigma} = x_{BH} + x_{\text{доп}}$  - результирующее сопротивление короткозамкнутой цепи;  $x_{\text{доп}}$  - дополнительная реактивность (рисунок 5.6).

$$z_{\Sigma} = 19,85 \text{ о.е.}$$

$$I''_{BH} = \frac{1,0 \cdot 91,65}{19,85} = 4,62 \text{ кА.}$$

Таким образом, сверхпереходной ток к.з. равен:

$$I''_{K1} = 4,62 \text{ кА.}$$

Наибольшее мгновенное значение полного тока КЗ (ударный ток) определим по выражению [15]:

$$i_y = K_y \sqrt{2} I''_{\text{ВН}},$$

где  $K_y$  – ударный коэффициент внешней сети. Величина  $K_y$  зависит от отношения  $x_{\text{рез}} / r_{\text{рез}} = 19,85 / 0 \rightarrow \infty$ , то  $K_y = 1,0$ .

$$i_y = 1,0 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,62 = 6,53 \text{ кА}.$$

Сопротивления питающей кабельной линии, питающей ТП-1:

$$X_{\text{пит.КЛ}^*} = x_{\text{уд}} \cdot 1 \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,08 \cdot 0,76 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 1,53 \text{ о.е.},$$

$$r_{\text{пит.КЛ}^*} = r_{\text{уд}} \cdot 1 \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 1,24 \cdot 0,76 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 23,74 \text{ о.е.}$$

Ток КЗ в точке К2:

$$I_{\text{К2}} = \frac{I_6}{z_{*2}} = \frac{I_6}{\sqrt{x_{*2}^2 + r_{*2}^2}} = \frac{91,65}{\sqrt{(19,85 + 1,53)^2 + 23,74^2}} = 2,87 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания, кА

$$i_{\text{уд К2}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{К2}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 2,87 = 5,68 \text{ кА}.$$

где  $k_{\text{уд}} = 1,4$  – ударный коэффициент.

### 5.3 Проверка оборудования по токам к.з.

ВВЭ-М-10-12,5/630.

По напряжению электроустановки:

$$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}; \quad (5.1)$$
$$6\text{кВ} < 10\text{кВ}.$$

По длительному току:

$$I_{\text{РАБМАХ}} \leq I_{\text{НОМ}}; \quad (5.2)$$
$$52,52\text{А} \leq 630\text{А}.$$

По несимметричному току отключения:

$$I_{\text{П}} \tau \leq I_{\text{ОТКЛ}}, \quad (5.3)$$

где  $I_{\text{П}} \tau \approx I_{\text{ПО}} = I_{\text{К}}^{(3)}$ ;

$$2,87\text{кА} < 20\text{кА}.$$

По аperiodической составляющей расчетного тока:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{\text{П}\tau} + i_{a\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{ОТКЛНОМ}} \cdot (1 + \beta_{\text{Н}} / 100). \quad (5.4)$$

$$\tau = t_{\text{PЗMIN}} + t_{\text{ОВ}} = 0,01 + 0,01 = 0,02 \text{ с},$$

где  $t_{\text{ОВ}}$  - собственное время отключения выключателя с приводом;

$t_{\text{PЗMIN}}$  - условное наименьшее время срабатывания релейной защиты;

$\beta_i = 13\%$  - содержание аperiodической составляющей.

$$i_{ар} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл\ ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 13 \cdot 20}{100} = 3,7 \text{ кА}.$$

По предельному сквозному току к.з. на электродинамическую устойчивость:

$$\begin{aligned} I_{п0} &\leq I_{прскв}; \\ 2,87 \text{ кА} &\leq 80 \text{ кА}; \\ i_{у} &\leq i_{прскв}; \\ 5,68 \text{ кА} &\leq 80 \text{ кА}. \end{aligned} \tag{5.5}$$

По допустимому току термической устойчивости:

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T; \tag{5.6}$$

где  $I_T$  и  $t_T$  - ток и время термической устойчивости.

$$B_K = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \tag{5.7}$$

где  $t_{откл} = 0,1 \text{ с}$  – время отключения линии;

$T_a = 0,01$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к.з.

$$B_K = 2,87^2 \cdot (0,1 + 0,01) = 4910 \text{ кА}^2 / \text{с}.$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 80^2 \cdot 4 = 25600 \text{ кА}^2 / \text{с}.$$

$$4910 \text{ кА}^2 / \text{с} < 25600 \text{ кА}^2 / \text{с}.$$

Выключатель подходит по результатам проверки.

Проверка кабеля 6 кВ (проверяется один самый нагруженный по току кабель, т.к. все сечения одинаковые).

Минимальное сечение проводника должно отвечать требованиям по термической стойкости:

$$F \geq F_{MIN}; \quad (5.8)$$

Минимальное сечение проводника, мм<sup>2</sup>:

$$F_{MIN} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (5.9)$$

где  $B_K$  - импульс квадратичного тока к.з.,  $кА^2 / с$ ;

$C = 98 A \cdot с^2 / мм^2$  – тепловая функция при номинальных условиях [7].

Импульс квадратичного тока к.з.,  $кА^2 / с$ :

$$B_K = I_{кз}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \quad (5.10)$$

$$B_K = 2,87^2 \cdot (0,1 + 0,01) = 4910000 A^2 / с;$$

$$F_{MIN} = \frac{\sqrt{4910000}}{98} = 17 \text{ мм}^2; F = 35 \text{ мм}^2; 35 \geq 17,$$

следовательно, кабель подходит.

Проверка основного оборудования на 110 кВ.

Для защиты трансформатора ГПП на ВН используется выключатель ВБНТ-110-20/1600УХЛ1.

