

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«ПЕТРОЗАВОДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(ПетрГУ)

Физико-технический институт
Кафедра энергообеспечения предприятий и энергосбережения

ТЕМА

Реконструкция системы электроснабжения аэропорта города Мурманска

квалификационная работа
на соискание степени «Бакалавр»
по направлению: 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Выполнила: студентка 4 курса
физико-технического институт,
гр. 21419
Царева Наталья Олеговна

Научный руководитель:
доцент, к. ф.–м.н.,
Тихомиров Александр Андреевич

1 июня 2020 г.

Петрозаводск
2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 63 страницы, 9 рисунков, 17 таблиц, 14 источников.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, НАГРУЗКИ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ,
ТОКИ КОРотКОГО ЗАМЫКАНИЯ, АППАРАТУРА, ЗАЕМЛЕНИЕ,
МОЛНИЕЗАЩИТА.

В выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция системы электроснабжения аэропортового комплекса «Мурманск», расположенного в городском поселении Мурмаши. В работе произведен расчет нагрузок потребителей аэропортового комплекса, выбраны силовые трансформаторы, посчитаны токи короткого замыкания, выбраны коммутационные аппараты. Рассмотрен вопрос заземления и молниезащиты. Оценены технико-экономические показатели проекта.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	7
2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ОБЪЕКТОВ АЭРОПОРТОВОГО КОМПЛЕКСА	12
2.1. Определение электрических нагрузок группы объектов.....	12
2.2. Определение электрических нагрузок всего аэропортового комплекса.....	15
2.3. Определение электрических нагрузок потребителей особой группы I категории	18
3. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	20
4. ВЫБОР КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПИТАЮЩЕЙ ПОДСТАНЦИИ	21
5. ВЫБОР СЕЧЕНИЯ И МАРКИ ПРОВОДОВ ПИТАЮЩЕЙ ВЛ – 35 кВ.....	24
6. ОСОБЕННОСТИ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПИТАЮЩЕЙ ПОДСТАНЦИИ ОКОЛО АЭРОДРОМА	26
7. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	27
7.1. Выбор числа и мощности трансформаторов	27
7.2. Выбор типа трансформаторов.....	30
7.3. Выбор отходящих кабелей распределительной сети.....	31
8. ВЫБОР ГЛАВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ	34
9. ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.	36
9.1. Расчетная схема и схема замещения.....	36
9.2. Расчёт токов к.з.	37
10. ПРОВЕРКА КАБЕЛЕЙ НА ТЕРМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ	42
11. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ ПОДСТАНЦИИ 35/10 кВ	44
12. ВЫБОР АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРОВ.....	47
13. РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ	51
13.1. Общие требования.....	51
13.2. Расчет заземления	52
13.3. Расчет молниезащиты	54
14. РАСЧЕТ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ В СИСТЕМУ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ АЭРОПОРТА	55
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	62
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	63

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВР – автоматическое включение резерва
АТБ – авиатехническая база
БПРМ – ближний приводной радиомаяк
ВЛ – воздушная линия
ВПП – взлётно-посадочная полоса
ГРМ – глиссадный радиомаяк
ГСМ – горюче-смазочные материалы
ДПРМ – дальний приводной радиомаяк
КДП – командно-диспетчерский пункт
КЛ – кабельная линия
КРМ – курсовой радиомаяк
КТП – комплектная трансформаторная подстанция
МГА – Министерство гражданской авиации
НГЭА РФ – Нормы годности к эксплуатации гражданских аэродромов РФ
ОВИ – огни высокой интенсивности
ОМИ – огни малой интенсивности
ОМТС – отдел материально-технического снабжения
ОРЛ – обзорный радиолокатор
ПдРЦ – передающий радиоцентр
ПРЛ – посадочный радиолокатор
ПРЦ – приёмный радиоцентр
ПУЭ – Правила устройства
электроустановок
РСБН – радиотехническая
система ближней навигации
РСП – радиосредства посадки
РТО – радиотехническое оборудование
РУ – распределительное устройство
СДП – стартовый диспетчерский пункт
ССО – светосигнальное оборудование
ТП – трансформаторная подстанция
УВД – управление воздушным движением

ВВЕДЕНИЕ

Аэропорт, как эксплуатационное предприятие гражданской авиации, является специфическим и ответственным потребителем электроэнергии. В отношении обеспечения надёжности электроснабжения электроприёмников, аэропорт и в целом аэродромный комплекс являются потребителями I категории. В соответствии с характером нагрузок и действующими нормами по электроснабжению аэродромов, снабжение электроэнергией оперативных потребителей в аэропорту должно производиться от двух независимых взаиморезервирующих источников электропитания.

Целью выпускной квалификационной работы является реконструкция системы электроснабжения аэропорта в посёлке Мурмаши в непосредственной близости от г. Мурманска.

Актуальность данной работы – увеличение мощности воздушного транспортного узла в связи с его предстоящей реконструкцией. Существующая программа развития аэропорта на 2019-2025 г. предполагает увеличение объема перевозок воздушным транспортом до 1 250 000 пассажиров в год.

В работе рассматривается комплекс вопросов, связанных с решением этой проблемы.

Большинство объектов аэропорта составляют электроприёмники особой группы I категории, бесперебойное электроснабжение которых должно предусматривать наличие трёх независимых взаиморезервирующих источников питания, в число которых входят автоматизированные дизель-генераторы.

Несмотря на значительные величины суммарных установленных мощностей электроприёмников, в их составе имеется большое число групп потребителей с незначительной единичной мощностью, рассредоточенных по всей территории аэропортового комплекса.

Проектируемая схема электроснабжения таких электроприёмников должна обеспечивать их надёжную работу путём обеспечения взаиморезервирования питания.

Для достижения поставленной цели предполагается решение следующих задач:

1. Расчет нагрузок аэропортового комплекса.
2. По результатам расчёта нагрузок осуществить выбор числа и мощности силовых трансформаторов питающей подстанции 35/10 кВ,
3. Выбор сечений проводов для ВЛ–35 кВ и условий её прокладки.
4. С учётом особенностей работы аэропортового комплекса выбрать место

расположения питающей подстанции, выбрать её главную электрическую схему

5. Выполнить расчёт токов короткого замыкания в соответствии с условиями присоединения к питающему источнику. По результатам расчёта произвести выбор основного электротехнического оборудования подстанции 35/10 кВ,

6. Для питания потребителей особой группы I категории сделать выбор автоматизированных дизель-генераторов. Рассмотреть вопросы компенсации реактивной мощности.

7. Произвести расчёт контура защитного заземления, молниезащиты подстанции.

8. Рассмотреть технико-экономические вопросы разработки системы электроснабжения аэропорта.

При выполнении дипломного проекта использованы материалы эксплуатационно-технических служб аэропорта «Мурманск».

1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

В таблице 1.1 приведены подробные данные об основных потребителях электроэнергии аэропортового комплекса с указанием их категории по надёжности электроснабжения, установленной мощности объектов различных категорий, максимальной потребляемой мощности, средневзвешенных коэффициентов использования K_i , коэффициентов мощности $\cos \varphi$ и $\tan \varphi$.

Источник питания системы электроснабжения аэропорта – шины 35 кВ районной подстанции.

Мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ районной подстанции $S_{к.з.} = 850$ МВ·А.

Расстояние от районной подстанции до аэропорта $l = 8$ км.

Аэропорт осуществляет свою деятельность круглогодично. Годовое число часов использования максимума нагрузки $T_m = 6500$ ч / год.

По площади аэропортового комплекса вся нагрузка распределена равномерно.

Предельно допустимая реактивная нагрузка на шинах ГПП 10 кВ $Q_{max.дон} = 1500$ квар.

Коэффициент одновременности максимумов нагрузки отдельных объектов аэропортового комплекса $K_0 = 0,95$.

Таблица 1.1 – исходные данные о потребителях

№	Наименование объектов потребителей	На ВПП (направлении) точного захода на посадку I категории				Наличие дизельного резерва	Наличие АВР и место его установки и напряжение	Установленная мощность эл.установок объектов I, I, II, III категорий, кВт			
		Категория по надёжности эл.надёжности		Допустимое время перерыва в эл.питании, с				I	Юсоб	II	III
1	КДП,ПРЦ АТБ,мачта1 аэрод.колонки	I	Юсоб	60	15 ¹	Да	АВР-0,4 КДП, РУ-0,4кВ	265	96		
2	ОВИ-1,МК-135 КРМ-2	I ²	Юсоб	30	15 ¹	Да	АВР-0,4 РУ-0,4кВ	50	80		
3	ОВИ-1,МК-315 ГРМ-2, СДП-2,РСБН	I ² I	Юсоб	30 60	15 ¹	Да	АВР-0,4 СДП, РУ-0,4кВ	200	80		
4	БПРМ-2, КРМ-1	I ²	Юсоб	30	15 ¹	Да	АВР-0,4 РУ-0,4кВ	50	30		
5	ДПРМ-2		Юсоб		15 ¹	Да	АВР-0,4 РУ-0,4кВ		40		
6	ОРЛ		Юсоб		15 ¹	Да	АВР-0,4 РУ-0,4кВ		165		
7	ПРЛ, РСЦ,Пеленгат.	I	Юсоб	60	15 ¹	Да	АВР-0,4 ПРЛ, РУ-0,4кВ	120	30		
8	Ср.ав.воз.связи ГРМ-1, СДП-1	I ² I	Юсоб	30 60	15 ¹	Да	АВР-0,4 СДП, РУ-0,4кВ	106	10		
9	БПРМ-1		Юсоб		15 ¹	Да	АВР-0,4 РУ-0,4кВ		30		
10	ДПРМ-1		Юсоб		15 ¹	Да	АВР-0,4 РУ-0,4кВ		40		
11	Аэровокзал, Лабор.корпус осв.,мачты 2,3 аэрод.колонки	I		60		–	АВР-0,4 А/вокзал, РУ-0,4кВ	642			
12	Штаб, КНС, осв.,Пож.депо, База механизаци Гостиница	II				–	АВР-10 РУ-10кВ			550	
13	Котельная	I		60		–	АВР-0,4 РУ-0,4кВ	513			
14	ОМТС,АТБ, мачта 4	II				–	–			210	
15	ГСМ, Пводоподъём	II				–	–			376	
16	ПдрЦ		Юсоб		15 ¹	Да	АВР-0,4 РУ-0,4кВ		100		
17	Очистные сооружения	III			не более 24 час.	–	–				30
18	Водозабор	II				–	–			530	

¹ При подаче электроэнергии от двух внешних источников к ТП указанных объектов, установленных на аэродроме, имеющем в своём составе ВПП точного захода на посадку I категории, время переключения питания с одного источника на второй должно быть не более: при установке АВР на низкой стороне 0,4 кВ – 1 с; при установке АВР на высокой стороне – 5 с.

² Электроснабжение КРМ и ГРМ, установленных на аэродроме, имеющем в своём составе ВПП точного захода на посадку I категории, должно осуществляться от трёх источников.

Продолжение таблицы 1.1

№	Наименование объектов потребителей	Суммарная установленная мощность объектов, кВт	Максимальная потребляемая мощность эл.установок объектов I, Iособ, II, III категорий, кВт				Суммарная максимал. мощность объектов, кВт	Средневзвешенный коэффиц. использования, Ки	Средневзвешенный $\frac{\cos \varphi}{\text{tg} \varphi}$
			I	Iособ	II	III			
1	КДП, ПРЦ АТБ, мачта 1, аэродром. колонки	361	180	80			260	0,66	$\frac{0,87}{0,56}$
2	ОВИ-1, МК-135 КРМ-2	130	40	70			110	0,75	$\frac{0,92}{0,42}$
3	ОВИ-1, МК-315 ГРМ-2, СДП-2, РСБН	280	130	70			200	0,66	$\frac{0,89}{0,5}$
4	БПРМ-2, КРМ-1	80	40	24			64	0,65	$\frac{0,9}{0,48}$
5	ДПРМ-2	40		30			30	0,65	$\frac{0,9}{0,48}$
6	ОРЛ	165		140			140	0,83	$\frac{0,94}{0,36}$
7	ПРЛ, РСЦ, Пеленгатор	150	80	30			110	0,65	$\frac{0,9}{0,48}$
8	Сред. авиа. воз. связи ГРМ-1, СДП-1	116	68	7			75	0,61	$\frac{0,9}{0,48}$
9	БПРМ-1	30		24			24	0,65	$\frac{0,9}{0,48}$
10	ДПРМ-1	40		30			30	0,65	$\frac{0,9}{0,48}$
11	Аэровокзал, Лаборатор. корпус освещен., мачты 2,3 аэродром. колонки	642	512				512	0,66	$\frac{0,82}{0,69}$
12	Штаб, КНС, освещен., Пож. депо, База механизации, Гостиница	550			420		420	0,66	$\frac{0,82}{0,69}$
13	Котельная	513	390				390	0,7	$\frac{0,85}{0,61}$
14	ОМТС, АТБ, мачта 4	210			160		160	0,71	$\frac{0,9}{0,48}$
15	ГСМ, Пводоподъём	376			315		315	0,78	$\frac{0,9}{0,48}$
16	ПдрЦ	100		70			70	0,65	$\frac{0,9}{0,48}$
17	Очистные сооружения	30				30	30	0,82	$\frac{0,87}{0,55}$
18	Водозабор	530			460		460	0,82	$\frac{0,9}{0,48}$

На структурной схеме (рис. 1.1) изображена взлетно-посадочная полоса и здание аэропортового комплекса, а также ТП, действующие в настоящее время (ТП 1, 2, 3, 6, 12).

