

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический

Кафедра Энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника Направ-
ленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ мик-
рорайона «Чигиринская усадьба» в селе Чигири

Исполнитель

студент группы 142-об3

подпись, дата

А.В. Левыкин

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2025 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Левыкина Андрея Витальевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ микрорайона «Чигиринская усадьба» в селе Чигири

(утверждено приказом от 13.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Карта сетей 6-110 кВ и ПС по Амурской области, Схема электрических соединений Благовещенского РЭС ПС 110 кВ Чигири

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Проектирование системы электроснабжения микрорайона посёлка Чигири, проектирование питающей подстанции

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков, доцент, канд. тех. наук

7. Дата выдачи задания 16.04.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, профессор, канд. техн. наук

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 16.04.2025

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 113 с, 6 рисунков, 44 таблицы, 38 источников, 129 формул, 2 приложения.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗОК, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИИ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ НАГРУЗКИ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.

Целью работы является Проектирование системы электроснабжения напряжением 10/0,4 кВ микрорайона «Чигиринская усадьба» в селе Чигири.

Актуальность работы заключается во внедрении полученных результатов в процессе строительства системы электроснабжения микрорайона «Чигиринская усадьба» в селе Чигири.

Практическая значимость работы проявляется в проектировании в соответствии с фактическими данными о расположении потребителей микрорайона «Чигиринская усадьба» в селе Чигири.

Основными задачами проектирования являются расчёт электрических нагрузок потребителей по удельной нагрузке, выбор оптимальной схемы и конструкции сети 0,4/10 кВ с учётом условий прокладки кабельных линий, выбор силового оборудования, включая понижающие трансформаторы. Кроме того, в проектировании необходимо выполнить расчёт токов короткого замыкания, выбрать соответствующие защитные аппараты и определить уставки срабатывания релейной защиты кабельных линий. Важным аспектом также является обеспечение требований безопасности и экологичности.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Краткая характеристика жилого района	10
2. Расчет электрических нагрузок 0,4 кв жилого района	16
2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	16
2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	18
2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений	18
2.2.2 Расчет электрических нагрузок предприятий ЖКХ	20
2.2.3 Расчет электрических нагрузок городского электрифицированного транспорта	20
2.2.4 Расчет осветительной нагрузки	20
2.3 Расчет электрических нагрузок промышленных потребителей	21
2.4 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ	21
2.5 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	24
2.6 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	24
2.7 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП	29
3 Выбор числа и мощности трансформаторов на трансформаторных подстанциях	31
4 Выбор схемы и конструкции трансформаторных подстанций	35
5 Определение потерь мощности в трансформаторах на трансформаторных подстанциях	37
6 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кв жилого района	39
6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	39

6.2	Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	39
6.3	Расчет электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ	39
6.4	Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	41
7	Выбор схемы питающих линий 10 кВ	43
8	Выбор сечений питающих линий 10 кВ	44
9	Расчет электрических нагрузок подстанции	46
9.1	Расчёт электрических нагрузок на стороне НН ПС	46
9.2	Проверка необходимости КРМ на шинах ПС	47
10	Расчет токов короткого замыкания	48
10.1	Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	48
10.2	Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	52
11	Проверка выбранных сечений на воздействие токов короткого замыкания	56
12	Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения	58
13	Выбор и проверка электрических аппаратов	59
13.1	Выключатели нагрузки 10 кВ ТП	59
13.2	Автоматические выключатели 0,4 кВ ТП	61
13.3	Рубильники 0,4 кВ ТП	64
13.4	Предохранители 0,4 кВ ТП	65
13.5	Выбор КРУ	69
13.6	Выбор выключателей 10 кВ	69
13.7	Выбор трансформаторов тока 10 кВ	70
13.8	Выбор трансформатора напряжения 10 кВ	74
14	Расчет емкостных токов замыкания на землю	76
15	Регулирование напряжения в городских электрических сетях	77
16	Релейная защита и автоматика	80

16.1 Расчет релейной защиты кабельных линий 10 кВ	80
16.2 Устройства автоматического включения резерва	83
17 Расчет заземления	85
18 Технические средства диспетчерского и технологического управления	89
19 Технико-экономические показатели проекта	91
20 Безопасность и экологичность	97
20.1 Безопасность	97
20.2 Экологичность	101
20.3 Чрезвычайные ситуации	103
Заключение	109
Список использованных источников	110
Приложение А	114
Приложение Б	128

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРМ – компенсация реактивной мощности;

НН – низкое напряжение;

ПС – подстанция;

РП – распределительный пункт;

РУ – распределительное устройство;

ТП – трансформаторная подстанция.