По напряжению электроустановки:



$$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}};$$

$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}.$$

По длительному току:

$$I_{\text{РАБМАХ}} \leq I_{\text{НОМ}}; 10,4 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}.$$

По несимметричному току отключения:

$$I_{\text{П}} \tau \leq I_{\text{ОТКЛ}},$$

$$I_{\text{П}} \tau \approx I_{\text{П0}} = I_{\text{К}}^{(3)};$$

$$9,9 \text{ кА} < 20 \text{ кА}.$$

По аperiodической составляющей расчетного тока:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{\text{П}\tau} + i_{a\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{ОТКЛНОМ}} \cdot (1 + \beta_{\text{Н}} / 100).$$

$$\tau = t_{\text{РЗМИН}} + t_{\text{ОВ}} = 0,01 + 0,01 = 0,02 \text{ с},$$

$$i_{a\tau} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{Н}} \cdot I_{\text{ОТКЛНОМ}}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 13 \cdot 20}{100} = 3,7 \text{ кА}.$$

По предельному сквозному току к.з. на электродинамическую устойчивость:

$$I_{\text{П0}} \leq I_{\text{ПРСКВ}};$$

$$4,62 \text{ кА} \leq 52 \text{ кА};$$

$$i_{\text{У}} \leq i_{\text{ПРСКВ}};$$

$$6,53 \text{ кА} \leq 52 \text{ кА}.$$

По допустимому току термической устойчивости:

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T;$$

где  $I_T$  и  $t_T$  - ток и время термической устойчивости.

$$B_K = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{ОТКЛ}} + T_a),$$

где  $t_{\text{ОТКЛ}} = 0,1 \text{ с}$  – время отключения линии;

$T_a = 0,01$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока к.з.

$$B_K = 9,9^2 \cdot (0,1 + 0,01) = 11720 \text{ кА}^2 / \text{с}.$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 80^2 \cdot 4 = 25600 \text{ кА}^2 / \text{с}.$$

$$11720 \text{ кА}^2 / \text{с} < 25600 \text{ кА}^2 / \text{с}.$$

Выключатель подходит по результатам проверки.

Проверка разъединителя РДЗ-110/1600У1.

По напряжению электроустановки:

$$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}; 110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}.$$

По длительному току:

$$I_{\text{РАБМАХ}} \leq I_{\text{НОМ}}; 10,4 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}.$$

По предельному сквозному току к.з. на электродинамическую устойчивость:

$$i_y \leq i_{\text{ПРСКВ}};$$

$$6,53 \text{ кА} \leq 63 \text{ кА}.$$

По допустимому току термической устойчивости:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T;$$

где  $I_T$  и  $t_T$  - ток и время термической устойчивости.

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a),$$

$$B_k = 4,62^2 \cdot (0,1 + 0,01) = 7720 \text{ кА}^2 / \text{с}.$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 80^2 \cdot 4 = 25600 \text{ кА}^2 / \text{с}.$$

$$7720 \text{ кА}^2 / \text{с} < 25600 \text{ кА}^2 / \text{с}.$$

Разъединитель подходит по результатам проверки.

Выбор гибких шин РУ ВН.

Для расчетных значений  $I_{\text{раб, норм}} = 10,4 \text{ А}$ ,  $I_{\text{раб, утж.}} = 20,8 \text{ А}$  выбирается

провод АС-70,  $S = 70 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{доп}} = 295 \text{ А}$ .

Минимальное значение по термической стойкости:

$$S_{\text{min}} = \sqrt{B_k} / C = \sqrt{0,87 \cdot 10^6} / 91 = 10,25 \text{ мм}^2,$$

где  $C = 91$  – тепловой коэффициент для алюминия.

Проверка шин на сжестывание не производится, так как  $I_{n0} < 20 \text{ кА}$ .

Проверка по условию коронирования не производится, так как минимально допустимое сечение провода ( $U = 110 \text{ кВ}$ )  $70 \text{ мм}^2$ .

Выбор изоляторов. Выбор проходных изоляторов на НН

Выбирается проходной изолятор ИП-10/1000-750УХЛ1 (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Выбор и проверка проходных изоляторов на НН

Условие проверки	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утж.}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.утж.}} = 191 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$F_{\text{расч.}} \leq F_{\text{доп}}$	$F_{\text{расч.}} = \frac{(\sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot 1 \cdot 10^{-7})}{2a} =$ $= \frac{\sqrt{3} \cdot 6,53^2 \cdot 1,9 \cdot 10^{-7}}{2 \cdot 0,8} = 61,4 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} = 7500 \text{ к.г.с.} = 7357,5 \text{ Н}$ $F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{расч.}} = 0,6 \cdot 7357,5 =$ $= 4414,5 \text{ Н}$

Выбор опорных изоляторов на ВН.

Выбираем опорный изолятор стержневого типа ОНС-110-300:

Таблица 5.2 Выбор и проверка опорного изолятора

Расчетные условия	Каталожные данные
$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб,утяж}} = 191 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$F_{\text{расч.}} = \frac{(\sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot \ell \cdot K_{\text{II}} \cdot 10^{-7})}{a},$ $F_{\text{расч.}} = \sqrt{3} \cdot 6,53^2 \cdot 1,9 \cdot 1 \cdot 10^{-7} / (0,8) = 122,8 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 3430 = 2058 \text{ Н}$

Таблица 5.3 – Проверка основного оборудования (КЛ, питающих ТП)

№ ТП	$B_K$ , $kA^2/c$	I, А	Минимальное сечение по термической стойкости, $F_{min}$ , $mm^2$	Сечение принятое F, $mm^2$	Проверка $F > F_{min}$
1	2	3	4	5	6
1	4910	52,52	17	35	35>17
2	4283	45,81	15	35	35>15
3	4932	52,76	17	35	35>17
4	5364	57,38	19	35	35>19
5	5039	53,9	17	35	35>17
6	5146	55,04	18	35	35>18
7	5273	56,4	18	35	35>18

Примечание. Выключатели ВВЭ-М-10-12,5/630, установленные в начале кабельных линий, питающих ТП, имеют ток 630 А, что больше любого из токов для каждой ТП (см. таблицу 5.3).