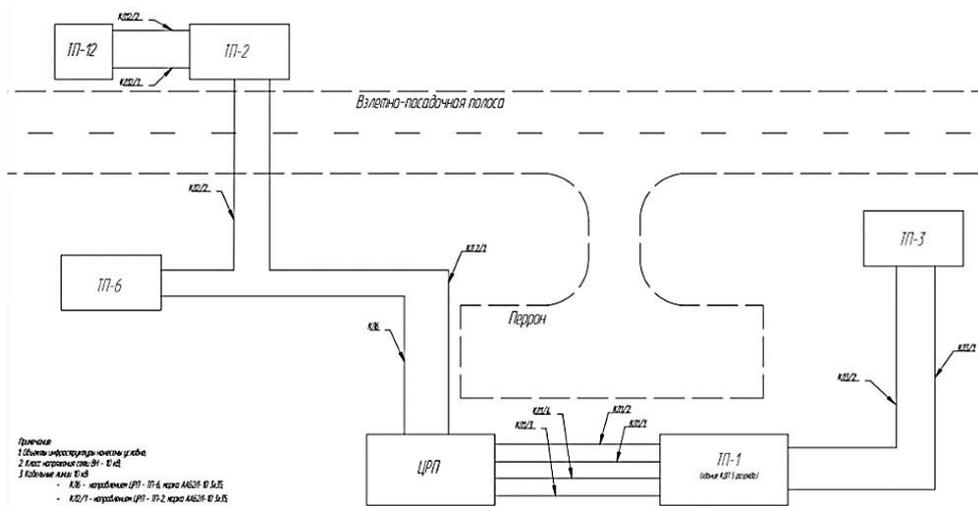


Рис. 1.1 Структурная схема аэропорта Мурманск.

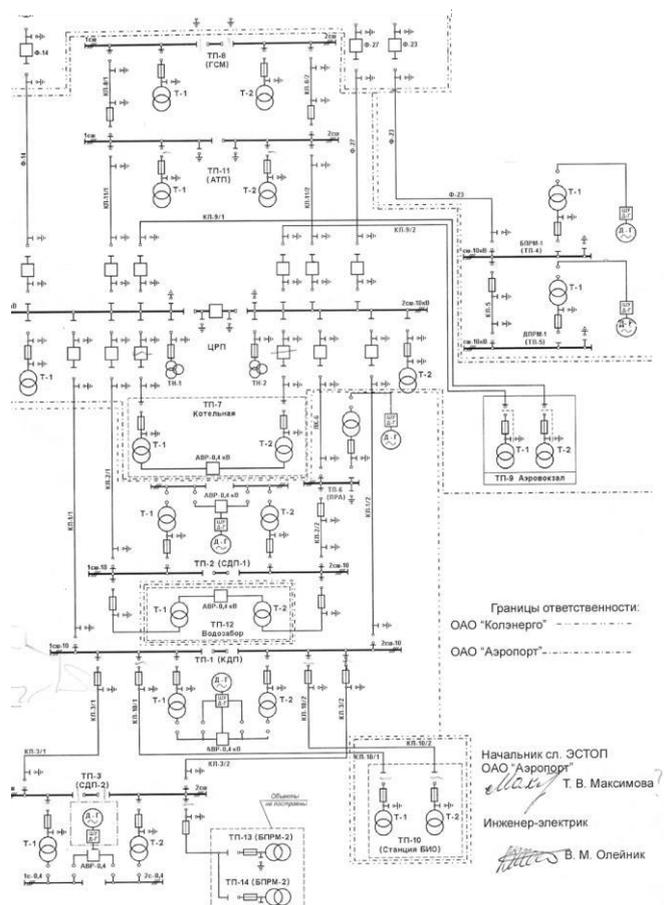


Рис.1.2 Схема сетей 10/0,4 аэропортового комплекса

Оборудование, эксплуатируемое в настоящее время аэропортовым комплексом выработало свой технический ресурс в 25 лет. В связи с чем требуется его замена.

В таблице 1.2 отражено оборудование, установленное в ТП 1:

Таблица 1.2 Оборудование ТП 1.

№ п/п	Обозначение	Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во
1	Т	ТМ 160/10/0,4 кВ. Трансформатор масляный	шт.	2
2		Жалюзи забора воздуха в составе: - жалюзи забора воздуха (ВхШ) 1500х1000 мм - 1 шт.; - привод жалюзей - 1 шт.; - шкаф автоматики - 1 шт.; - кабели питания;	шт.	1
3		Воздуховод 500х300, L=4000 мм в помещении ДЭС	шт.	2
4	М	Двигатель вытяжной системы: ВКР 6.30	шт.	2
5	РУ 10 кВ	Ячейка КСО-366 РУ 10 кВ. (1 и 2 сборные секции шин в полном объеме с коммутационным оборудованием).	шт.	8
6	ШМ	Шинный мост с разъединителями (2 шт).	шт.	1
7	РУ 0,4 кВ	Распределительное устройство 0,4 кВ в составе шкафов: РШ1 (панель Щ070-23), РШ2 (панель Щ070-5), РШ3 (панель Щ070-34), РШ4, РШ5 (панель Щ070-5), РШ6 (панель Щ070-23), РШ7, РШ8, ККУ 1, ККУ 2, 1В-2В-1К, ЯЧ-В1, ЯЧ-В2.	шт.	13
8		Приборы освещения с лампами накаливания	шт.	14
9		Приборы отопления, электрические	шт.	5

Источниками независимого электропитания потребителей первой и второй категории обеспечивается наличием генераторных установок (ДЭС) в ТП.

Дизель генераторы, установленные в ТП в настоящее время: АСДА, Ярославский моторный завод (ЯМЗ) 1993 года выпуска. В настоящее время их состояние оценивается как требующее замены, в связи с выработкой своего собственного технического ресурса (По данным электротехнической службы аэропорта износ оборудования составляет 100%).

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ОБЪЕКТОВ АЭРОПОРТОВОГО КОМПЛЕКСА

2.1. Определение электрических нагрузок группы объектов

Расчёт электрических нагрузок объектов аэропортового комплекса выполнен в соответствии с [1,4], с помощью метода упорядоченных диаграмм. В табл. 2 сведена определённая группа объектов электроприёмников до 1000 В. Для каждого объекта из табл.1 исходных данных указывается суммарная номинальная мощность, коэффициент использования $K_{и}$ и коэффициенты мощности $\cos\varphi$ и $\operatorname{tg}\varphi$.

Ниже приведен пример расчёта нагрузок для одной группы электроприёмников.

В соответствии с методом упорядоченных диаграмм при известных установленных мощностях электроприёмников каждого объекта, находится средняя активная и реактивная мощности нагрузки за наиболее загруженную смену для каждого объекта:

$$P_{см} = K_{и} \cdot P_{ном} \quad (2.1.1)$$

$$Q_{см} = P_{см} \cdot \operatorname{tg}\varphi . \quad (2.1.2)$$

Результаты вычислений заносятся в табл. 2.1.1 и затем суммируются.

$$\Sigma P_{см} = 426,2 \text{ кВт}, \Sigma Q_{см} = 245,46 \text{ кВт}.$$

Находится групповой коэффициент использования для этой группы объектов:

$$K_{и} = \frac{\Sigma P_{см}}{\Sigma P_{ном}} = \frac{426,2}{642} = 0,66 \quad (2.1.3)$$

Находится отношение номинальной мощности наибольшего электроприёмника к номинальной мощности наименьшего

$$\frac{P_{ном.маx}}{P_{ном.мин}} = \frac{375}{15} = 25 \quad (2.1.4)$$

Так как результат больше трёх, то по рекомендациям [10] эффективное число электроприёмников определяется по формуле:

$$n_э = \frac{2 \Sigma P_{ном}}{P_{ном.маx}} = \frac{2 \cdot 642}{375} = 3,4 \quad (2.1.5)$$

При $n_3 = 3,4$ и $K_{\text{н}} = 0,66$ по рис. 2.2. [10] определяем коэффициент максимума $K_{\text{м}} = 1,2$ для активной мощности и учитывая, что n_3 меньше 10, то в соответствии с практикой проектирования принимаем $K'_{\text{м}} = 1,1$ для реактивной мощности.

Расчётная максимальная нагрузка данной группы объектов находится по формулам:

$$P_{\text{max}} = K_{\text{м}} \cdot \sum P_{\text{см}} \quad (2.1.6)$$

$$Q_{\text{max}} = 1,1 \sum Q_{\text{см}} \quad (2.1.7)$$

$$P_{\text{max}} = 1,2 \cdot 426,2 = 511,44 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{max}} = 1,1 \cdot 245,46 = 270 \text{ квар}.$$

Зная активную и реактивную расчетную мощность можно найти полную расчетную мощность нагрузки данной группы объектов по формуле:

$$S_{\text{max}} = \sqrt{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2} = \sqrt{511,44^2 + 270^2} = 578,33 \text{ кВ} \cdot \text{А} \quad (2.8)$$

Результаты расчета сведены в таблицу 2.1.1.

Таблица 2.1.1 – Расчёт электрических нагрузок группы объектов

Наименование электропотребителей	$P_{уст}$, кВт	$P_{ном}$, кВт	$K_{и}$	$\frac{\cos\varphi}{\operatorname{tg}\varphi}$	$P_{см}$, кВт	$Q_{см}$, квар	$S_{см}$, кВ·А	$n_{э}$	$\frac{K_M}{K'_M}$	P_{max} , кВт	Q_{max} , квар	S_{max} , кВ·А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Аэровокзал	375	375	0,7	$\frac{0,85}{0,61}$	262,5	160,12	307,48	-	-	-	-	-
Лабораторный корпус	142	142	0,6	$\frac{0,85}{0,61}$	85,2	51,97	99,8	-	-	-	-	-
Аэродромные колонки	50	50	0,4	$\frac{0,7}{1,02}$	20	20,4	28,57	-	-	-	-	-
Мачта №2	30	30	0,85	$\frac{1,0}{0}$	30	-	-	-	-	-	-	-
Мачта №3	30	30	0,85	$\frac{1,0}{0}$	30	-	-	-	-	-	-	-
Наружное освещение	15	15	0,5	$\frac{0,5}{1,73}$	7,5	12,97	14,98	-	-	-	-	-
Σ		642	0,66	$\frac{0,82}{0,69}$	426,2	245,46		5,5	1,2/1,1	511,44	270	578,33

2.2. Определение электрических нагрузок всего аэропортового комплекса.

Для остальных электропотребителей всего аэропорта расчетная нагрузка 0,4 кВ определяется аналогично, результаты расчетов отражены в табл. 2.2.1.

Полная расчётная мощность нагрузки на напряжении 0,4 кВ аэропортового комплекса составляет:

$$S_{\max 0,4\Sigma} = \sqrt{P_{\max 0,4\Sigma}^2 + Q_{\max 0,4\Sigma}^2} \quad (2.2.1)$$

$$\text{Где } P_{\max 0,4\Sigma} = 3498 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\max 0,4\Sigma} = 1803,73 \text{ квар;}$$

$$S_{\max 0,4\Sigma} = 4037,56 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Расчётная активная нагрузка предприятия, приведённая к шинам 10 кВ питающей подстанции,:

$$P_{\max,10} = K_{\Pi} \cdot K_0 \cdot P_{\max 0,4} \quad (2.2.2)$$

где K_{Π} – коэффициент потерь в трансформаторах ТП-10/0,4 кВ и кабельных $P_{\max 0,4\Sigma} = 3498$ кВт, линиях 10 кВ, принимаем $K_{\Pi} = 1,02$ [2];

K_0 – коэффициент одновременности максимумов нагрузки отдельных потребителей, $K_0 = 0,95$ – задано в исходных данных.

$$P_{\max,10} = 1,02 \cdot 0,95 \cdot 3498 = 3391,5 \text{ кВт}$$

Реактивная нагрузка предприятия на шинах 10 кВ:

$$Q_{\max,10} = K'_{\Pi} \cdot K_0 \cdot Q_{\max 0,4}, \quad (2.2.3)$$

Где K'_{Π} - коэффициент потерь реактивной мощности, принимаем $K'_{\Pi} = 1,2$ [2];

K_0 – коэффициент одновременности максимумов нагрузки, $K_0 = 0,95$.

$$Q_{\max,10} = 1,2 \cdot 0,95 \cdot 1803,73 = 2056,25 \text{ квар}$$

Расчётная полная мощность предприятия, приведённая к шинам 10 кВ питающей подстанции:

$$S_{\max,10} = \sqrt{P_{\max,10}^2 + Q_{\max.\text{доп}}^2} = \sqrt{3391,5^2 + 1500^2} = 3966,16 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

где $Q_{\max.\text{доп}}$ – предельно допустимая реактивная нагрузка на шинах 10 кВ питающей подстанции в часы максимума нагрузки, $Q_{\max.\text{доп}} = 1500 \text{ квар}$.

Реактивная мощность, полученная расчётным путём, для всего аэропортового комплекса составила:

$$Q_{\max,10} = 2056,25 \text{ квар}.$$

Эта мощность превышает допустимую реактивную мощность, установленную энергосистемой, поэтому требуется установить компенсирующие устройства.

Результаты расчетов сведены в таблицу 2.2.1.

Таблица 2.2.1 – расчет электрических нагрузок аэропорта

№	Наименование объектов потребителей	Суммарная установленная мощность объектов, кВт	$P_{ном}$, кВт	$P_{см}$, кВт	$Q_{см}$, квар	$S_{см}$, кВА	$P_{мах}$, кВт	$Q_{мах}$, квар	$S_{мах}$, кВА
1	КДП,ПРЦ АТБ,мачта 1, аэродром.колонки	361	361	238,26	133,42	273,07	260	146,76	298,56
2	ОВИ-1,МК-135 КРМ-2	130	130	97,5	40,95	105,75	110	45,05	118,87
3	ОВИ-1,МК-315 ГРМ-2, СДП-2,РСБН	280	280	184,8	92,4	206,61	200	101,64	224,34
4	БПРМ-2, КРМ-1	80	80	52	24,96	60,12	64	27,45	69,64
5	ДПРМ-2	40	40	26	12,48	28,84	30	13,72	32,99
6	ОРЛ	165	165	136,95	49,3	145,55	140	54,23	150,14
7	ПРЛ, РСП,Пеленгатор	150	150	105	50,4	116,47	110	55,44	123,18
8	Сред.авиа.воз.связь ГРМ-1, СДП-1	116	116	69,6	33,4	77,2	75	36,74	83,52
9	БПРМ-1	30	30	19,5	9,36	21,63	24	10,29	26,12
10	ДПРМ-1	40	40	26	12,48	28,84	30	13,72	32,99
11	Аэровокзал, Лаборатор.корпус освещен.,мачты 2,3 аэродром.колонки	642	642	426,2	245,46	506,97	512	270	578,33
12	Штаб, КНС, освещен.,Пож.депо База механизации, Гостиница	550	550	363	250,47	441,03	420	275,51	502,3
13	Котельная	513	513	359,1	219,05	420,64	390	240,95	458,43
14	ОМТС,АТБ, мачта 4	210	210	149,1	71,56	165,38	160	78,71	178,31
15	ГСМ, водоподъём	376	376	293,28	140,7	325,28	315	154,77	350,97
16	ПдрЦ	100	100	65	31,2	72,1	70	34,32	77,96
17	Очистные сооружения	30	30	24,75	13,61	28,24	30	14,97	33,53
18	Водозабор	530	530	434,6	208,6	482,07	460	229,46	514,05
Итого							3498	1803,73	4037,56

2.3 Определение электрических нагрузок потребителей особой группы I категории

Расчёт электрических нагрузок электропотребителей особой группы I категории определяется аналогично методом упорядоченных диаграмм [1,4], результаты расчётов сведены в таблицу 2.3.1

Этот расчёт необходим в дальнейшем для выбора третьего независимого источника питания – автоматизированных дизель-генераторов.