ВВЕДЕНИЕ

В Амурской области наблюдается значительный скачок экономического развития, сопряжённый со строительством новых промышленных предприятий, расширением социальной инфраструктуры и активным развитием жилого фонда. Одним из таких активно застраиваемых районов является село Чигири, расположенное вблизи города Благовещенска. В связи с этим возникает необходимость в проектировании современной системы электроснабжения, способной обеспечить надёжную подачу электроэнергии как для нужд населения, так и для перспективных производственных объектов.

Целью настоящей работы является проектирование экономически выгодной, безопасной и надёжной системы электроснабжения для выбранного микрорайона в селе Чигири, с учётом современных требований к энергоэффективности, надёжности и возможности дальнейшего расширения.

Основными задачами проектирования являются:

1. Расчёт электрических нагрузок потребителей по удельной нагрузке;
2. Выбор оптимальной схемы и конструкции сети 0,4/10 кВ с учётом условий прокладки кабелей;
3. Выбор силового оборудования, в том числе понижающих трансформаторов;
4. Расчёт токов КЗ и выбор защитных аппаратов;
5. Выбор уставок срабатывания релейной защиты КЛ;
6. Обеспечение безопасности и экологичности.

Экономическая эффективность численно выражается ожидаемым сроком окупаемости проекта должен быть не более 7 лет, что соответствует нормальному сроку окупаемости объектов в сфере электроэнергетики.

Надёжность достигается обоснованным выбором современного оборудования и корректными настройками уставок релейной защиты и автоматики.

Также приведены расчёты по качеству электроснабжения, показывающие соблюдения нормативной документации в рамках качества электроснабжения.

При проектировании использовались ПЭВМ и следующие лицензионные программные продукты:

MS Word;

MS Excel;

MS Visio.

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЖИЛОГО РАЙОНА

Чигиринская усадьба является частью села Чигири и находится на 8 километре Игнатьевского шоссе, микрорайон может вместить более 300 семей. Расположение микрорайона показано на рисунке 1.