## 6 Расчет заземления и молниезащиты ГПП

### 6.1 Расчет заземляющего устройства ГПП

Произведем расчет заземления главной понизительной подстанции, расположенной на территории базы.

Заземляющее устройство для установок 35 кВ и выше (в нашем случае 110 кВ) выполняется из вертикальных заземлителей, соединительных полос, полос, уложенных вдоль рядов оборудования, и выравнивающих полос, уложенных в поперечном направлении и создающих заземляющую сетку с переменным шагом. Расстояние между полосами должно быть не более 30 м [3].

Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не должно, как правило, превышать 10 кВ, в противном случае возникает опасность пробоя изоляции кабелей низкого напряжения.

Исходные данные:

- 1) площадь подстанции:  $S = 40 \times 55 \text{ м}^2$ ,  $S = 2200 \text{ м}^2$ .
- 2) удельное сопротивление верхнего слоя грунта:  $\rho_1 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ;
- 3) удельное сопротивление нижнего слоя грунта:  $\rho_2 = 400 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ;
- 4) глубина промерзания грунта:  $h_1 = 1,95 \text{ м}$ ;
- 5) глубина заложения заземлителя:  $t = 0,7 \text{ м}$ ;
- 6) длина вертикального заземлителя:  $l = 4 \text{ м}$ ;
- 7) расстояние между вертикальными заземлителями:  $a = 3 \text{ м}$ .

Расчет производится в следующем порядке:

Намечается схема заземляющего устройства.

Сложный заземлитель заменяется расчетной квадратной моделью (рисунок 6.1) при условии равенства их площадей  $S$ , общей длины горизонтальных проводников, глубины их заложения  $t$ , числа и длины вертикальных заземлителей  $l$  и глубины их заложения. При проведении расчета многослойный грунт заменяется двухслойным: верхний толщиной  $h_1$  с удельным сопротив-

лением  $\rho_1$  (слой сезонных изменений), нижний – с удельным сопротивлением  $\rho_2$ .

Взамен деревянному забору ограду ПС выполним металлической сеткой, стойки ограды электрически соединены с металлической сеткой. Для исключения электрической связи внешней ограды с заземляющим устройством расстояние от ограды до элементов заземляющего устройства, расположенных вдоль нее с внутренней, стороны не менее 2 м. [3]

Общая длина горизонтальных полос составляет  $L_r = 650$  м.

Определяется время  $\tau_B$  и находится допустимое напряжение прикосновения.

$$\tau_B = t_{p,3} + t_{O,B}. \quad (6.1)$$

$$\tau_B = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с.}$$

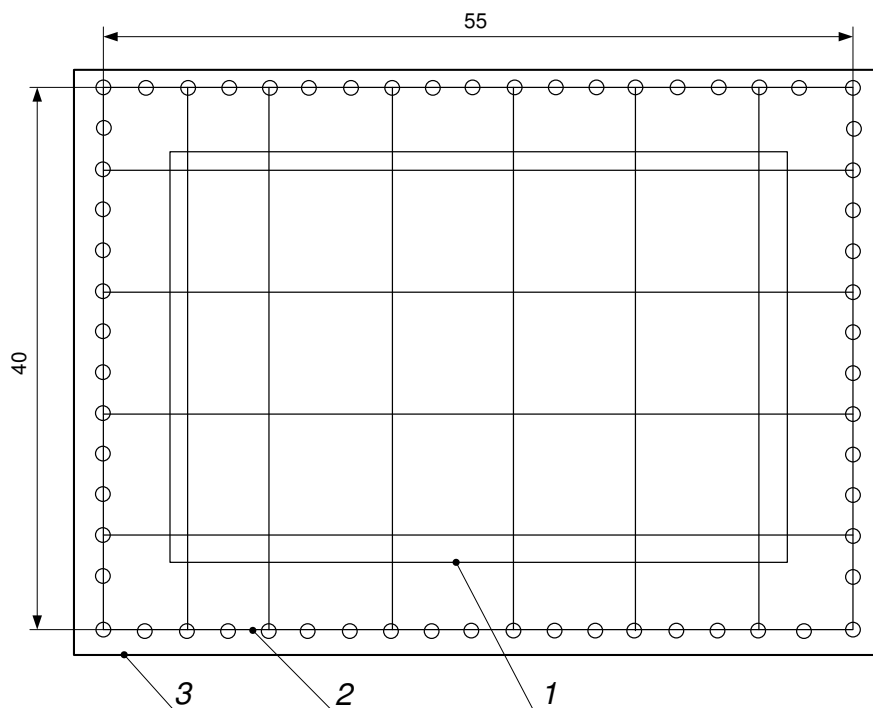


Рисунок 6.1 – Расположение заземляющего устройства: 1 – площадь, занятая оборудованием; 2 – заземляющий контур; 3 – ограждение подстанции

Допустимое напряжение прикосновения (таблица 6.1):

$$U_{\text{пр.доп}} = 450\text{В.}$$

определяется коэффициент напряжения прикосновения по формуле:

$$k_{\text{п}} = \frac{M \cdot \beta}{\left( \frac{l_{\text{в}} \cdot L_{\text{г}}}{a\sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (6.2)$$

где  $M$  - параметр, зависящий от  $\rho_1 / \rho_2$ ;

$\beta$  - коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока со ступней на землю;

$l_{\text{в}}$  - длина вертикального заземлителя;

$L_{\text{г}}$  - суммарная длина горизонтальных заземлителей;

$a$  - расстояние между вертикальными заземлителями;

$S$  - площадь заземляющего устройства.