Для огней высокой интенсивности (ОВИ):

$$\begin{aligned}P_{см} &= K_{и} \cdot P_{ном} = 0,85 \cdot 80 = 68 \text{ кВт}, \\Q_{см} &= P_{см} \cdot \operatorname{tg}\varphi = 68 \cdot 0,42 = 28,56 \text{ квар}, \\P_{max} &= K_{м} \cdot \sum P_{см} = 80 \text{ кВт} \\Q_{max} &= 1,1 \sum Q_{см} = 1,1 \cdot 28,56 = 31,41 \text{ квар} \\S_{max} &= \sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2} = \sqrt{70^2 + 31,41^2} = 76,72 \text{ кВ} \cdot \text{А}\end{aligned}$$

Таблица 2.3.1 – Расчёт электрических нагрузок потребителей особой группы I категории

Наименование потребителей особой группы I категории	$P_{уст}$, кВт	$P_{ном}$, кВт	$K_{и}$	$\frac{\cos\varphi}{\text{tg}\varphi}$	$P_{см}$, кВт	$Q_{см}$, квар	$S_{см}$, кВ·А	$\frac{K_M}{K'_M}$	P_{max} , кВт	Q_{max} , квар	S_{max} , кВ·А
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13
КДП,ПРЦ	96	96	0,6	$\frac{0,85}{0,61}$	57,6	35,13	67,47	1,2/1,1	80	38,64	88,84
ОВИ-I (МК-135°)	80	80	0,85	$\frac{0,92}{0,42}$	68	28,56	73,75	1,2/1,1	70	31,41	76,72
ОВИ-I (МК-315°)	80	80	0,85	$\frac{0,92}{0,42}$	68	28,56	73,75	1,2/1,1	70	31,41	76,72
БПРМ-1	30	30	0,5	$\frac{0,85}{0,61}$	15	9,15	17,57	1,2/1,1	24	10,06	26,02
ДПРМ-1	40	40	0,5	$\frac{0,85}{0,61}$	20	12,2	23,43	1,2/1,1	30	13,42	32,86
БПРМ-2	30	30	0,5	$\frac{0,85}{0,61}$	15	9,15	17,57	1,2/1,1	24	10,06	26,02
ДПРМ-2	40	40	0,5	$\frac{0,85}{0,61}$	20	12,2	23,43	1,2/1,1	30	13,42	32,86
ОРЛ	165	165	0,85	$\frac{0,92}{0,42}$	140,25	58,9	152,12	1,2/1,1	140	64,79	154,3
ПРЛ	30	30	0,5	$\frac{0,85}{0,61}$	15	9,15	17,57	1,2/1,1	30	10,06	31,64
Средства аиационной воздушной связи	10	10	0,5	$\frac{0,85}{0,61}$	5	3,05	5,86	1,3/1,1	7	3,35	7,76
ПдРЦ	100	100	0,5	$\frac{0,85}{0,61}$	50	30,5	58,61	1,3/1,1	70	33,55	77,62

3. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Компенсация реактивной мощности (КРМ) – это один из основных способов увеличения пропускной способности линий электропередачи, повышения энергоэффективности и снижения потерь электроэнергии распределительных в сетях аэропортового комплекса. Ее компенсацию целесообразно рассматривать как с физической, так и с экономической точки зрения. Ведь чем больше реактивная мощность предприятия, тем больше энергии нужно передать сетевой организации, чтобы электроустановки потребителя полноценно выполняли свою работу. Поэтому в договоре по энергоснабжению в зависимости от класса напряжения устанавливаются ограничения по предельно допустимому коэффициенту реактивной мощности. Для сетей напряжением 35 кВ он не должен превышать 0,4.

Так как в нашем случае, $\text{tg}\varphi_{\text{ср}}$ больше 0,4, то требуется компенсация реактивной мощности. Для этого используются конденсаторные батареи.

Расчетную реактивную мощность компенсирующего устройства определим из соотношения:

$$Q_{\text{кр}} = \alpha \cdot P_p (\text{tg}\varphi - \text{tg}\varphi_k) \quad (3.1)$$

Где α , коэффициент, учитывающий повышение $\cos\varphi$ естественным способом, принимается 0,9;

P_p – расчетная активная мощность, из раздела 2.2 принимаем 3392 кВт;

$\text{tg}\varphi$, $\text{tg}\varphi_k$ – коэффициенты реактивной мощности до и после компенсации .

$$Q_{\text{кр}} = 0,9 \cdot 3392 \cdot (0,51 - 0,4) = 336 \text{ кВар.}$$

Для компенсации реактивной мощности устанавливаем на шинах 10кВ питающей подстанции две одинаковые конденсаторные батареи УКРМ-04-300 УЗ ВРУ-1 IP31,

$$Q_{\text{ку.ф}} = 300 \text{ кВар.}$$

4. ВЫБОР КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПИТАЮЩЕЙ ПОДСТАНЦИИ

Экономически обоснованным является предварительный выбор наиболее выгодного напряжения питания подстанции, определяемого по формуле Илларионова [5]:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{8} + \frac{2500}{3,07}}} = 33,77 \text{ кВ.} \quad (4.1)$$

Где P – активная мощность, МВт, L – длина воздушной линии, км.

Принимаем для проектируемой подстанции напряжение 35 кВ.

Значительную долю потребителей аэропортового комплекса составляют потребители I, Iособ, II категорий надёжности электропитания, следовательно, в соответствии с ПУЭ [6] питание должно осуществляться не менее чем от двух независимых источников. Поэтому на питающей подстанции 35/10 кВ принимаем к установке два трансформатора. Мощность одного трансформатора:

$$S_{\text{т,ном}} \geq S_{\text{т,расч.}} = \frac{S_{\text{max,10}}}{n_{\text{т}} \cdot \beta_{\text{т,доп}}} \quad (4.2)$$

$$S_{\text{т,расч.}} = \frac{3966,16}{2 \cdot 0,7} = 2832,97 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

где $n_{\text{т}} = 2$ – количество трансформаторов;

$\beta_{\text{т,доп}} = 0,7$ – коэффициент загрузки трансформаторов.

Выбираем ближайшую большую номинальную мощность трансформатора [6]

$$S_{\text{т,ном}} = 4000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Определим фактический коэффициент загрузки данных трансформаторов по формуле:

$$\beta_{\text{т,факт.}} = \frac{S_{\text{max,10}}}{2 \cdot S_{\text{т,ном}}}$$

$$\beta_{\text{т,факт.}} = \frac{3966,16}{2 \cdot 4000} = 0,496.$$

В послеаварийном режиме коэффициент допустимой перегрузки $\beta_{\text{т,ав,доп}}$ не должен превышать величину 1,4 [6]. При этом подразумевается, что один из трансформаторов выведен в ремонт (т.е не эксплуатируется в данный момент).

$$\beta_{T,ав.доп} = \frac{S_{max,10}}{(n_T - 1) \cdot S_{T,ном}} ;$$

$$\beta_{T,ав.доп} = \frac{3966,16}{4000} = 0,99 < 1,4 .$$

Исходя из этого, можно сделать вывод, что трансформатор мощностью 4000 кВ·А удовлетворяет требованиям ПУЭ [6] по условию работы как в нормальном, так и в аварийном режиме работы.

Выбираем стандартный силовой трансформатор типа ТМН–4000/35 номинальной мощностью $S_{T,ном} = 4000$ кВ·А .

Это трехфазный двухобмоточный трансформатор, с масляным охлаждением и естественной циркуляцией масла; имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Данные трансформатора отобразим в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Технические данные трансформатора

Номинальная мощность	$S_{ном} = 4 \text{ МВ} \cdot \text{А};$
Напряжение обмоток	$U_{ВН} = 35 \text{ кВ};$ $U_{НН} = 11 \text{ кВ};$
Потери холостого хода	$P_x = 5,6 \text{ кВт};$
Потери короткого замыкания	$P_k = 33,5 \text{ кВт}$
Напряжение короткого замыкания	$U_k = 7,5 \text{ \%};$
Ток холостого хода	$I_x = 0,9 \text{ \%}.$

Потери активной и реактивной мощности в данном трансформаторе:

$$\Delta P_T = P_{xx} + \beta_{T,факт}^2 \cdot P_{кз} ; \quad (4.3)$$

$$\Delta P_T = 5,6 + 0,496^2 \cdot 33,5 = 15,45 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = (I_{xx} + \beta_{T,факт}^2 \cdot i_k) \frac{S_{T,ном}}{100} \quad (4.4)$$

$$\Delta Q_T = (0,9 + 0,496^2 \cdot 7,5) \frac{4000}{100} = 109,8 \text{ квар.}$$

В двух трансформаторах потери составляют:

$$2\Delta P_T = 2 \cdot 15,45 = 30,9 \text{ кВт},$$

$$2\Delta Q_T = 2 \cdot 109,8 = 219,6 \text{ квар}.$$

Расчётная максимальная нагрузка предприятия с учётом потерь в трансформаторах питающей подстанции, приведённая к напряжению 35 кВ, составляет:

$$S_{\text{мах,35}} = \sqrt{(P_{\text{мах,10}} + 2\Delta P_T)^2 + (Q_{\text{мах,доп}} + 2\Delta Q_T)^2}, \quad (4.5)$$

$$S_{\text{мах,35}} = \sqrt{(3391,5 + 30,9)^2 + (1500 + 219,6)^2} = 4289,94 \text{кВ} \cdot \text{А}$$

5. ВЫБОР СЕЧЕНИЯ И МАРКИ ПРОВОДОВ ПИТАЮЩЕЙ ВЛ – 35 кВ

Так как на проектируемой подстанции установлено два трансформатора, то питание аэропорта необходимо осуществлять по двум линиям.

Определим ток нормального режима работы одной цепи ВЛ –35 кВ.

$$I_{\max} = \frac{S_{\max,35}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4289,94}{2\sqrt{3} \cdot 35} = 44,21 \text{ А}, \quad (5.1)$$

где $S_{\max,35}$ – расчётная максимальная нагрузка аэропорта на шинах 35 кВ подстанции 35/10 кВ.

На основании рекомендаций ПУЭ сечение провода определим по экономической плотности тока $S_{\text{эк}}$.

Экономическое сечение провода:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\max}}{J_{\text{эк}}} = \frac{44,21}{1,0} = 44,21 \text{ мм}^2, \quad (5.2)$$

где $J_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, для голых алюминиевых проводов составляет: $J_{\text{эк}} = 1,0 \text{ А/мм}^2$.

Наиболее близкое стандартное сечение $S_{\text{ст}} = 50 \text{ мм}^2$.

Выбираем провод марки АСК – 50/8,0 с наружным диаметром $d = 9,6$ и длительно допустимым током $I_{\text{доп}} = 210 \text{ А}$.

АСК – сталеалюминиевый провод с защищённым от коррозии стальным сердечником (изолирован двумя лентами полиэтилентерефталатной плёнки и под лентами покрыт нейтральной смазкой повышенной термостойкости). Данный провод соответствует ГОСТу 839-2019.

При выборе данного провода учитывается его способность работать в послеаварийном режиме.

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{\max} = 2 \cdot 44,21 = 88,42 \text{ А}.$$

$$I_{\text{ав}} = 88,42 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 210 \text{ А};$$

В послеаварийном режиме сталеалюминиевый провод нагрузку выдерживает.

Согласно рекомендациям ПУЭ [6], гибкие проводников, напряжением 35 кВ и выше должны проверяться по условию короны.

Когда начальная напряженность электрического поля достигает максимальных значений, то возникает коронарный разряд, измеряемый в кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (5.3)$$

Где m – это коэффициент, который учитывает гладкость провода, для многопроволочных проводов принимаем $m = 0,82$.

Принимаем радиус провода $r_0 = 0,5 \text{ см}$, тогда:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,5}}\right) = 35 \text{ кВ/см.}$$

Для определения напряженности электрического поля у поверхности нерасщепленного провода воспользуемся следующей формулой:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}}, \quad (5.4)$$

где U – линейное напряжение, $U = 35 \text{ кВ}$;

$D_{\text{ср}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, по таблице принимаем $D_{\text{ср}} = 2,5 \text{ м}$.

Провода не будут контактировать, если максимальная напряженность у любого провода будет не более :

$$E = \frac{0,354 \cdot 35}{0,5 \cdot \lg \frac{2,5 \cdot 100}{0,5}} = 9,2 \text{ кВ/см.}$$

$$1,07E \leq 0,9 E_0,$$

$$1,07 \cdot 9,2 = 9,9 < 0,9 \cdot 35 = 31,5.$$

Таким образом, провод АСК – 50/8,0 подходит по условию короны.

Потери напряжения определим по формуле:

$$\Delta U = \frac{P \cdot r_0 \cdot l + Q \cdot x_0 \cdot l}{U_{\text{ном}}}$$

$$\Delta U = \frac{3392 \cdot 0,31 \cdot 8 + 2056 \cdot 0,42 \cdot 8}{35} = 424 \text{ В}$$

$$\Delta U = 1,2\%$$

Где P – активная мощность, кВт, Q – реактивная мощность, квар, r_0 – активное сопротивление линии, Ом/км, x_0 – индуктивное сопротивление линии Ом/км. l – длина линии, км $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ.