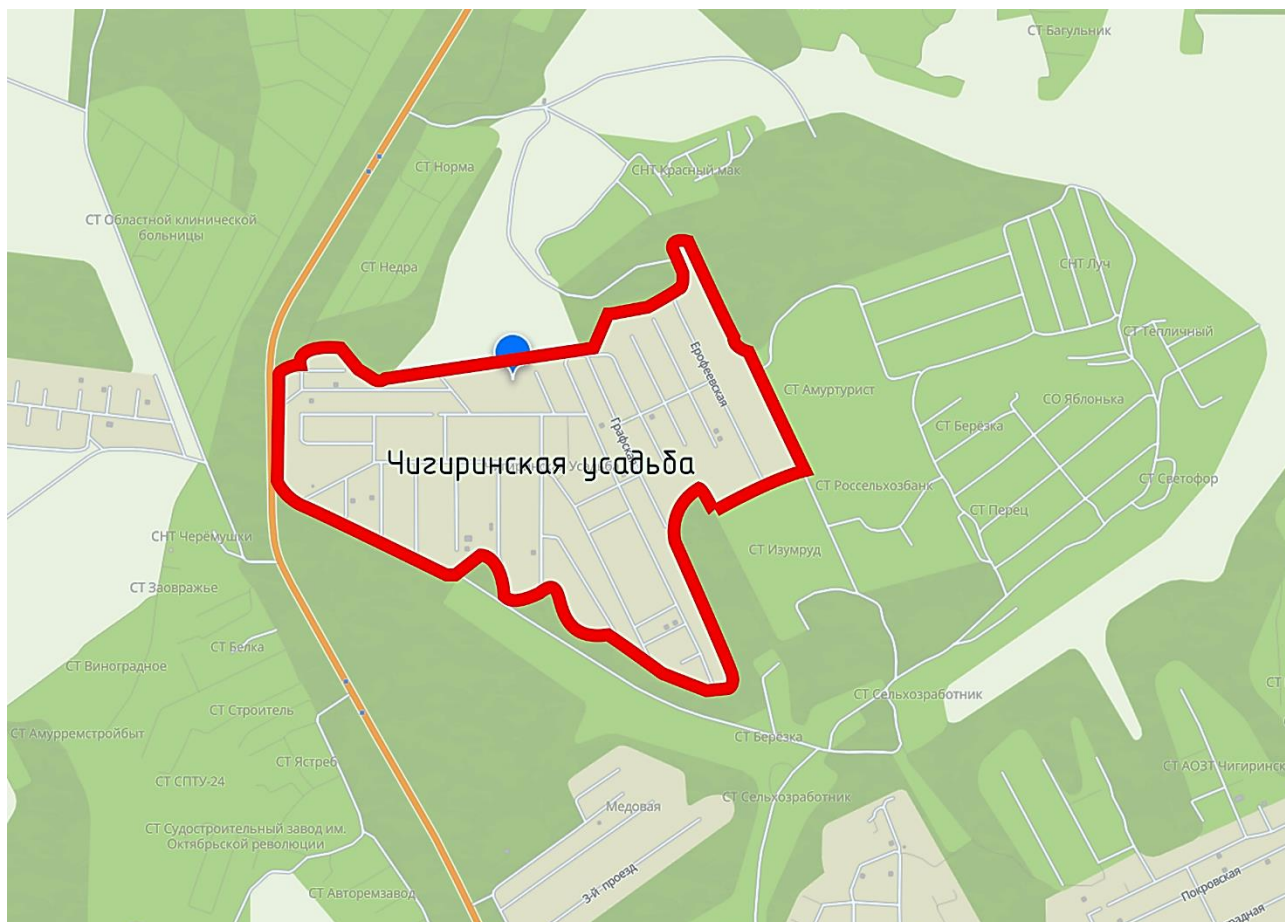


Рис. 1. Расположение микрорайона «Чигиринская усадьба» в селе Чигири

Основной тип потребителя – частные многоквартирные жилые одно- и двухэтажные дома(коттеджи). В небольшом объеме присутствуют гаражи, а также общественные здания: школа и автомобильная мастерская. Отсутствует промышленный потребитель электроэнергии и сведена к минимальной общественная нагрузка.

По категории электроснабжения все потребители, кроме школы – третьей категории, школу же мы отнесли ко второй, так как в ней присутствует электрическое питание для приготовления пищи. В связи с этим необходимо 2 независимых источника питания, коими выступают шины ТП чигири.

Для соблюдения надёжности электроснабжения и экономической эффективности необходимо учитывать влияние климатического фактора на выбор оборудования, так как нельзя, например применять оборудование, сделанное в исполнении для помещений на открытом воздухе.

Климат континентальный умеренный. Глубина промерзания грунтов от 2 до 3 метров район по гололёду 3, район по ветру 3 согласно [3]. Другие основные необходимые климатические характеристики с. Чигири показаны в таблице 1.

Таблица 1 – Климатическая характеристика по температуре воздуха, [1].

Климатические условия	Расчетные величины	Дополнительные условия
Низшая температура воздуха, °С	-45	
Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	-38	
Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-34 -36	Обесп.- 0.92 Обесп. -0.98
Среднегодовая температура воздуха, °С	0.0	
Высшая температура воздуха, °С	41	
Температура гололедообразования, °С	-10	
Расчетная температура самых холодных суток, °С	-37 -38	Обесп.- 0.92 Обесп. -0.98
Продолжительность отопительного периода, сутки	212	
Средняя температура отопительного периода, °С	-11.5	
Среднегодовая скорость ветра, м/с	2.6	
Средняя из абсолютных максимумов температура воздуха в летний период, °С	32.1	

Принимая во внимание данные климатические характеристики принимаем исполнение УХЛ для оборудования.