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}}, \quad (6.3)$$

где  $R_{\text{ч}}$  - сопротивление тела человека, при расчетах принимают равным

$$R_{\text{ч}} = 1000\text{Ом};$$

$R_{\text{с}}$  - сопротивление растеканию тока от ступней в землю, принимают

$$R_{\text{с}} = 1,5\rho_{\text{вс}};$$

$\rho_{\text{вс}}$  - удельное сопротивление верхнего слоя земли Ом·м.



$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 150} = 0,816.$$

Величина параметра  $M$  [17]:

$$\rho_1 / \rho_2 = 150 / 40 = 3,75; M = 0,72.$$

Для контура выбираю вертикальные заземлители длиной 4 м. Суммарная длина горизонтальных заземлителей 650 м. Расстояние между вертикальными заземлителями 3 м.

$$k_{\Pi} = \frac{0,72 \cdot 0,816}{\left( \frac{4 \cdot 650}{3 \cdot \sqrt{40 \cdot 55}} \right)^{0,45}} = 0,159;$$

напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{k_{\Pi}}. \quad (6.4)$$

$$U_3 = \frac{450}{0,159} = 2830\text{В}, \text{ что в пределах допустимого (меньше 10 кВ);}$$

находится допустимое сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_3}, \quad (6.5)$$

где  $I_3$  - ток, стекающий с заземлителя проектируемого заземляющего устрой-

ства при однофазном коротком замыкании (с некоторым запасом может быть принят равным току трехфазного КЗ,  $I_{\text{ПО}}^{(3)} = 3105 \text{ А}$ ).

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{2830}{3105} = 0,91 \text{ Ом}.$$

заземляющее устройство преобразуется в расчетную модель квадратной формы, площадь которой и суммарная длина горизонтальных заземлителей такие же, как в реальной модели рисунок 9.1.

$$\text{Сторона квадратной модели } \sqrt{S} = \sqrt{40 \cdot 55} = 46,9 \text{ м}.$$

Число ячеек по стороне модели:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2\sqrt{S}} - 1, \text{ шт}; \quad (6.6)$$

$$m = \frac{650}{2 \cdot 46,9} - 1 = 5,9 \text{ шт},$$

принимаем  $m = 6$  (принимается ближайшее целое).

Длина стороны ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (6.7)$$

$$b = \frac{46,9}{6} = 7,8 \text{ м}.$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура:

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{a}; \quad (6.8)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot 46,9}{3} = 63 \text{ шт.}$$

принимаем  $n_B = 63$  шт.

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_B = l_B \cdot n_B \quad (6.9)$$

$$L_B = 3 \cdot 63 = 252 \text{ м.}$$

По расчетной модели определяется сопротивление реального заземляющего устройства, для чего рассчитывается относительная глубина заложения заземлителя:

Относительная глубина:

$$\frac{l_B + t_\Gamma}{\sqrt{S}} = \frac{4 + 0,7}{46,9} = 0,096 < 0,1,$$

где  $t_\Gamma$  - глубина заложения заземлителя.

Нахожу значение параметра  $A$ , необходимого для уточненного значения сопротивления заземляющего устройства:

$$A = \left( 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t_\Gamma}{\sqrt{S}} \right); \quad (6.10)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,096 = 0,37;$$

$$\frac{h_1 - t}{l_B} = 0,31.$$

Определяю относительное эквивалентное удельное сопротивление грунта расчетной модели  $\frac{\rho_{\text{э}}}{\rho_2}$ . Относительное эквивалентное удельное сопротивление

для сеток с вертикальными заземлителями  $\frac{\rho_{\text{э}}}{\rho_2} = 1,344$ , тогда

$$\rho_{\text{э}} = 1,344 \cdot \rho_2, \quad (6.11)$$

$$\rho_{\text{э}} = 1,344 \cdot 40 = 53,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Затем находится:

$$R_3 = A \frac{\rho_{\text{э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{э}}}{L_{\Gamma} + L_B}; \quad (6.12)$$

$$R_3 = 0,37 \cdot \frac{53,8}{46,9} + \frac{53,8}{650 + 252} = 0,48 \text{ Ом},$$

что меньше допустимого  $R = 0,5 \text{ Ом}$ .

Нахожу напряжение прикосновения:

$$U_{\text{ИП}} = k_{\text{П}} \cdot I_3 \cdot R_3; \quad (6.13)$$

$$U_{\text{ИП}} = 0,159 \cdot 3105 \cdot 0,48 = 237 \text{ В},$$

что меньше допустимого значения 450 В.

Определяю наибольший ток, стекающий с заземлителей подстанции при однофазном коротком замыкании:

$$I_{3,\max} = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{k_{\text{II}} R_3}; \quad (6.14)$$

$$I_{3,\max} = \frac{450}{0,159 \cdot 0,48} = 5896 \text{ А}.$$

Проверяем термическую стойкость полосы  $50 \times 5 \text{ мм}^2$ . Минимальное сечение полосы по условиям термической стойкости при замыкании на землю при приведенном времени прохождения тока замыкания  $t_{\text{п}} = 2 \text{ с}$

$$F = I_{\text{расч}} \cdot \frac{\sqrt{t_{\text{п}}}}{C}, \quad (6.15)$$

где  $C = 74$  – коэффициент шин, постоянный для стали.

$$F = 3105 \cdot \frac{\sqrt{2}}{74} = 59,3 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, полоса  $50 \times 5 \text{ мм}^2$  удовлетворяет условию термической стойкости. Окончательно принимаем число вертикальных заземлителей – 63 шт. Расстояние между вертикальными заземлителями – 3 м. В качестве вертикальных заземлителей применяем круглые стальные стержни диаметром 20 мм, в качестве горизонтальных заземлителей – стальные полосы  $50 \times 5 \text{ мм}$ .

Напряжение на заземляющем устройстве менее 10 кВ, поэтому дополнительные меры по защите изоляции отходящих кабелей связи и телемеханики не предусматриваются. Из расчетов видно, что спроектированный контур заземления удовлетворяет всем необходимым требованиям по обеспечению электробезопасности. Следовательно, может быть использован на спроектированной подстанции совместно с существующим контуром заземления, который используется как искусственный или повторный заземлитель.