Таким образом, выбираем провод АСК 50\8.

6. ОСОБЕННОСТИ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПИТАЮЩЕЙ ПОДСТАНЦИИ ОКОЛО АЭРОДРОМА

Определяющими при выборе места расположения питающей подстанции 35/10 кВ являются требования удалённости от границы ВПП в зоне подходов опор воздушных ЛЭП. Поэтому общепринятая в гражданском электроснабжении методика, базирующаяся на определении центра электрических нагрузок [1] и размещении питающей подстанции вблизи этого центра, в случае проектирования системы электроснабжения аэропорта не может быть применена, так как центр электрических нагрузок неизбежно должен попасть в запрещённую зону ВПП.

В связи с этим питающая подстанция размещена в указанном на плане аэропорта месте, вынесенном за пределы ВПП (1,8 км от границы ВПП) и согласованном с руководством аэропорта.

Прокладка ВЛ около аэродрома должна быть согласована с Северо-Западным межрегиональным территориальным управлением воздушного транспорта Федерального агентства воздушного транспорта (СЗ МТУ РССАВИАЦИИ). Согласованию подлежит строительство всех ВЛ, проходящих на расстоянии менее 10 км, и ВЛ, проходящих на расстоянии от 10 до 30 км от аэродрома, если высота верхних точек их опор превышает абсолютную отметку у аэродрома более чем на 50 м.

Расположенные в границах полос воздушных подходов ВЛ не должны по своей высоте (с учётом рельефа местности) выходить за пределы плоскости, ограничивающей высоту препятствий. В зоне подходов ВЛ должны быть удалены от границы ВПП не менее чем на 4 км. Эти расстояния могут быть уменьшены до 1 км, когда высоковольтные линии по всей ширине воздушных подходов закрыты другими препятствиями (зданиями, складками рельефа местности, лесными массивами) и не создают помех в работе радионавигационных устройств. Вне зоны воздушных подходов ВЛ должны быть удалены от ВПП не менее чем на 1 км[11].

7. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

7.1 Выбор числа и мощности трансформаторов

Выбор трансформаторов по удельной плотности нагрузки, широко применяемый в проектной практике на промышленных предприятиях, в условиях проектирования системы электроснабжения аэропортового комплекса неприемлем, ввиду большого территориального разброса потребителей и требованием их удалённости от ВПП [14,15]. В связи с этим для выбора числа и мощности трансформаторов будем рассматривать каждый потребитель индивидуально.

По рекомендациям ПУЭ применяем к установке во всех КТП по два трансформатора, т.к. на данном предприятии преобладает нагрузка I и II категории.

При преобладании нагрузки I категории для трансформаторных КТП коэффициент загрузки трансформаторов должен лежать в пределах $\beta_{т,доп} = 0,65 \div 0,7$, поэтому для большинства КТП принимаем $\beta_{т,доп} = 0,7$; для II категории коэффициент загрузки трансформаторов должен лежать в пределах $\beta_{т,доп} = 0,7 \div 0,8$ поэтому принимаем $\beta_{т,доп} = 0,8$; для III категории – в пределах $\beta_{т,доп} = 0,9 \div 0,95$, поэтому принимаем $\beta_{т,доп} = 0,95$ [4] стр. 103.

Мощность отдельного трансформатора определяем из условия:

$$S_{т,ном} \geq S_{т,расч.} = \frac{S_{max}}{n_{т} \cdot \beta_{т,доп}} \quad (7.1.1)$$

где $n_{т} = 2$ – количество трансформаторов

Для группы объектов №1 суммарная максимальная полная мощность $S_{max} = 298,56 \text{ кВ}\cdot\text{А}$.

$$S_{т,расч.} = \frac{298,56}{2 \cdot 0,7} = 213,26 \text{ кВ}\cdot\text{А},$$

$\beta_{т,доп} = 0,7$ – объекты I категории.

Для данной группы №1 выбираем ближайшую большую номинальную мощность трансформатора $S_{т,ном} = 250 \text{ кВ}\cdot\text{А}$

Для остальных групп объектов результаты расчётов выбора трансформаторов КТП сведены в табл.11.

Определим фактический коэффициент загрузки трансформаторов по формуле:

$$\beta_{T,факт} = \frac{S_{T,расч}}{2 \cdot S_{T,ном}}; \quad (7.1.2)$$

$$\beta_{T,факт} = \frac{213,26}{2 \cdot 250} = 0,43.$$

Коэффициент допустимой перегрузки в аварийном режиме:

$$\beta_{T,ав.доп} = \frac{S_{T,расч}}{(n_T - 1) \cdot S_{T,ном}} \quad (7.1.3)$$

Допустимая перегрузка:

$$\beta_{T,ав.доп} = \frac{213,26}{250} = 0,85 < 1,4.$$

Аналогично сделан расчёт коэффициентов загрузки для остальных КТП и результаты расчётов приведены в таблицу 7.1.1.

Таблица 7.1.1 – Выбор числа и мощности трансформаторов КТП

№	Наименование объектов потребителей	№ КТП	S_{\max} , кВ·А	$\beta_{\text{т,доп}}$	$n_{\text{т}}$	$S_{\text{т,расч}}$, кВ·А	$S_{\text{т,ном}}$, кВ·А	$\beta_{\text{т,факт}}$	$\beta_{\text{т,ав.доп}}$
1	КДП,ПРЦ АТБ,мачта 1, аэродром.колонки	1	298,56	0,7	2	213,26	250	0,43	0,85
2	ОВИ-1,МК-135 КРМ-2	2	118,87	0,7	2	84,9	100	0,42	0,85
3	ГРМ-2, СДП-2,РСБН	3	224,34	0,7	2	160,24	160	0,5	1,0
4	БПРМ-2, КРМ-1	4	69,64	0,7	2	49,74	63	0,395	0,79
5	ДПРМ-2	5	32,99	0,95	1	34,73	40	0,78	0,78
6	ОРЛ	6	150,14	0,7	2	108,24	160	0,345	0,67
7	ПРЛ, РСЦ,Пеленгатор	7	123,18	0,7	2	87,99	100	0,44	0,88
8	Сред.авиа.воз.связи ГРМ-1, СДП-1	8	83,52	0,7	2	59,66	63	0,47	0,95
9	БПРМ-1	9	26,12	0,7	2	18,66	25	0,37	0,75
10	ДПРМ-1	10	32,99	0,95	1	34,73	40	0,78	0,78
11	Аэровокзал, Лаборатор.корпус освещен.,мачты 2,3 аэродром.колонки	11	578,33	0,7	2	400,15	400	0,5	1,0
12	Штаб, КНС, освещен.,Пож.депо, База механизации, Гостиница	ЦРП	502,3	0,8	2	313,94	400	0,39	0,785
13	Котельная	13	458,43	0,7	2	327,45	400	0,41	0,82
14	ОМТС,АТБ, мачта 4	14	178,31	0,8	2	111,44	160	0,35	0,7
15	ГСМ, Иводоподъём	15	350,97	0,8	2	219,36	250	0,44	0,88
16	ПдрЦ	16	77,96	0,7	2	55,69	63	0,44	0,88
17	Очистные сооружения	17	33,53	0,95	1	35,29	40	0,78	0,78
18	Водозабор	18	514,05	0,8	2	321,28	400	0,4	0,8

7.2. Выбор типа трансформаторов

К установке предлагаются трансформаторы марки ТС (трансформатор с сухой изоляцией не защищенного исполнения, без кожуха). Так как выбор масляных трансформаторов при их меньшей стоимости предполагает ведение масляного хозяйства. [7].

Каталожные параметры трансформаторов приведены в таблице 7.2.1

Таблица 7.2.1 – Каталожные данные трансформаторов

№ КТП	Тип тр-ра	$S_{т,ном}$, кВ·А	$P_{хх}$, кВт	$P_{кз}$, кВт	u_k , %	I_x , %
10	ТС–25/10	25	0,135	0,6	4,5	3,2
5,9,17	ТС–40/10	40	0,19	0,88	4,5	3,0
4,8,16	ТС–63/10	63	0,265	1,28	4,5	2,8
2,7	ТС–100/10	100	0,365	1,97	4,5	2,6
3,6,14	ТС–160/10	160	0,565	2,65	4,5	2,4
1,15	ТС–250/10	250	0,82	3,7	4,5	2,3
11,13,18	ТС–400/10	400	5,5	4,5	2,1	

Схема и группа соединения обмоток Y / Y – 0

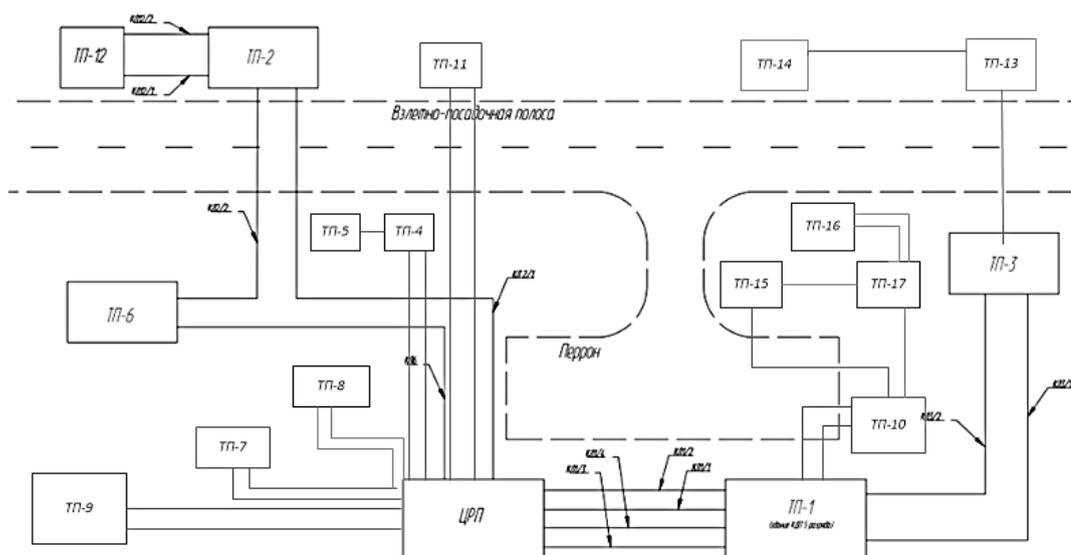


Рис. 7.2.1 Предполагаемое размещение ТП.

7.3 Выбор отходящих кабелей распределительной сети

Распределительную сеть от ЦРП до отдельных КТП–10/0,4 кВ выполняем по радиально-магистральной схеме. Двухтрансформаторные КТП получают питание по двумя отдельными кабельными линиями, каждая из которых способна выдерживать нагрузку не только в нормальном, но и в аварийном режиме.

Для избирательности отключения трансформатора при его повреждении, с учётом повышенных требований к надёжности электропотребителей аэропорта, устанавливаем вакуумные выключатели.

Кабельные линии 10 кВ прокладываем в грунте (в траншеях, блоках). Сечения кабельной линий 10 кВ, согласно рекомендациям ПУЭ, выбирается по экономической плотности тока. Проверяется нагревом рабочим током в двух режимах: в нормальном и послеаварийном. Для окончательного выбора сечения необходимо проверить выбранное сечение по термической стойкости к токам короткого замыкания [8].

Рассмотрим выбор сечения питающего кабеля к КТП–10/0,4 кВ. Расчётная нагрузка на стороне 10 кВ КТП–1 составляет, как показано выше, величину 213,26 кВ·А (таблице 7.1.1), тогда в нормальном режиме расчетный ток:

$$I_{расч} = \frac{S_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{213,26}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,3 \text{ А} \quad (7.3.1)$$

Согласно ПУЭ экономическая плотность тока определяется исходя из часов годового числа часов использования максимума нагрузки. В нашем случае это 6500 ч/год. Для кабелей с бумажной и проводов с резиновой и поливинилхлоридной изоляции с алюминиевыми жилами, при количестве часов больше чем 5000 $j_{эк} = 1,2 \text{ А/мм}^2$, табл.1.3.36 [5]. Экономически целесообразное сечение кабеля:

$$S = \frac{I_{расч}}{j_{эк}} = \frac{14,3}{1,2} = 11,9 \text{ мм}^2 \quad (7.3.2)$$

Выбираем ближайшее стандартное сечение кабеля: $S = 16 \text{ мм}^2$. Для других кабелей расчет ведется аналогичным образом.

В соответствии с ГОСТ 18410-73 предварительно принимаем к установке на отходящие присоединения кабель ААШв. Его токопроводящие жилы из алюминия, покрыты индивидуальной изоляцией из бумаги, пропитанной специальным составом. Пространство между токопроводами заполняется бумажными жгутами.

Проверим предварительно выбранный кабель по нагреву рабочим током:

$$I_{расч} = 14,3 A < I_{дл.доп} = 87 A$$

В нормальном режиме кабель нагрузку выдерживает.

В послеаварийном режиме длительно допустимый ток составит:

$$I_{дл допав} = I_{доп} \cdot 1,3 = 87 \cdot 1,3 = 113,1 A.$$

Максимальный ток в послеаварийном режиме:

$$I_{расчтах ав} = I_{расч} \cdot 2 = 14,3 \cdot 2 = 28,6 A.$$

$$I_{расчтахав} = 28,6 A < I_{дл допав} = 113,1 A$$

Потери напряжения определим по формуле:

$$\Delta U = \frac{P \cdot r_0 \cdot l + Q \cdot x_0 \cdot l}{U_{ном}}$$

$$\Delta U = \frac{213,2 \cdot 1,94 \cdot 0,6 + 146,76 \cdot 0,068 \cdot 0,6}{35} = 30 \text{ В}$$

$$\Delta U = 0,03\%$$

Где P – активная мощность, кВт, Q – реактивная мощность, квар, r_0 – активное сопротивление линии, Ом/км, x_0 – индуктивное сопротивление линии Ом/км. l – длина линии, км $U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ

Для остальных КТП расчет произведен аналогичным образом, результаты отображены в таблице 7.3.1.