## **7 Технико-экономическое сравнение вариантов канализации электроэнергии по территории базы**

### **7.1 Технико-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения**

#### **Вариант 1.**

Вблизи восточной трассы в межгорном перешейке, устанавливается КТПБ 35/6 кВ с трансформаторами мощностью 2\*2,5 МВА. Подключение ее выполняется отпайкой к двухцепной ВЛ 35 кВ «Означенная-Районная»--«Мраморный карьер», по кратчайшему пути.

Протяженность отпаечной линии 35 кВ составляет 3,5 км. Трасса линии проходит в залесенной холмистой местности, поднимаясь к горному хребту. Для сокращения площади вырубki леса этим вариантом предлагается прокладка двух кабельных линий 35 кВ с использованием кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена. На месте отпайки устанавливаются разъединители, что позволяет выполнить оперативные отключения при эксплуатации. От проектируемой КТПБ 35/6 кВ отходят 5 кабельных линий 6 кВ к ТП 6/0,4 кВ. Прокладка кабельных линий выполняется в траншеях, в опасных участках в трубах и металлических коробах.

Преимуществом этого варианта является минимально наносимый ущерб природной среде.

#### **Вариант 2.**

Вариант аналогичен первому. При этом вместо дорогостоящих кабельных линий 35 кВ предусматривается прокладка двухцепной воздушной линии 35 кВ на металлических и железобетонных опорах. В этом случае увеличивается площадь вырубаемого леса в полосе проектируемой линии и связанные в связи с этим негативные последствия для окружающей природной среды.

#### **Вариант 3.**

По этому варианту предполагается выполнить электроснабжение ГК

«Гладенькая» по двусцепным линиям 6кВ на металлических опорах от существующей ПС 35/6 кВ «мраморный карьер» с заменой трансформаторов 2,5 мВА на 6,3 мВА, выключателей и установкой дополнительных ячеек 6 кВ. На территории базы устанавливается РП-6 кВ, от которого запитывается ТП-1, ТП-2, ТП-3, ТП-4, ТП-5. От ПС 35/6 кВ «мраморный карьер» до РП-6 кВ длиной 7,5 км по сложной горной трассе прокладывается двухцепная ВЛ 6кВ с проводом АС 150/19 на металлических опорах.

Для подключения ТП-6, ТП-7, ТП-8 строится отпаечная ВЛ 6 кВ длиной 4,2 км проводом АС 70/11.

По этому варианту вместо неизолированных проводов в варианте 3 применяется изолированный провод «SAX» сечением 70 и 150 мм<sup>2</sup>, что позволяет сильно сократить площадь вырубаемого леса.

#### Вариант 5.

Источником электроснабжения по этому варианту служит ВЛ 110 кВ «Означенная-Районная»--ГПП-2 пос. Черемушки», проходящей недалеко от горы Бабик. На вершине горы, вблизи стартовых площадок, предусматривается установка комплексной блочной двух трансформаторной подстанции мощностью 2\*4,0 мВА. КТПБ подключается от существующей ВЛ 110 кВ по двух цепной линии на металлических опорах с проводом АС 70/11. Длина линии 3 км.

Запитка ТП 6/0,4 кВ выполняется кабельными линиями 6кВ по кольцевой схеме для ответственных потребителей. Кабели применяются с изоляцией из сшитого полиэтилена. Преимуществом этого варианта является возможность подключения в перспективе дополнительных потребителей и обеспечение высокой надежности в электроснабжении ГК «Гладенькая».

#### Вариант 6.

Этот вариант предусматривает комплексное решение вопроса по электроснабжению спортивно-оздоровительного комплекса «Бабик» с горнолыжным отелем «Саяны», расположенных в долине реки «Уй» и ГК «Гладенькая»

Источником электроснабжения по рассматриваемому варианту является ВЛ 35 кВ «Означенная-Районная»--«Мраморный карьер». В районе горнолыжного отеля строится двух трансформаторная подстанция мощностью по 6,3 МВА запитка которой выполняется отпаечной линией 35 кВ длиной 2,3 км.

От проектируемой подстанции до финишной площадки ГК «Гладенькая» прокладывается двухцепная ВЛ 6 кВ на металлических опорах длиной 6,5 км. На финишной площадке предусматривается РП 6 кВ в закрытом исполнении. Распределительные сети выполняются кабельными линиями 6 кВ по кольцевой схеме.

В связи с тем, что трансформаторы 110/35 кВ на ПС «Означенное» загружены на 90%, необходимо выполнить реконструкцию этой подстанции с заменой двух трансформаторов 16 МВА на 25 МВА и выключателей 110 кВ, 35 кВ.

Преимуществом этого варианта является возможность комплексного решения вопроса электроснабжения двух объектов в данном районе.

Недостаток данного варианта—необходимость в реконструкции опорной подстанции 220/110/35/10кВ «Означенная—Районная»

В связи с тем, что размещение и количество ТП 6/0,4 кВ во всех вариантах не меняется, их стоимость в расчетах не учитывалась.



Таблица 7.1 – капитальные затраты по рассматриваемым вариантам (в тыс. руб.)

№ п/п	наименование работ объектов	ед.	Варианты																	
			1			2			3			4			5			6		
			кол-во	стоимость		кол-во	стоимость		кол-во	стоимость		кол-во	стоимость		кол-во	стоимость		кол-во	стоимость	
	строит.	ПИР		строит.	ПИР		строит.	ПИР		строит.	ПИР		строит.	ПИР		строит.	ПИР			
1	Строительство ПС 35/6 кВ 2*2,5 МВА	шт.	1	12341	439	1	12341	439									1	12341	349	
2	Строительство 2-х кабельных линии 35кВ с кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена	км.	3,2	16500	510															
3	Строительство кабельных линий 6кВ с кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена	км.	15,6	12350	479	15,6	12350	479	6,21	4932	191	6,21	4932	191	11	8736	339	11,6	9173	356
4	Установка разъединительного пункта 35 кВ	шт.	2	340		2	340													
5	Вырубка просеки с переводом из лесной зоны в нелесную	Га.	1,5	78		14,1	694		32,9	2632		10,5	840		12,5	1375		38,5	4235	
6	Строительство 2-х цепной ВЛ 35 кВ	км.				3,2	640	320									2,3	4000	230	
7	Реконструкция ПС 35/6кВ "Мраморный карьер" с трансформаторами 2*6,3 МВА	шт							1	21060	750	1	24570	875						
8	Строительство 2-х цепной ВЛ 6 кВ на металлических опорах	км.							11,7	2160	750	11,7	24570	875				6,5	11700	585
9	Строительство РП-6 кВ	шт							1	2548	108	1	2548	108				1	2548	108
10	Строительство КТПБ 110/6 2*4 МВА	шт													1	18000	420			
11	Строительство 2-х цепной ВЛ 110 кВ	км.													3	6900	250			
12	Реконструкция ПС 220/110/35 кВ с заменой на трансформаторы 2*25 МВА	шт																1	21600	896
	Итого:			41609	1428		26365	1238		33332	1799		57460	2049		35011	1009		65597	2524
	Всего по варианту:			43037		27603			35131			59509		36020		68121				

По итогам капитальных затрат более экономичными являются варианты 2 и 5.

По варианту 2 капитальные затраты составляют 33363 тыс. руб., по варианту 5 36020 тыс. руб. Остальные варианты требуют капитальных вложений.

По условию обеспечения надежности и гарантированности электроснабжения бесспорным является пятый вариант, обеспечивающий питание на напряжении 110 кВ. При этом варианте сохраняется возможность подключения потребителей спортивно-оздоровительного комплекса «Бабик» в долине р. Уй к системной сети 35 кВ.

По условию охраны окружающей природной среды менее ущербным является первый вариант, где отсутствуют линии в воздушном исполнении.

По обеспечению перспективы роста нагрузок подходит только пятый вариант, т. к. остальные варианты, имеющие питание от сети 35 кВ, не имеют резервной мощности.

На основании проведенного анализа сравним первый и пятый варианты строительства между собой (технико-экономическое сравнение), это столбцы 1 и 5 таблицы 7.1. Для этого необходимо рассчитать капитальные затраты на сооружение внешней электрической сети базы и затраты на ее эксплуатацию.

Экономическим критерием эффективности варианта является минимум приведенных затрат:

$$Z = E_H \cdot K + I, \quad (7.1)$$

где  $E_H$  – нормативный коэффициент экономической эффективности [1];  $K$  – капитальные затраты;  $I$  – ежегодные эксплуатационные издержки.

Эксплуатационные издержки определяются:

$$I = I_{Ц} + I_{\Delta A}; \quad (7.2)$$

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$I_{\Delta A} = \beta \cdot \Delta A, \quad (7.3)$$

где  $\beta$  – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии.

Определение издержек:

$$I = \frac{I_{\%} \cdot K}{100} + \Delta A \cdot B, \quad (7.4)$$

где  $I_{\%}$  - процентное отчисление на амортизацию, ремонт и обслуживание;

$B$  - стоимость потерь одного киловатт в час электроэнергии;

$$\Delta A = \Delta P \cdot \tau, \quad (7.5)$$

где  $\tau$  - время максимальных потерь, ч/год.

$$\tau = (0,124 + T_m / 10000)^2 \cdot 8760, \quad (7.6)$$

где  $T_m$  - время использования максимальной нагрузки, ч/год.

$$\tau = (0,124 + 5100 / 10000)^2 \cdot 8760 = 3521 \text{ ч/год.}$$

Капитальные затраты по варианту 1 составляют суммарную величину, равную 43037 тыс.руб.

Капитальные затраты по варианту 5 составляют суммарную величину, равную 36020 тыс.руб.

Потери активной мощности в кабельных линиях 35 кВ по варианту 1 длиной 3,2 км:

$$\Delta P_{Л,35кВ} = \frac{2339,83^2}{35^2} \cdot \frac{0,31 \cdot 3,2}{2} \cdot 10^{-3} = 2,22 \text{ кВт.}$$

Потери активной мощности в кабельных линиях 6 кВ по варианту 1 длиной 15,6 км:

$$\Delta P_{Л,6кВ} = \frac{2339,83^2}{6^2} \cdot \frac{0,31 \cdot 15,6}{2} \cdot 10^{-3} = 367,72 \text{ кВт.}$$

Потери активной мощности в трансформаторах ПС 35/6 кВ мощностью 2x2,5 МВА:

$$\Delta P_{Т1} = 2 \cdot 3,9 + \frac{18}{2} \cdot \left( \frac{2339,83}{2500} \right)^2 = 15,68 \text{ кВт;}$$

Потери активной мощности в кабельных линиях 6 кВ по варианту 5 длиной 11 км:

$$\Delta P_{Л,6кВ} = \frac{3957,81^2}{6^2} \cdot \frac{0,46 \cdot 11}{2} \cdot 10^{-3} = 550,85 \text{ кВт.}$$

Потери активной мощности в линиях 110 кВ по варианту 5 длиной 3 км:

$$\Delta P_{Л,110кВ} = \frac{3957,81^2}{110^2} \cdot \frac{0,2 \cdot 3}{2} \cdot 10^{-3} = 0,39 \text{ кВт.}$$

Потери активной мощности в трансформаторах КТПБ 110/6 кВ мощностью 2x4 МВА по формуле (3.8) по варианту 5:

$$\Delta P_{T5} = 2 \cdot 5,8 + \frac{26}{2} \cdot \left( \frac{3743,73}{4000} \right)^2 = 31,73 \text{ кВт};$$