Таблица 7.3.1 – Результаты выбора сечения кабелей 10 кВ

№	Назначение линии	Характеристика и номер КТП	Нагрузка на КТП, $S_{расч}$, кВ·А	l , км	Кабель	
					Сечение проводящей жилы, мм ²	ΔU , %
1	КДП,ПРЦ,АТБ	КТП-1 (2*250)	213,26	0,6	16	0,03
2	ОВИ-1,МК-135 КРМ-2	КТП-2 (2*100)	84,9	0,4	16	0,05
3	ОВИ-1,МК-315 ГРМ-2	КТП-3 (2*160)	160,24	0,5	16	0,13
4	БПРМ-2,КРМ-1	КТП-4 (2*63)	49,74	0,5	16	0,04
5	ДПРМ-2	КТП-5 (1*40)	34,73	0,2	16	0,01
6	ОРЛ	КТП-6 (2*160)	108,24	0,3	16	0,05
7	ПРЛ,РСП	КТП-7 (2*100)	87,99	0,02	16	0,04
8	ГРМ-1,СДП-1	КТП-8 (2*63)	59,66	0,3	16	0,03
9	БПРМ-1	КТП-9 (2*25)	18,66	0,4	16	0,01
10	ДПРМ-1	КТП-10 (1*40)	34,73	0,4	16	0,02
11	Аэровокзал	КТП-11(2*400)	400,15	0,4	35	0,12
12	Штаб	ЦРП (2*400)	313,94	0,1	35	0,04
13	Котельная	КТП-13(2*400)	327,45	0,1	35	0,02
14	ОМТС,АТБ	КТП-14(2*160)	111,44	0,4	16	0,07
15	ГСМ	КТП-15(2*250)	219,36	0,2	16	0,05
16	ПдРЦ	КТП-16 (2*63)	55,69	0,4	16	0,04
17	Очистные сооружения	КТП-17 (1*40)	35,29	0,5	16	0,03
18	Водозабор	КТП-18(2*400)	321,28	0,6	35	0,03

8. ВЫБОР ГЛАВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

На подстанции 35/10 кВ устанавливаем два трансформатора ТМН – 4000/35. Питание подстанции происходит по двухцепной ВЛ–35 кВ от районной подстанции, которая находится от аэропорта на расстоянии 8 км.

Схему подстанции выбираем ориентируясь на категории надёжности и мощности потребителей, характер их нагрузок. Главная схема электрических соединений подстанции выбрана с учетом количества присоединений на каждом напряжении [9].

Общие требования, предъявляемые к построению главных схем электрических соединений подстанции:

- надёжность;
- автоматичность;
- эксплуатационные удобства;
- экономическая целесообразность.

Главная схема электрических соединений должна обладать высокой надёжностью, то есть она должна обеспечивать в аварийном и ремонтном режимах:

- выдачу в сеть низшего напряжения максимально возможной мощности;
- сохранение в аварийном режиме необходимого количества электрических связей достаточной пропускной способности на высшем напряжении, поддерживающих устойчивость электропередачи в целом;
- сохранение транзитов мощности в различные пункты электрической сети на высшем напряжении

На современных подстанциях схема электрических соединений должна обеспечивать полную автономность работы, то есть она должна функционировать без вмешательства оперативного персонала, даже если он в это время присутствует на подстанции.

Эксплуатационное удобство схемы должно обеспечивать предельную простоту и чёткость построения схемы, тем самым сводя к минимуму влияние человеческого фактора, т.к чем проще используемая схема, тем соответственно меньше количество ошибок со стороны персонала.

Экономическая целесообразность – это реализация на подстанции всех нужных функций с минимальным капиталовложением.

Открытое распределительное устройство 35 кВ выполняется по унифицированной типовой схеме: два блока с выключателями и неавтоматической (ремонтной) перемычкой со стороны линии. Это наиболее экономичная схема с учетом отходящих присоединений. Она применяется на ответвленных и тупиковых подстанциях.

Для упрощения коммутационных схем, схем релейной защиты, а также снижения токов короткого замыкания, при построении схемы электроснабжения рассматриваем отдельную работу линий и трансформаторов. Восстановление потребления электроснабжения происходит с помощью простейших схем автоматики.

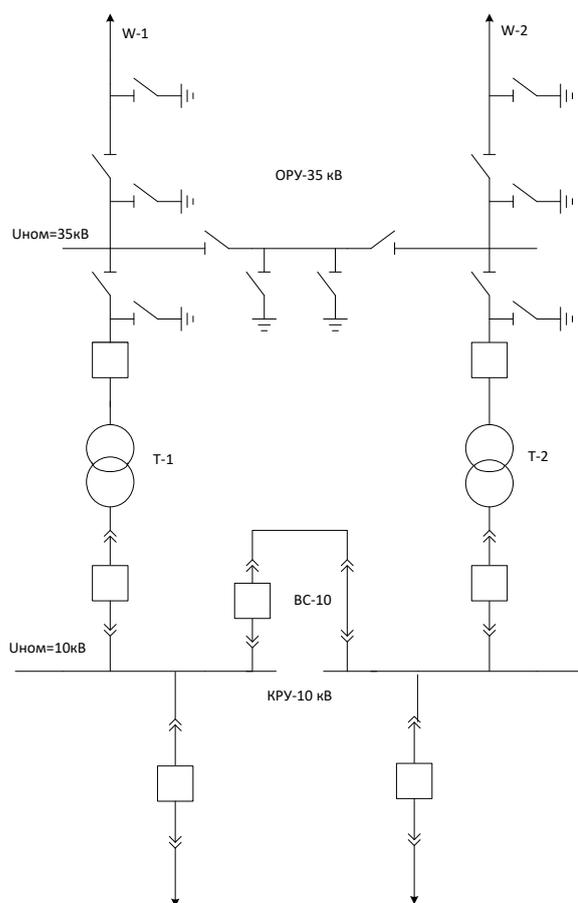


Рис. 8.1 Главная схема питающей подстанции.

9. ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.

9.1 Расчетная схема и схема замещения

Расчёты токов короткого замыкания необходимы для выбора электрических аппаратов, токоведущих частей ОРУ – 35 кВ и КРУ – 10 кВ, а также для выбора и расчётов уставок релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Учитывая то, что работа подстанции 35/10 кВ предполагается с отдельным включением питающих трансформаторов и линий электропередачи, расчёты токов к.з. выполнены для схемы, когда один из трансформаторов питается по одноцепной ВЛ – 35 кВ от системной подстанции, находящейся на расстоянии 8 км. На рис.9.1.1 приведена расчётная схема для определения токов к.з., на рис.9.1.2 её схема замещения.

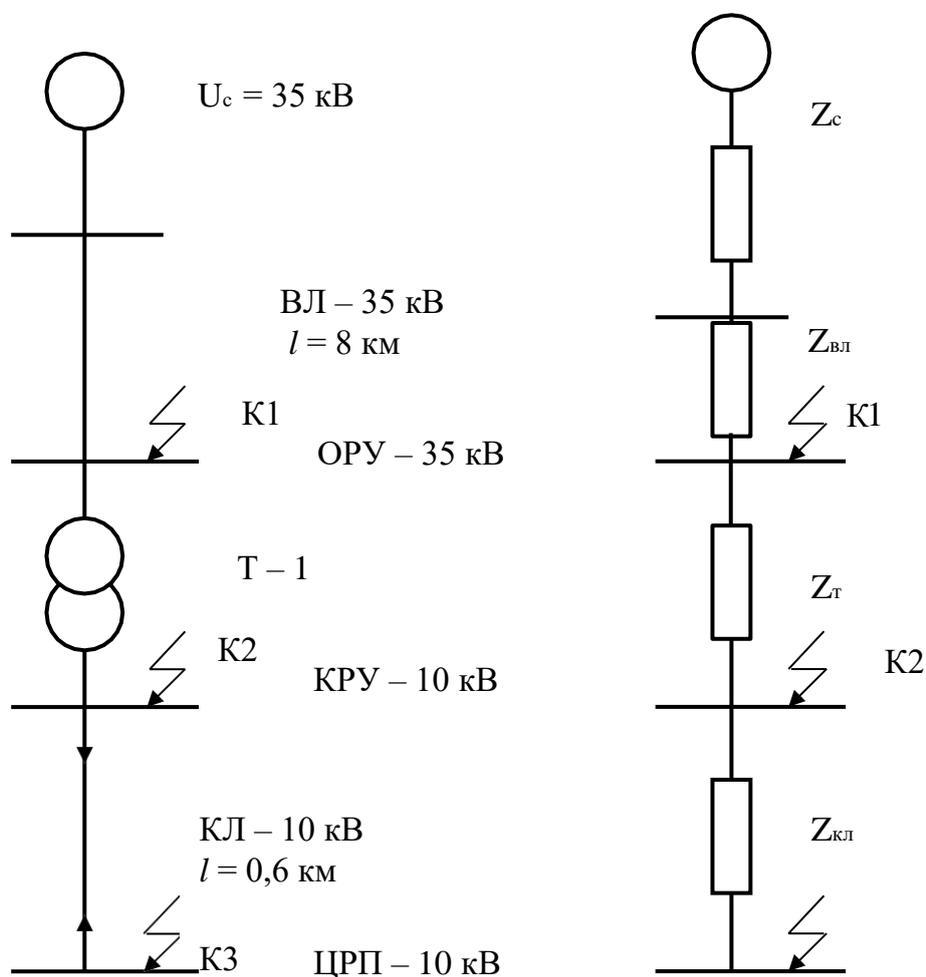


Рис.9.1.1. Расчётная схема.

Рис.9.1.2. Схема замещения.

9.2. Расчёт токов к.з.

Расчёт будем производить в относительных единицах. По методическим указаниям из [5,7] напряжение на шинах системной подстанции принимаем неизменным $U_c = const$.

За базисные значения принимаем:

$$S_{\sigma} = S_{кз} = 850 \text{ МВ} \cdot \text{А}; U_{\sigma 1} = 37,0 \text{ кВ}; U_{\sigma 2} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Найдем базисный ток по формуле:

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}} = \frac{850}{\sqrt{3} \cdot 37,0} = 12,76 \text{ кА}; \quad (9.2.1)$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} = \frac{850}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 44,66 \text{ кА}.$$

Определяем индуктивные сопротивления схемы замещения в относительных единицах:

- для системы:

$$X_C = \frac{S_{\sigma}}{S_{к.з}} = \frac{850}{850} = 1 \quad (9.2.2)$$

- для одноцепной линии электропередачи:

$$X_{ел} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0,42 \cdot 8 \cdot \frac{850}{37,0^2} = 2,22. \quad (9.2.3)$$

где $X_{уд} = 0,42$ Ом/км – удельное индуктивное сопротивление на 1 км ВЛ–35, протяжённость ВЛ–35 кВ – $l = 8$ км ;

- для трансформатора (одной ветви):

$$X_T = \frac{U_{к} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{T.НОМ}} = \frac{7,5 \cdot 850}{100 \cdot 4,0} = 15,93 \quad (9.2.4)$$

- для одной кабельной линии:

$$X_{кл} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2} = 0,068 \cdot 0,6 \cdot \frac{850}{10,5^2} = 0,314 \quad (9.2.5)$$

где $X_{уд} = 0,068$ Ом/км – удельное индуктивное сопротивление кабеля ААшв на 1 км, протяжённость КЛ–10 кВ – $l = 0,6$ км .

Активные сопротивления цепи:

- для системы:

активное сопротивление системы выбираем по соотношению $X_c/r_c=50$, следовательно

$$r_c = \frac{X_c}{50} = \frac{1}{50} = 0,02; \quad (9.2.6)$$

- для одноцепной линии электропередачи:

$$r_{вл} = r_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0,31 \cdot 8 \cdot \frac{850}{37,0^2} = 1,54 \quad (9.2.7)$$

где $r_{уд} = 0,31$ Ом/км

- для трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_K}{S_{ном}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = \frac{33,5 \cdot 10^{-3} \cdot 850}{4,0^2} = 1,77 \quad (9.2.8)$$

$U_K, S_{T.ном}, P_K$ – справочные данные

- для одной кабельной линии:

$$r_{кл} = r_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 1,94 \cdot 0,6 \cdot \frac{850}{10,5^2} = 8,97 \quad (9.2.9)$$

где $r_{уд} = 1,94$ Ом/км – электрическое сопротивление кабеля 10 кВ, протяженностью 0,6 км .

Найдем результирующие сопротивления цепи до точки К1:

$$\begin{aligned} r_1 &= r_c + r_{вл} = 0,02 + 1,54 = 1,56; \\ X_1 &= X_c + X_{вл} = 1 + 2,22 = 3,22 \end{aligned} \quad (9.2.10)$$

Найдем отношение:

$$\frac{X_1}{r_1} = \frac{3,22}{1,56} = 2,06 < 3 \quad (9.2.11)$$

Находим полное сопротивление:

$$Z_1 = \sqrt{X_1^2 + r_1^2} = \sqrt{3,22^2 + 1,56^2} = 3,58 \quad (9.2.12)$$

Найдем результирующие сопротивления цепи до точки К2:

$$X_2 = X_1 + X_T = 3,22 + 15,93 = 19,15; \quad (9.2.13)$$

$$r_2 = r_1 + r_T = 1,56 + 1,77 = 3,33. \quad (9.2.14)$$

Найдем отношение:

$$\frac{X_2}{r_2} = \frac{19,15}{3,33} = 5,75 > 3 \quad (9.2.15)$$

Так как отношение больше трех, то активное сопротивление не учитывается.

Найдём результирующие сопротивления цепи до точки К3:

$$\begin{aligned} X_3 &= X_2 + X_{кл} = 19,15 + 0,314 = 19,46; \\ r_3 &= r_2 + r_{кл} = 3,33 + 8,97 = 12,3. \end{aligned} \quad (9.2.16)$$

$$\frac{X_3}{r_3} = \frac{19,46}{12,3} = 1,58 < 3 \quad (9.2.17)$$

Найдем полное сопротивление:

$$Z_3 = \sqrt{X_3^2 + r_3^2} = \sqrt{19,46^2 + 12,3^2} = 23,05 \quad (9.2.18)$$

Определим токи короткого замыкания. Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{n01}^{(3)} = \frac{U_c \cdot I_{61}}{Z_1} = \frac{1,1 \cdot 12,76}{3,58} = 3,92 \text{ кА} \quad (9.2.19)$$

В точке К2:

$$I_{n02}^{(3)} = \frac{U_c \cdot I_{62}}{X_2} = \frac{1,1 \cdot 44,66}{19,15} = 2,57 \text{ кА} \quad (9.2.20)$$

В точке К3:

$$I_{n03}^{(3)} = \frac{U_c \cdot I_{62}}{X_3} = \frac{1,1 \cdot 44,66}{23,05} = 2,13 \text{ кА} \quad (9.2.21)$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} K_y I_{n0}^{(3)}, \quad (9.2.22)$$

где K_y - ударный коэффициент, определяем по графику рис. 6.5. [5].

$$\text{при } \frac{X_1}{r_1} = 2,06; K_{y1} = 1,2;$$

$$\text{при } \frac{X_2}{r_2} = 5,75; K_{y1} = 1,55;$$

$$\text{при } \frac{X_3}{r_3} = 1,58; K_{y1} = 1,15;$$

Определим ударный ток:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,2 \cdot 3,92 = 6,6 \text{ кА};$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,55 \cdot 2,57 = 5,62 \text{ кА};$$

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1,15 \cdot 2,13 = 3,45 \text{ кА}.$$

К установке на стороне 35 кВ предварительно принимаем выключатели элегазовые баковые, предназначенные для коммутации цепей в нормальных и аварийных режимах, ВГБ-УЭТМ 35. Их собственное время отключения

$t_{св} = 0,035$ с, а на стороне 10 кВ – вакуумные выключатели типа ВВ/TEL – 10, их собственное время отключения $t_{св} = 0,015$ с.

С учетом времени их отключения определим апериодическую составляющую трехфазного тока короткого замыкания.

Апериодическая составляющая трёхфазного тока к.з.:

$$i_{ai} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot e^{-t/T_{ai}}, \quad (9.2.23)$$

$$\text{Где } T_{ai} = \frac{X_i}{\omega \cdot r_i} \text{ - постоянная времени затухания} \quad (9.2.24)$$

Для точки К1:

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot 3,92 \cdot e^{-0,045/0,01} = 0,06 \text{ кА},$$

$$T_{a1} = \frac{3,22}{314 \cdot 1,56} = 0,01 \text{ с}$$

$$t_{откл.в1} = t_{с.в.1} + t_{p.з} = 0,035 + 0,01 = 0,045 \text{ с}$$

Для точки К2:

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot 2,57 \cdot e^{-0,025/0,02} = 0,62 \text{ кА},$$

$$T_{a2} = \frac{19,15}{314 \cdot 3,33} = 0,02 \text{ с}$$

$$t_{откл.в2} = t_{с.в.1} + t_{p.з} = 0,015 + 0,01 = 0,025 \text{ с}$$

Для точки К3:

$$i_{a3} = \sqrt{2} \cdot 2,13 \cdot e^{-0,025/0,01} = 0,24 \text{ кА},$$

$$T_{a3} = \frac{19,49}{314 \cdot 12,3} = 0,01 \text{ с}$$

$$t_{\text{отклв.3}} = t_{\text{с.в.1}} + t_{\text{р.3}} = 0,015 + 0,01 = 0,025 \text{ с}$$

Полученные результаты расчётов токов к.з. сведём в таблицу 9.2.1.

Таблица 9.2.1 – Результаты расчётов токов к.з.

Точка К.з.	$I_{n0}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{y0}^{(3)}, \text{кА}$	$I_a^{(3)}, \text{кА}$
К1	3,92	6,6	0,06
К2	2,57	5,62	0,62
К3	2,13	3,42	0,24

10. ПРОВЕРКА КАБЕЛЕЙ НА ТЕРМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ

Проверка кабельных линий на термическую стойкость выполнена в соответствии с нормами технического проектирования и ГОСТ 52736–2007 «Короткие замыкания в электроустановках».

Пример расчета для отходящего на 1 КТП кабеля:

Уточняем сечение кабеля с учетом его термической стойкости к токам короткого замыкания:

$$S_{\min} = \frac{I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{\Pi}}}{C_T} = \frac{2130 \cdot \sqrt{0,65}}{95} = 18,1 \text{ мм}^2 \quad (10.1)$$

где I_{∞} - установившееся значение тока к.з., принимаем $I_{\infty} = I_{кз}^{(3)} = 2130 \text{ А}$;

t_{Π} – длительность действия защиты и отключающей аппаратуры, 0,65 секунд;

C_T – температурный коэффициент, который учитываем допустимую температуру нагрева жил кабеля, принимаем $C_T = 95 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$, т.к предполагаем к установке алюминиевый кабель с бумажной изоляцией.

Окончательно выбираем кабель питания КТП–1 – ААШв – (3 · 25мм²). Длительно допустимым током выбранного кабеля $I_{дл.доп} = 90 \text{ А}$ [5].

Для остальных КТП расчеты выполняются по аналогии. С учетом расчета термической стойкости, сечения принимаем не ниже 25 мм². Результаты расчетов отображены в таблице 10.1

Таблица 10.1 –Результаты выбора питающих кабелей 10 кВ

№	Назначение линии	Характеристика и номер КТП	Нагрузка на КТП, $S_{расч}$, кВ·А	$I_{расч}$, А	Выбранный кабель	
					марка, сечение	$I_{дл.доп}$, А
1	КДП,ПРЦ,АТБ	КТП-1 (2*250)	213,26	14,3	ААШВ –(3*25)	90
2	ОВИ-1,МК-135 КРМ-2	КТП-2 (2*100)	84,9	6,2	ААШВ –(3*25)	90
3	ОВИ-1,МК-315 ГРМ-2	КТП-3 (2*160)	160,24	9,3	ААШВ –(3*25)	90
4	БПРМ-2,КРМ-1	КТП-4 (2*63)	49,74	4,9	ААШВ –(3*25)	90
5	ДПРМ-2	КТП-5 (1*40)	34,73	2,4	ААШВ –(3*25)	90
6	ОРЛ	КТП-6 (2*160)	108,24	7,3	ААШВ –(3*25)	90
7	ПРЛ,РСП	КТП-7 (2*100)	87,99	6,9	ААШВ –(3*25)	90
8	ГРМ-1,СДП-1	КТП-8 (2*63)	59,66	5,4	ААШВ –(3*25)	90
9	БПРМ-1	КТП-9 (2*25)	18,66	2,1	ААШВ –(3*25)	90
10	ДПРМ-1	КТП-10 (1*40)	34,73	2,4	ААШВ –(3*25)	90
11	Аэровокзал	КТП-11(2*400)	400,15	26,1	ААШВ –(3*35)	115
12	Штаб	ЦРП (2*400)	313,94	20,2	ААШВ –(3*35)	115
13	Котельная	КТП-13(2*400)	327,45	20,95	ААШВ –(3*35)	115
14	ОМТС,АТБ	КТП-14(2*160)	111,44	8,4	ААШВ –(3*25)	90
15	ГСМ	КТП-15(2*250)	219,36	15,1	ААШВ –(3*25)	90
16	ПдрЦ	КТП-16 (2*63)	55,69	5,2	ААШВ –(3*25)	90
17	Очистные сооружения	КТП-17 (1*40)	35,29	3,8	ААШВ –(3*25)	90
18	Водозабор	КТП-18(2*400)	321,28	20,6	ААШВ –(3*35)	115

11. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ ПОДСТАНЦИИ 35/10 кВ

На стороне первичного напряжения (35 кВ)

Выбор высоковольтных выключателей производится по следующим условиям:

- по напряжению электроустановки

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

- длительному току

$$I_{рабmax} \leq I_{ном};$$

- по отключающей способности отключения симметричного тока

$$I_k^{(3)} \leq I_{откл.ном.}$$

где $I_{откл.ном.}$ – номинальный ток отключения выключателя.

Для ОРУ 35 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1 и проверяем его.

Найдем максимальный рабочий ток, который будет протекать через выключатель:

$$I_{раб max} = \frac{S_{max\Sigma}}{\sqrt{3}U_{ном1}} = \frac{4289,94}{\sqrt{3} \cdot 35} = 107 \text{ А} \quad (11.1)$$

Проверка по термической стойкости: по расчётному импульсу квадратного тока короткого замыкания и найденным в каталоге значениям I_T и t_T

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (11.2)$$

$$\text{где } B_k = (I_k^{(3)})^2 (t_{откл} + T_a), \quad (11.3)$$

$$B_k = 3,92^2 \cdot (1,53 + 0,01) = 23,66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$\text{где } t_{откл} = 0,015 + (1,5 + 0,01) = 1,53 \text{ с}.$$

Результаты проверки отразим в таблице 11.1

Таблица 11.1 – Проверка условий выбора выключателя

Расчётный параметр цепи	Каталожные данные выключателя	Условие выбора
35 кВ	35 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
107 А	630 А	$I_{раб max} \leq I_{ном}$
3,92	12,5 кА	$I_k \leq I_{откл. ном.}$
23,66 кА ² ·с	$12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
6,6	35 кА	$I_y \leq I_{м дин}$

Из таблицы 11.1 следует, что данный выключатель соответствует условиям выбора, поэтому на стороне 35 кВ (ОРУ–35кВ) принимаем к установке выключатели марки ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1.



Рис. 11.1 Выключатель баковый элегазовый ВГБ-УЭТМ-35.

Разъединители выбираются аналогично выключателям. Отличие заключается в том, что у разъединителей нет номинального тока отключения, т.к. они используются для отключения и включения цепей без тока и для создания видимого разрыва цепи. Из табл. 5.5 [6] выбираем разъединитель марки РНДЗ.1 – 35/1000 У1 с приводом ПРН – 110 У1 и проверяем его по условиям выбора разъединителя – таблица 11.2.

Таблица 11.2 – Проверка условий выбора разъединителя

Расчётный параметр цепи	Каталожные данные разъединителя	Условие выбора
35 кВ	35 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
107 А	1000 А	$I_{раб\ max} \leq I_{ном}$
6,6 кА	63 кА	$i_{уд1} \leq I_{м\ дин}$
23,66 кА ² ·с	$25^2 \cdot 4 = 2500$ кА ² ·с	$W_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

Из таблицы 11.2 следует, что выбранный разъединитель соответствует условиям выбора, следовательно, на ОРУ–35 кВ принимаем к установке разъединители марки РНДЗ.1–35/1000 У1, данные разъединители имеют заземляющие ножи на одну фазу.

На стороне вторичного напряжения (10 кВ)

На стороне 10 кВ выбираем выключатели в цепи трансформатора, секционный выключатель, и на отходящих линиях. Выбор выключателей на напряжение 10 кВ производится аналогично выбору выключателей 35 кВ.

Определим рабочий максимальный ток:

$$I_{\text{раб max}} = \frac{S_{\text{max}\Sigma}}{\sqrt{3}U_{\text{ном2}}} = \frac{4290}{\sqrt{3} \cdot 11} = 325 \text{ А} \quad (11.4)$$

По формуле 11.3 расчетный импульс квадратичного тока к.з.:

$$B_k = (I_{k2}^{(3)})^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 2,57^2 \cdot (1,06 + 0,013) = 7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$\text{где } t_{\text{откл}} = 0,05 + (1 + 0,01) = 1,06 \text{ с.}$$

Для стороны 10 кВ выбираем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL-10-20/630-У2.

В таблице 11.3 отражена проверка выбора высоковольтного выключателя

Таблица 11.3 –Проверка условий выбора выключателя

Расчётный параметр цепи	Каталожные данные выключателя	Условие выбора
10 кВ	10 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
325 А	630 А	$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{ном}}$
5,62 кА	52 кА	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{тдин}}$
2,57 кА	20 кА	$I_{\text{н0}} \leq I_{\text{откл.ном}}$
7 кА ² · с	20 ² · 3 = 1200 кА ² · с	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

Данный выключатель соответствует всем условиям выбора. Принимаем к установке в цепи трансформатора, секционный выключатель и на отходящих линиях ВВ/TEL-10-20/1000-У2.

Таким образом, на стороне низшего напряжения принимаем одиночную секционированную систему шин с двумя секциями и устанавливаем вакуумные выключатели в цепи трансформатора, секционный выключатель и на отходящих линиях. Принимаем комплектные распределительные устройства 10 кВ серии КСО–СЭЩ (камера сборная одностороннего обслуживания) с вакуумными выключателями ВВ/TEL–10.

12. ВЫБОР АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРОВ

Как отмечалось выше (раздел 1) для питания потребителей особой группы I категории необходим третий независимый источник питания – автоматизированный дизель-генератор.

Но объекте предусмотрены 3 режима работы: нормальный режим: режим работы, при котором электроснабжение объекта осуществляется от двух вводов 10 кВ;

Аварийный режим №1: режим работы объекта, при котором пропадает электроснабжения на одном из вводов 10 кВ, питание электропотребителей осуществляется от другого действующего ввода 10 кВ. При этом СЭС должна выполнять функции с заданными параметрами без применения резервных источников гарантированного питания (ДЭС);

Аварийный режим №2: режим работы, при котором отсутствует электроснабжение по обоим вводам 10 кВ, питание электропотребителей осуществляется от дизельэлектрических станций (ДЭС) установленных в ТП. Как показывает практика проектирования подобных систем, выбор типа и мощности дизель-генератора осуществляется по максимальной расчётной активной мощности P_{\max} из условия:

$$P_{\text{ном д.г.}} \geq P_{\max} .$$

Значения P_{\max} приведены в таблице 2.3.1 (раздел 2).

В таблице 12.1 приведём технические параметры дизель-генераторов для потребителей особой группы I категории.

Щиты управления поставляются комплектно с дизель-генераторами и обеспечивают непрерывную автоматическую работу в продолжении 200 часов без обслуживающего персонала.

Заводские схемы автоматического управления позволяют осуществлять:

1. постоянный автоматический контроль состояния оборудования дизель-генераторов;
2. защиту дизеля при понижении давления и перегреве масла и воды;
3. периодический прогрев дизеля при длительных перерывах в работе;
4. управление вспомогательным оборудованием дизеля;
5. пуск агрегата при исчезновении напряжения в питающей сети.
6. автоматическое включение резервного дизеля при аварийной остановке рабочего.