Издержки на передачу электроэнергии:

$$\Delta A_{\text{ОБЩ1}} = \tau \cdot \Delta P_{\text{ОБЩ1}} = 3521 \cdot (2,22 + 367,72 + 15,68) = 1357768,02 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

$$\Delta A_{\text{ОБЩ5}} = \tau \cdot \Delta P_{\text{ОБЩ5}} = 3521 \cdot (3,28 + 550,85 + 0,39 + 31,73) = 2064186,25 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Результирующие издержки:

$$И_1 = 0,094 \cdot 43037000 + 3 \cdot 1357768,02 = 8118782 \text{ руб/год.}$$

$$И_5 = 0,094 \cdot 36020000 + 3 \cdot 2064186,25 = 9578439 \text{ руб/год.}$$

Определяем приведенные затраты:

$$З_1 = 0,12 \cdot 43037000 + 8118782 = 13283222 \text{ руб/год.}$$

$$З_5 = 0,12 \cdot 36020000 + 9578439 = 13900839 \text{ руб/год.}$$

Расхождение по затратам:

$$З = \frac{З_5 - З_1}{З_5} \cdot 100\% = \frac{13900839 - 13283222}{13900839} \cdot 100\% = 4,4\% < 5\%.$$

Расхождение между затратами меньше 5%, следовательно, варианты 1 и 5 являются равноценными. Однако по указанным выше рассуждениям в пользу варианта 5 выбираем именно его.

## 7.2 Технико-экономическое сравнение вариантов канализации электроэнергии по территории базы

Для технико-экономического сравнения вариантов необходимо рассчитать капитальные затраты на сооружение внутренней электрической сети базы и затраты на ее эксплуатацию. Расчет ведем по аналогии, с учетом теоретического материала и формул, приведенных в пункте 7.1.

Ценники приняты для кабельных линий – в руб/м; для остальной аппаратуры (выключателей, предохранителей) - в тыс.руб. Т.е. например, 960 руб/м (таблица 7.2).

Для первого варианта потери мощности и энергии:

$$\Delta P_{\text{ОБЩ}} = \Delta P_{\text{Л}} = 12,87 \text{ кВт}.$$

$$\Delta A_{\text{ОБЩ}} = \tau \cdot \Delta P_{\text{ОБЩ}} = 3521 \cdot 12,87 = 45315,27 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Для второго варианта аналогично:

$$\Delta P_{\text{ОБЩ}} = \Delta P_{\text{Л}} = 20,13 \text{ кВт}.$$

$$\Delta A_{\text{ОБЩ}} = \tau \cdot \Delta P_{\text{ОБЩ}} = 3521 \cdot 20,13 = 70877,73 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Результирующие издержки:

$$И_1 = 0,06 \cdot 8366800 = 502008 \text{ руб/год}.$$

$$И_2 = 0,06 \cdot 8558160 = 513489,6 \text{ руб/год}.$$

Определяем приведенные затраты:

$$З_1 = 0,12 \cdot 8366800 + 502008 = 1506024 \text{ руб/год}.$$

$$З_2 = 0,12 \cdot 8558160 + 513489,6 = 1540468,8 \text{ руб/год.}$$

Таблица 7.2 – Расчет стоимости высоковольтного оборудования

Наименование	Тип	Цена, руб/м (для КЛ), тыс.руб/(для оборудования ПКТ, ВН и ВВЭ)	Кол- во, шт./м	Число парал- лельных ли- ний	ВСЕГО
1	2	3	4	5	6
1 вариант					
КЛ	ААШв 3 x 35 мм2	960	760	1	729,6
	ААШв 3 x 35 мм2	960	1250	1	1200
	ААШв 3 x 35 мм2	960	930	1	892,8
	ААШв 3 x 35 мм2	960	2400	1	2304
	ААШв 3 x 35 мм2	960	1850	1	1776
	ААШв 3 x 35 мм2	960	1300	1	1248
	ААШв 3 x 35 мм2	960	1820	1	1747,2
Ячейка КРУ	ВВЭ-М-10-12,5/630	80	7		560
ИТОГО					8366,08
2 вариант					
КЛ	ААШв 3 x 95 мм2	1144	930	1	1063,92
	ААШв 3 x 95 мм2	1144	1100	1	1258,4
	ААШв 3 x 50 мм2	1010	1500	1	1515
	ААШв 3 x 35 мм2	960	1000	1	960
	ААШв 3 x 95 мм2	1144	760	1	869,44
	ААШв 3 x 50 мм2	1010	540	1	545,4
	ААШв 3 x 35 мм2	960	1600	1	1536
Предохранители	ПКТ-103-10-200-20 У3	15	7		105
Выключатели нагрузки	ВН-11У3	55	7		385
Ячейка КРУ	ВВЭ-М-10-12,5/630	80	4		320
ИТОГО					8558,16

Расхождение по затратам:

$$З = \frac{З_2 - З_1}{З_2} \cdot 100\% = \frac{1540468,8 - 1506024}{1540468,8} \cdot 100\% = 5,2\% > 5\%.$$

Расхождение между затратами составляет  $5,2\% > 5\%$ , следовательно, варианты неравноценны и выбираем вариант 1 (радиальную схему) с наименьшими затратами.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом настоящей выпускной квалификационной работы является система электроснабжения горнолыжной базы отдыха ООО «Гладенькая» г. Саяногорска. Система электроснабжения проектировалась с учетом современных требований к системам, таким как надежность, экономичность, безопасность для человека и окружающей среды.

Было обосновано питающее напряжение, рассчитаны электрические нагрузки по уровням электроснабжения. Для питания объекта построена ВЛ 110 кВ, и объект рационально запитать по этой линии через понижающие трансформаторы 110/6 кВ. Для наглядного представления распределения нагрузок по территории базы и выбора мощности и типа ТП и РП, построена картограмма электрических нагрузок на генплане.