7. Если на объекте установлено два дизель-генератора, на нагрузку подключается тот, который первым выйдет на номинальные обороты;

Дизель-генератор находится в постоянном дежурном режиме электропитания на стороне 0,4 кВ (блок контроля сети).

При пропадании напряжения на любом из двух внешних источников питания (вводов) потребителей особой группы I категории, на ЩГП, происходит автоматический запуск и выход на рабочий режим автономного дизель-генератора за время не более 15 с, при числе оборотов двигателя и генератора – 1500 об/мин.

Предполагаемые к установке на объектах ОВИ, ОРЛ -- ДЭС P110-3, FG Wilson



Рис. 12.1 P110-3, FG Wilson

Аналогами ДЭС компании Wilson являются ДЭС Wattstream. ДЭС Wattstream используют те же самые модели двигателей и синхронных генераторов в составе ДЭС, что и компания Wilson.

В состав поставки ДЭС входит:

- ДЭС (с устройством управления на базе панели DCP-10, увеличенным топливным баком, обеспечивающим непрерывную работу ДЭС при номинальной нагрузке в течение не менее 48 часов, АКБ и устройством подзаряда АКБ на одной раме);
- панель АВР – автоматический ввод резерва, шкаф управления нагрузкой;
- система отвода выхлопных газов.

Алгоритм работы генераторной установки в составе СЭС.

В состав генераторной установки входит панель АВР (ШУ ДЭС (АВР)). ШУ ДЭС (АВР) является панелью автоматического ввода резерва, которая выполняет следующие функции:

- контроль параметров питающей электросети;
- обнаружение недопустимых отклонений параметров электрической сети по основному вводу;
- подача сигнала на пуск генераторной установки;
- переключение питания нагрузки от электросети на генераторную установку;
- подача сигнала на обратное переключение питания нагрузки после восстановления нормальных характеристик напряжения питающей электросети.

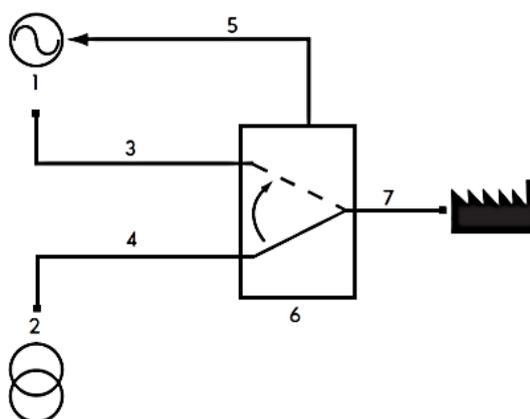


Рис.12.2 Работа панели переключения нагрузки.

Пояснения к рисунку 12.2:

1. Руководство по эксплуатации
2. Сеть
3. Нагрузка, запитанная от генераторной установки
4. Нагрузка, запитанная от центральной электросети
5. Двухпроводное управление
6. Панель переключения нагрузки
7. Нагрузка

Принимаем к установке на объектах особой группы I категории по одному автоматизированному дизель-генератору, результаты отображены в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Техническая характеристика дизель-генераторов

Наименование потребителей	Средства возд. авиац. связи	БПРМ 1;2	ДППРМ 1;2 ПРЛ	КДП, ПРЦ	ОВИ-1, ПдрЦ	ОРЛ
P_{\max} , кВт	7	24	30	80	70	140
Тип агрегата						
Наименование	KOHLER-SDMO T16K	KOHLER-SDMO J33	KOHLER-SDMO J44	P110-3 FG Wilson	P200-3 FG Wilson	
Заводская марка дв.	Mitsubishi	John Deere	John Deere	Perkins	Perkins	
Расход топлива в л/час.	4,5	4,9	7,5	21,7	34	
Число цилиндров	4	3	3	6	6	
Род топлива	дизельное	дизельное	дизельное	дизельное	дизельное	
Тип генератора	ЕСР 3-3L/4	ЕСР 28VL/4	KOHLER	MJB 225 MA4	MJB 225 MA4	
Ном. мощность, кВт	12	24	32	100	159	
Мах мощность, кВт	13	26	35	110	175	
Число оборотов, об/мин	1500	1500	1500	1500	1500	
Вид системы охлажд.	жидкостное.	жидкостное.	жидкостное .	жидкостное	жидкостное	
Степень автоматизации	3	3	3	3	3	
Длительность непрерывной работы, час	294	192	119	48	39,8	
Время приёма 100% нагрузки, ч	не более 11	не более 14	не более 9	не более 7,9	не более 9,9	
Род тока	переменный	перемен.	переменный	переменный	переменный	
Частота тока, Гц	50	50	50	50	50	
напряжение, В	400	400	400	400	400	

13. РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ

13.1 Общие требования

Все металлические части электроустановок должны сохранять низкий потенциал относительно земли. В противном случае возникает опасность напряжения прикосновения, опасное для обслуживающего персонала. Для предотвращения таких ситуаций используется защитное заземление. Т.е. преднамеренное соединение металлических частей ПС с землей для защиты обслуживающего персонала.

Заземление обязательно во всех установках 380 В и выше переменного тока, в помещениях повышенной опасности при напряжении больше 25 В.

Заземление, предназначенное для нормальной работы электроустановок, называют рабочим заземлением.

Для выполнения заземления используются естественные и искусственные заземлители. К естественным относятся: металлические конструкции, соприкасающиеся с землей, в том числе железобетонный фундаменты с защитными гидроизоляционными покрытиями в средне агрессивных средах, металлические трубы водопровода, но не трубы водопровода канализации и не трубопроводы горячих, горючих или взрывоопасных жидкостей. Можно применять в качестве естественного заземления рельсовые пути магистральных не электрифицированных и железных дорог, а также другие металлические конструкции, которые находятся в земле. Подходя также и металлические оболочки бронированных кабелей. Если их больше двух, то они могут являться единственным заземлителем. Использовать алюминиевой оболочки не допускается. Также естественный заземлитель не должен иметь окраски.

Коррозионное состояние элементов заземляющего устройства, находящихся в земле, осуществляется путем местного вскрытия грунта (не менее 3-х точек) согласно п.2.3. РД.

Сопротивление заземляющего контура в любое время года не должно превышать 4 Ом.

13.2 Расчет заземления

Согласно п.1.7.101 ПУЭ «сопротивление заземляющего устройства в любое время года не должно быть более 4 Ом».

Исходные данные: Климатическая зона I. По данным вертикального электрического зондирования, выполненного при инженерно-геологических изысканиях, удельное сопротивление грунта принимаем 120 Ом. Контур заземления конструктивно выполняем в виде искусственных электродов, заглубленных в землю и соединенных по вершинам стальной полосой. Способ соединения – сварка. Заложение на глубину 70 см. Электроды: сталь круглая.

– сопротивление одиночного вертикального заземлителя:

$$R_{\text{ов}} = \frac{0,366 \cdot \rho \cdot K_M}{l} \cdot \left(\lg \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right) \quad (12.1.2)$$
$$R_{\text{ов}} = \frac{0,366 \cdot 120 \cdot 1,7}{3} \cdot \left(\lg \left(\frac{2 \cdot 3}{0,04} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) \right) = 18,76 \text{ Ом}$$

Где: l - длина заземлителя, 3 м

K_M - коэффициент сезонности = 1,7 для

ρ - удельное сопротивление грунта = 120 Ом · м

d - диаметр стержня 0,04, м;

t - глубина заложения (от поверхности земли до середины стержня) 2,2, м

Расположение вертикальных электродов принимаем по контуру. Расстояние между вертикальными трубчатыми электродами принимаем $a_3 = 6$ м.

При отношении $\frac{a_3}{l} = \frac{6}{3} = 2$ при расположении электродов по контуру коэффициент использования $\eta_b = 0,74$:

Определим примерное число вертикальных заземлителей:

$$n_g = \frac{R_{\text{ог}}}{\eta_g \cdot R_u} = \frac{18,76}{0,74 \cdot 3} = 8.$$

Длина соединительной полосы:

$$l_n = 1,05 \cdot a_3 \cdot n_g = 50,4 \text{ м.}$$

Ширина полосы $b = 2,5$ см. Глубина заложения полосы от поверхности 70 см.

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho \cdot K_M}{l_{\Pi}} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t} \right) \quad (12.1.3)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 120 \cdot 1,7}{50,4} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 50,4^2}{2,5 \cdot 0,7} \right) = 6,19 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление центрального заземлителя с учетом коэффициентов использования вертикальных электродов и соединительной полосы:

$$R_{\text{расч}} = \frac{1}{\frac{\eta_{\Gamma}}{R_{\Gamma}} + \frac{\eta_{\text{э}} \cdot \eta_{\text{в}}}{R_{\text{в}}}} = \frac{1}{\frac{0,41}{6,19} + \frac{8 \cdot 0,74}{18,76}} = 2,59 \text{ Ом}$$

На рисунке 13.2.1 показано размещение заземлителя.

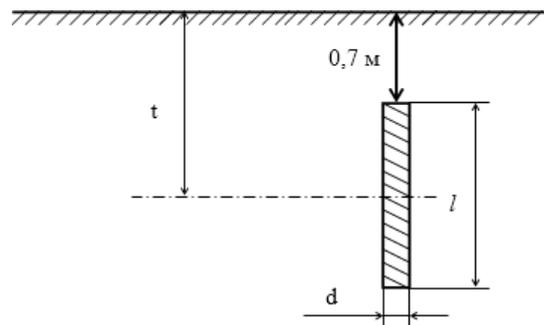


Рис. 13.2.1 Размещение заземлителя

Итог: Таким образом $R_{\text{расч}} \leq R_{\text{доп}}$, расчет выполнен верно и удовлетворяет требованиям

13.3 Расчет молниезащиты

Молниезащита рассчитывается для защиты подстанции от прямых ударов молнии.

Есть различные типы молниеотводов: стержневые, тросовые или антенные, сетчатые. Наиболее выгодными и простыми в изготовлении являются стержневые молниеотводы.

Подстанции малых размеров защищаются стержневыми молниеотводами одинаковой высоты (не более 40-50 м).

На подстанцию площадью $S=70 \times 60$ м² устанавливаем два молниеотвода высотой $h = 40$ м, на расстоянии $L = 30$ м.

Рассчитываем зоны защиты на высоте защищаемого оборудования и земли

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot (h - 1,2 \cdot h_x) \quad (13.2.1)$$

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 40) \cdot (40 - 1,2 \cdot 10) = 28,56 \text{ м}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (13.2.2)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 40) \cdot 40 = 44,8$$

где h_x – высота защищаемого оборудования.

Находим высоту для молниеприемника:

$$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 40 = 34 \text{ м} \quad (13.2.3)$$

Находим середину расстояния между молниеотводами:

$$h_c = h_0 - (0,17 + 0,003 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (13.2.4)$$

$$h_c = 34 - (0,17 + 0,003 \cdot 40) \cdot (30 - 40) = 36,9$$

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c} = 44,8 \cdot \frac{36,9 - 10}{36,9} = 32,65 \text{ м}$$

На рисунке 13.2.2 изображена схема молниезащиты.

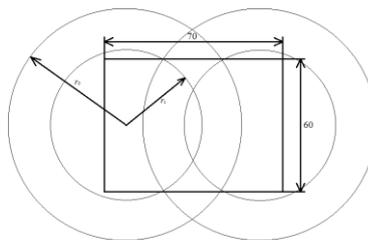


Рис. 13.2.2 Схема молниезащиты

14. РАСЧЕТ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ В СИСТЕМУ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ АЭРОПОРТА

Технико-экономическое сопоставление вариантов построения системы электроснабжения проектируемого аэропорта затруднительно, так как в условиях требования выноса питающей подстанции за пределы ВПП на безопасное расстояние единственно возможным вариантом реализации принципа глубокого ввода питания является сооружение ЦРП, получающего питание кабельными линиями с шин 10 кВ питающей подстанции. В связи с этим выбора вариантов системы электроснабжения аэропорта не проводилось.

Сметно-финансовый расчёт сооружения подстанции выполнен на основании «Сборника укрупненных показателей стоимости - строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК»». Нормативы предназначены для определения объектов капитальных вложений на стадии технического проекта. Цена оборудования приведена в таблице 14.1.

Таблица 14.1 – цена оборудования.

Наименование оборудования		Единица измерения	Количество	Стоимость, тыс. руб.
1.	Двухцепная ВЛ – 35 кВ на ж/б опорах, провод марки АСК – 50/8,0	км	8	595,52
2.	П/ст – 35 – 2*4000	шт	1	3177,5
3.	ЦРП – 10/0,4 кВ с двумя трансформаторами 400 кВ·А	шт	1	358,0
4.	КТП – 10/0,4 кВ с двумя трансформаторами 400 кВ·А	шт	3	1074,0
5.	КТП – 10/0,4 кВ с двумя трансформаторами 250 кВ·А	шт	2	652,0
6.	КТП – 10/0,4 кВ с двумя трансформаторами 160 кВ·А	шт	3	894,7
7.	КТП – 10/0,4 кВ с двумя трансформаторами 100 кВ·А	шт	2	588,0
8.	КТП – 10/0,4 кВ с двумя трансформаторами 63 кВ·А	шт	3	876,0
9.	КТП – 10/0,4 кВ с одним трансформатором 40 кВ·А	шт	3	452,7
10.	КТП – 10/0,4 кВ с двумя трансформаторами 25 кВ·А	шт	1	264,0
Итого по КТП – 10/0,4 кВ			18	5159,4
11.	КЛ – 10 кВ марки ААШв – 3 × 25	км	5	776,04
12.	КЛ – 10 кВ марки ААШв – 3 × 35	км	5	383,73
Итого по КЛ – 10 кВ			40,69	1159
13.	КОHLER-SDMO T16K	шт	1	500
14.	КОHLER-SDMO J33	шт	2	735,5
15.	КОHLER-SDMO J44	шт	5	742,4
16.	P110-3, FG Wilson	шт	4	979,2
17.	P200-3, FG Wilson	шт	1	530,6
Итого по ДГА			13	3487,5
ИТОГО				14174,2

Абсолютная стоимость спроектированной системы электроснабжения аэропорта составляет:

$$C = 1190,0 + 3178 + 5159 + 1159 + 3488 = 14174,2 \text{ тыс. руб.} \quad (15.1)$$

Определяем показатели удельной стоимости электроснабжения:

Удельная стоимость подстанции 35/10 кВ:

$$K_{\text{удел.п}} = \frac{K_{\text{н/ст}}}{\sum S_{\text{ном.т}}} = \frac{3178 \cdot 10^3}{2 \cdot 4000} = 397,25 \text{ руб} / \text{кВ} \cdot \text{А} \quad (15.2)$$

Удельная стоимость распределительной сети 10 кВ:

$$K_{\text{удел.р.с}} = \frac{K_{\text{р.с}}}{\sum S_{\text{номт}}} = \frac{5159 \cdot 10^3}{3200 + 1000 + 960 + 400 + 378 + 120 + 50} = 844,62 \text{ руб} / \text{кВ} \cdot \text{А} \quad (15.3)$$

Определение эксплуатационных расходов системы электроснабжения.

Амортизационные отчисления могут быть определены в процентах от стоимости капитальных вложений

- воздушные линии 35 кВ – 2%;
- электрооборудование подстанции 35/10 кВ – 4,4%;
- электрооборудование КТП – 10/0,4 кВ – 4,4%;
- кабельные линии – 4%;
- дизель-генераторы – 2,3%.

Определим отчисления на амортизацию:

$$И_{a1} = 0,02 \cdot K_{\text{вл}} = 0,02 \cdot 1190,0 = 23,8 \text{ тыс. руб};$$

$$И_{a2} = 0,044 \cdot K_{\text{п/ст}} = 0,044 \cdot 3177 = 139,78 \text{ тыс. руб};$$

$$И_{a3} = 0,044 \cdot K_{\text{КТП}} = 0,044 \cdot 5159 = 226,99 \text{ тыс. руб};$$

$$И_{a4} = 0,04 \cdot K_{\text{кл}} = 0,04 \cdot 1159,9 = 46,39 \text{ тыс. руб};$$

$$И_{a5} = 0,023 \cdot K_{\text{дга}} = 0,023 \cdot 3488 = 80,22 \text{ тыс. руб}.$$

Суммарные отчисления на амортизацию:

$$И_a = И_{a1} + И_{a2} + И_{a3} + И_{a4} + И_{a5} = 517,18 \text{ тыс.руб}.$$

Отчисления на эксплуатацию электрооборудования могут быть определены в % от стоимости капитальных вложений:

- воздушные линии 35 кВ – 1,2%;

- электрооборудование подстанции 35/10 кВ – 4%;
- электрооборудование КТП – 10/0,4 кВ – 4%;
- кабельные линии – 2,5%;
- дизель-генераторы – 2%.

Определим отчисления на эксплуатацию:

$$I_{\text{экс1}} = 0,012 \cdot K_{\text{вл}} = 0,012 \cdot 1190,0 = 14,28 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{экс2}} = 0,04 \cdot K_{\text{п/ст}} = 0,04 \cdot 3178 = 127,12 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{экс3}} = 0,04 \cdot K_{\text{кТП}} = 0,04 \cdot 5159 = 206,36 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{экс4}} = 0,025 \cdot K_{\text{кл}} = 0,025 \cdot 1159 = 28,98 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{экс5}} = 0,02 \cdot K_{\text{дга}} = 0,02 \cdot 3488 = 69,76 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные отчисления на эксплуатацию:

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{экс1}} + I_{\text{экс2}} + I_{\text{экс3}} + I_{\text{экс4}} + I_{\text{экс5}} = 446,5 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем годовые потери электрической энергии в проектируемой системе электроснабжения аэропорта.

Определяем годовое число максимума потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000}\right)^2 \cdot T_r = \left(0,124 + \frac{6500}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 5284 \text{ ч / год}$$

где $T_r = 8760$ ч/год - число часов в году;

$T_m = 6500$ ч – годовое число часов использования максимума нагрузки.

Потери активной электроэнергии складываются из потерь в воздушных линиях 35 кВ, трансформаторах питающей подстанции 35/10 кВ, КТП–10/0,4 кВ, кабельных линиях 10 кВ.

- потери в воздушных линиях 35 кВ:

$$\Delta W_{\text{вл}} = 3 \cdot I_{\text{max}}^2 \cdot R \cdot \tau = 3 \cdot 71,8^2 \cdot 2,408 \cdot 5248 = 1954,4 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч},$$

где $I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 71,8$ А – максимальный ток ЛЭП;

$$R = \frac{r \cdot l}{n_y} = \frac{0,602 \cdot 8}{2} = 2,408 \text{ Ом},$$

где $r = 0,602$ Ом/км – активное сопротивление 1 км провода ВЛ–35 кВ АСК–50/0,8.

- потери в трансформаторах питающей подстанции 35/10 кВ:

$$\Delta W_T = \frac{\Delta P_{кз}}{n_T} \cdot \beta^2 \cdot \tau + n_T \cdot \Delta P_{хх} \cdot T_n = \frac{33,5}{2} \cdot 0,496^2 \cdot 5248 + 2 \cdot 5,6 \cdot 8760 = 119,74 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}$$

где $\Delta P_{кз} = 33,5$ кВт, $\Delta P_{хх} = 5,6$ кВт – каталожные данные трансформаторов ТМН – 4000/35;

$\beta = 0,496$ – фактический коэффициент загрузки трансформаторов;

$n_T = 2$ – количество трансформаторов;

$T_n = 8760$ час. – время работы трансформаторов.

- потери в трансформаторах КТП–10/0,4 кВ (каталожные данные трансформаторов):

1. мощностью 400 кВ·А:

$$n_T = 8, \beta = 0,425; \Delta P_{кз} = 5,5 \text{ кВт}, \Delta P_{хх} = 1,05 \text{ кВт}.$$

$$\Delta W_{КТП400} = \frac{5,5}{8} \cdot 0,425^2 \cdot 5248 + 8 \cdot 1,05 \cdot 8760 = 74,17 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч};$$

2. мощностью 250 кВ·А:

$$n_T = 4, \beta = 0,435; \Delta P_{кз} = 3,7 \text{ кВт}, \Delta P_{хх} = 0,82 \text{ кВт}.$$

$$\Delta W_{КТП250} = \frac{3,7}{4} \cdot 0,435^2 \cdot 5248 + 4 \cdot 0,82 \cdot 8760 = 29,55 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч};$$

3. мощностью 160 кВ·А:

$$n_T = 6, \beta = 0,41; \Delta P_{кз} = 2,65 \text{ кВт}, \Delta P_{хх} = 0,565 \text{ кВт}.$$

$$\Delta W_{КТП160} = \frac{2,65}{6} \cdot 0,41^2 \cdot 5248 + 6 \cdot 0,565 \cdot 8760 = 30,39 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч};$$

4. мощностью 100 кВ·А:

$$n_T = 4, \beta = 0,43; \Delta P_{K3} = 1,97 \text{ кВт}, \Delta P_{XX} = 0,365 \text{ кВт}.$$

$$\Delta W_{KТП100} = \frac{1,97}{4} \cdot 0,43^2 \cdot 5248 + 4 \cdot 0,365 \cdot 8760 = 13,22 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч};$$

5. мощностью 63 кВ·А:

$$n_T = 6, \beta = 0,435; \Delta P_{K3} = 1,28 \text{ кВт}, \Delta P_{XX} = 0,265 \text{ кВт}.$$

$$\Delta W_{KТП63} = \frac{1,28}{6} \cdot 0,435^2 \cdot 5248 + 6 \cdot 0,265 \cdot 8760 = 14,12 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч};$$

6. мощностью 40 кВ·А:

$$n_T = 3, \beta = 0,44; \Delta P_{K3} = 0,88 \text{ кВт}, \Delta P_{XX} = 0,19 \text{ кВт}.$$

$$\Delta W_{KТП40} = \frac{0,88}{3} \cdot 0,44^2 \cdot 5248 + 3 \cdot 0,19 \cdot 8760 = 5,26 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч};$$

7. мощностью 25 кВ·А:

$$n_T = 2, \beta = 0,45; \Delta P_{K3} = 0,6 \text{ кВт}, \Delta P_{XX} = 0,135 \text{ кВт}.$$

$$\Delta W_{KТП25} = \frac{0,6}{2} \cdot 0,45^2 \cdot 5248 + 2 \cdot 0,135 \cdot 8760 = 2,65 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч}.$$

Суммарные потери в трансформаторах КТП–10/0,4 кВ:

$$\begin{aligned} \Delta W_{KТП} &= \Delta W_{KТП400} + \Delta W_{KТП250} + \Delta W_{KТП160} + \Delta W_{KТП100} + \Delta W_{KТП63} + \\ &+ \Delta W_{KТП40} + \Delta W_{KТП25} = \\ &= 74,17 + 29,55 + 30,39 + 13,22 + 14,12 + 5,26 + 2,65 = 169,36 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч}. \end{aligned}$$

- потери в кабельных линиях 10 кВ:

$$\Delta W_{KЛ} = \Delta P_{KЛ} \cdot l_{\Sigma} \cdot \tau = 64 \cdot 10,69 \cdot 5248 = 13660 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч},$$

где $\Delta P_{KЛ}$ – потери в кабельных линиях 10 кВ на 1 км, кВт;

l_{Σ} – суммарная длина кабельных линий 10 кВ.

- Суммарные потери электроэнергии:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Sigma} &= \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_T + \Delta W_{KТП} + \Delta W_{KЛ} = 1954,4 + 119,74 + 169,36 + 13660 = \\ &= 15903,5 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч}. \end{aligned}$$

Годовые затраты на компенсацию потерь:

$$И_{п.э.} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{э} = 15903,5 \cdot 0,6 = 22901 \text{ тыс.руб},$$

где $C_{э} = 2,4 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$ – средний тариф оплаты активной электроэнергии.

Годовые эксплуатационные издержки:

$$I = I_a + I_{\text{экс}} + I_{\text{п.э.}} = 517,18 + 446,5 + 22901 = 23865,3 \text{ тыс.руб.}$$

Определение себестоимости передачи, трансформации и распределения электроэнергии.

Определим годовые потребления электроэнергии аэропортом:

$$W = P_{\text{мах}} \cdot T_{\text{м}} = 3391,5 \cdot 6500 = 22044 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

где $P_{\text{мах}} = 3391,5 \text{ кВт}$ – это активная нагрузка, рассчитанная ранее на шинах 10 кВ.

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии:

$$\beta_3 = \frac{I}{W} = \frac{23865,3 \cdot 10^3 [\text{руб}]}{22044 \cdot 10^3 [\text{кВт}\cdot\text{ч}]} = 1,08 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Результаты технико-экономических показателей проектируемой системы электроснабжения аэропорта сведём в таблицу 15.2

Таблица 14.1 – Техничко-экономические показатели

Наименование показателя		Единица измерения	Величина
1.	Установленная мощность трансформаторов питающей подстанции 35/10 кВ	МВ·А	2 * 4
2.	Количество КТП	шт.	18
3.	Суммарная установленная мощность трансформаторов 10/0,4 кВ	МВ·А	6,13
4.	Средний коэффициент загрузки трансформаторов КТП–10/0,4 кВ	–	0,469
5.	Капиталовложения в систему электроснабжения	тыс. руб.	14174,2
6.	Годовые потери электроэнергии	тыс.кВт·ч	15903,5
7.	Годовые затраты на компенсацию потерь	тыс.руб.	22901,1
8.	Годовые эксплуатационные издержки	тыс. руб.	23865,3
9.	Себестоимость передачи, трансформации и распределения электроэнергии	руб. кВт·ч	1,08

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассматривалась реконструкция системы электроснабжения аэропорта в посёлке Мурмаши вблизи г. Мурманска.

В работе особое внимание уделялось таким вопросам, как экономичность, надёжность, безопасность эксплуатации системы электроснабжения, вопросам качества электроэнергии.

В соответствии с исходными данными выполнен расчёт электрических нагрузок по объектам аэропортового комплекса, на основании которого была спроектирована двух трансформаторная подстанция 35/10 кВ с трансформаторами мощностью 4 МВ·А каждый.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме составил величину порядка 0,5.

Связь с питающей системой осуществлена с помощью двухцепной воздушной линией 35 кВ, выполненной проводом АСК–50/8,0.

Выбрана схема электроснабжения аэропорта на стороне 10 кВ. Выбраны тип и количество КТП – 10/0,4 кВ. Выбрана марка и сечение кабельных линий распределительной сети на напряжении 10 кВ.

На основании расчётов токов короткого замыкания выбрано высоковольтное электрооборудование питающей подстанции, выключатели и разъединители.

Сделаны расчёты заземляющего контура и молниезащиты подстанции. Оценены технико-экономические показатели проекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Фёдоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. Пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
2. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов вузов. – 2-е изд. – М.: Интермет Инжиниринг, 2006. – 672 с., ил.
3. Постников Н. П. Электроснабжение промышленных предприятий : Учебник для техникумов / Н. П. Постников, Г. М. Рубашов. - Л.: Стройиздат, 1989. – 352 с.
4. Фёдоров А. А., Каменева В. В. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472 с., ил.
5. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.
6. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. – М.: Из-во НЦ ЭНАС, 2007.
7. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
8. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
9. Ермилов А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий / А. А. Ермилов. - 4-е изд., перераб. и доп. - М. : Энергоатомиздат, 1983. - 208 с., ил.
10. Багиев Г.Л., Златопольский А.Н. Организация, планирование и управление промышленной энергетикой. Учебник для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1993. – 240 с., ил.
11. Приказ Министерства промышленности и торговли РФ от 30 декабря 2009 г. № 1215 "Об утверждении нормативных методических документов, регулирующих функционирование и эксплуатацию аэродромов экспериментальной авиации".
13. СНиП 32-03-96 Аэродромы. Введ. 1997-01-01- М. : Изд-во стандартиформ, 1996. -29с.
14. Эксплуатация аэропортов: учеб. пособие / А.А. Чайкина, А. Н. Тихонов. – Самара: Изд-во Самарского университета, 2018. – 132 с.: ил.