Выбор мощности трансформаторов ГПП производился по математическому ожиданию расчетной нагрузки на границе балансового разграничения с энергосистемой. Из двух схем электроснабжения на основании технико-экономического сравнения, разработана радиальная схема электроснабжения трансформаторных подстанций на стороне ВН.

Выбранное электротехническое оборудование проверено на действие токов короткого замыкания, высоковольтное – на термическую стойкость.

Рассчитано заземляющее устройство главной понизительной подстанции и предложены мероприятия по безопасной эксплуатации электроустановок.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бастрон, А.В. Проектирование систем электрификации. Электронный учебно–методический комплекс [Электронный ресурс] / А.В. Бастрон, Т.Н. Бастрон, П.П. Долгих, В.Р. Завей–Борода, Я.А. Кунгс, Н.Б. Михеева, Н.В. Цугленок. Краснояр. гос. аграр. ун-т. – Красноярск, 2006.
2. Долин, П. А. Справочник по технике безопасности [Текст] / П. А. Долин. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоиздат, 1982. – 800 с.
3. Кнорринг, Г. М. Справочник для проектирования электрического освещения [Текст] / Г. М. Кнорринг – М.: Книга по Требованию, 2012. – 381 с.
4. Князевский, Б. А. Электроснабжение промышленных предприятий [Текст] : Учеб. для вузов по спец. «Электропривод и автоматизация промышленных установок» / Б. А. Князевский, Б. Ю. Липкин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1986. – 421 с.
5. Козловская, В. Б. Электрическое освещение [Текст] : справочник / В. Б. Козловская, В. Н. Радкевич, В. Н. Сацукевич. – Минск : Техноперспектива, 2007. – 253 с.
6. Козулин, В. С. Электрооборудование станций и подстанций [Текст]: Учебник для техникумов / Л. В. Рожкова, В. С. Козулин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1987. – 648 с.
7. Кондратьева, М. Н. Экономика предприятия [Текст]: учебное пособие / М. Н. Кондратьева, Е. В. Баландина. – Ульяновск : УлГТУ, 2011. – 174 с.
8. Конюхова, Е. А. Электроснабжение объектов [Текст]: Учеб. пособие для студ. учреждений сред. проф. образования / Е. А. Конюхова. – М.: Издательство «Мастерство», 2002. – 320 с.
9. Костюченко, Л. П. Проектирование систем сельского электроснабжения [Текст]: учебное пособие для студентов высших учебных заведений/ Л. П. Костюченко, А. В. Чебодаев; Краснояр. гос. аграр. ун-т. -Красноярск: Красноярский ГАУ, 2005. – 184 с.

10. Крючков, И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций [Текст] : Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
11. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий [Текст] : учебник для студентов высших учебных заведений / Б. И. Кудрин. – 2-е изд. – М. : Интермет Инжиниринг, 2006. – 672 с.
12. НТП ЭПП–94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий [Электронный ресурс] – М.: АООТ ОТК ЗВНИ ПКИ Тяжпромэлектропроект, 1994. Url: [http://snipov.net/c\\_4685\\_snip\\_101847.html](http://snipov.net/c_4685_snip_101847.html) (дата обращения 15.05.2021).
13. Пособие к «Указаниям по расчету электрических нагрузок». - М.: Всероссийский научно-исследовательский, проектно-конструкторский институт Тяжпромэлектро-проект, 1993. Url: <http://www.twirpx.com/file/19324/> (дата обращения 15.05.2021).
14. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. Главы 1.1–1.2, 1.7–1.9, 2.4–2.5, 4.1–4.2, 7.1–7.2, 7.5–7.6, 7.10, раздел 6. – М. : Ростехнадзор, 2010. – 411 с.
15. Правила устройства электроустановок / Министерство топлива и энергетики РФ – 7-е изд., перераб. и доп. С изменениями – М. Главгосэнергонадзор России, 2002. – 606 с.: ил.
16. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – Дата введ. 23.03.1998. – М. : Издательство МЭИ, 2003. – 131 с.
17. РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – Дата введ. 01.01.1993. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 2007. – 27 с.
18. РТМ 36.18.32.6-92. Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий. – Дата введ. 15.01.1993. – М. : ВНИПИ Тяжпром-

электропроект, 2005. – 32 с.

19. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования [Текст] / [Под. ред. Ю. Г. Барыбина и др.] – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 464 с.

20. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию [Текст] : В 2-х т. Т. 2. Электрооборудование / [Под общ. ред. А. А. Федорова]. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 592 с.

21. Старкова, Л. Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий [Текст] : Учебное пособие для вузов / А. А. Федоров, Л. Е. Старкова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1987. – 386 с.

22. Электротехнический справочник [Текст] : в 3-х т. Т. 2. Электротехнические устройства / [Под. общ. ред. Проф. МЭИ В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, Л. А. Жукова и др.] – 6-е изд., испр. и доп. – М.: Энергоиздат, 1981. – 640 с.

23. Электротехнический справочник [Текст] : в 4-х т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / [Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. (гл. ред. А. И. Попов)]. – 9-е изд., стер. – М. : Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

24. Электротехнический справочник [Текст] : в 4-х т. Т. 4. Использование электрической энергии / [Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. (гл. ред. А. И. Попов)]. – 9-е изд., стер. – М. : Издательство МЭИ, 2004. – 696 с.

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

«Электроэнергетика»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
Г.Н. Чистяков  
подпись      инициалы, фамилия  
« 24 » 06 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
код – наименование направления

Проектирование системы электроснабжения горнолыжной трассы  
г. Саяногорска  
тема

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

Е. В. Платонова  
инициалы, фамилия

Выпускник Р.А. Иоаниди  
подпись, дата

Р. А. Иоаниди  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер И.А. Кычакова  
подпись, дата

И.А. Кычакова  
инициалы, фамилия

Абакан 2021