Исходные данные для расчёта нагрузок представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Экспликация зданий и сооружений

№ здания	Тип здания	Площадь, м ² ; кол-во мест
1	Коттедж	576
2	Коттедж	392
3	Коттедж	436
4	Коттедж	414
5	Коттедж	311
6	Коттедж	319
7	Гараж	2 Машиноместа
8	Коттедж	281
9	Коттедж	176
10	Коттедж	243

Продолжение таблицы 2

1	2	3
11	Гараж	3 Машиноместа
12	Коттедж	122
13	Коттедж	140
14	Коттедж	301
15	Гараж	3 Машиноместа
16	Гараж	4 Машиноместа
17	Коттедж	321
18	Коттедж	385
19	Гараж	2 Машиноместа
20	Коттедж	140
21	Коттедж	120
22	Коттедж	149
23	Коттедж	105
24	Коттедж	149
25	Гараж	3 Машиноместа
26	Коттедж	222
27	Коттедж	299
28	Коттедж	571
29	Коттедж	253
30	Коттедж	81
31	Гараж	3 Машиноместа
32	Коттедж	135
33	Коттедж	223
34	Коттедж	149
35	Коттедж	175
36	Коттедж	131
37	Коттедж	204
38	Коттедж	151
39	Коттедж	122
40	Коттедж	140
41	Коттедж	122
42	Коттедж	147
43	Коттедж	149
44	Коттедж	230
45	Гараж	4 Машиноместа
46	Коттедж	202
47	Коттедж	425
48	Гараж	6 Машиномест
49	Школа	350 мест
50	Коттедж	254
51	Коттедж	189
52	Коттедж	306
53	Коттедж	198
54	Коттедж	260
55	Коттедж	164
56	Коттедж	140
57	Коттедж	151
58	Гараж	4 Машиноместа

Продолжение таблицы 2

1	2	3
59-64	Коттедж	140
65	Коттедж	139
66	Коттедж	158
67	Коттедж	234
68-71	Коттедж	94
72	Коттедж	176
73	Коттедж	145
74	Коттедж	187
75	Коттедж	202
76	Коттедж	122
77	Коттедж	150
78	Коттедж	336
79	Коттедж	211
80-84	Коттедж	239
85	Коттедж	189
86	Коттедж	164
87	Коттедж	327
88-95	Коттедж	183
96	Коттедж	207
97	Коттедж	324
98	Коттедж	275
99	Коттедж	153
100	Коттедж	541
101	Коттедж	162
102	Коттедж	248
103	Коттедж	170
104	Коттедж	203
105-125	Коттедж	149
126	Коттедж	308
127-128	Коттедж	113
129-132, 136	Коттедж	151
133	Коттедж	324
134	Коттедж	145
135	Коттедж	144
137	Коттедж	243
138-141	Коттедж	270
142	Коттедж	108
143	Коттедж	332
144	Коттедж	216
145	Коттедж	139
146	Коттедж	248
147	Коттедж	222
148	Коттедж	86
149	Коттедж	281
150	Коттедж	63
151	Коттедж	72
152	Коттедж	81
153	Коттедж	281

Продолжение таблицы 2

1	2	3
154-183	Коттедж	103
184	Коттедж	134
185-189	Коттедж	100
190	Коттедж	681
191-202	Коттедж	90
203	Коттедж	115
204	Коттедж	115
205	Коттедж	107
206	Коттедж	113
207	Коттедж	113
208	Коттедж	113
209	Коттедж	125
210	Коттедж	125
211	Коттедж	143
212	Коттедж	120
213	Коттедж	120
214	Коттедж	57
215	Коттедж	113
216	Коттедж	113
217	Коттедж	113
218	Коттедж	162
219	Коттедж	767
220	Коттедж	778
221	Коттедж	78
222	Коттедж	201
223-246	Коттедж	136
247	Коттедж	198
248-259, 264-270	Коттедж	409
260	Мастерская	341
261	Коттедж	163
262	Коттедж	304
263	Коттедж	99
271	Коттедж	128
272-279	Коттедж	98
280-319	Коттедж	145
320	Коттедж	65
321	Коттедж	87
322	Коттедж	142
323	Коттедж	193
324	Коттедж	60
325	Коттедж	75
326	Коттедж	156
327-351	Коттедж	148

План расположения зданий и сооружений микрорайона «Чигиринская усадьба» в селе Чигири представлен на рисунке 2 пояснительной записки. На

схеме отображены основные объекты инфраструктуры, включая жилые дома, дороги, включая Игнатьевское шоссе и прочие сооружения на местности. Данный план позволяет оценить пространственное размещение объектов и обеспечить корректную организацию электроснабжения микрорайона.

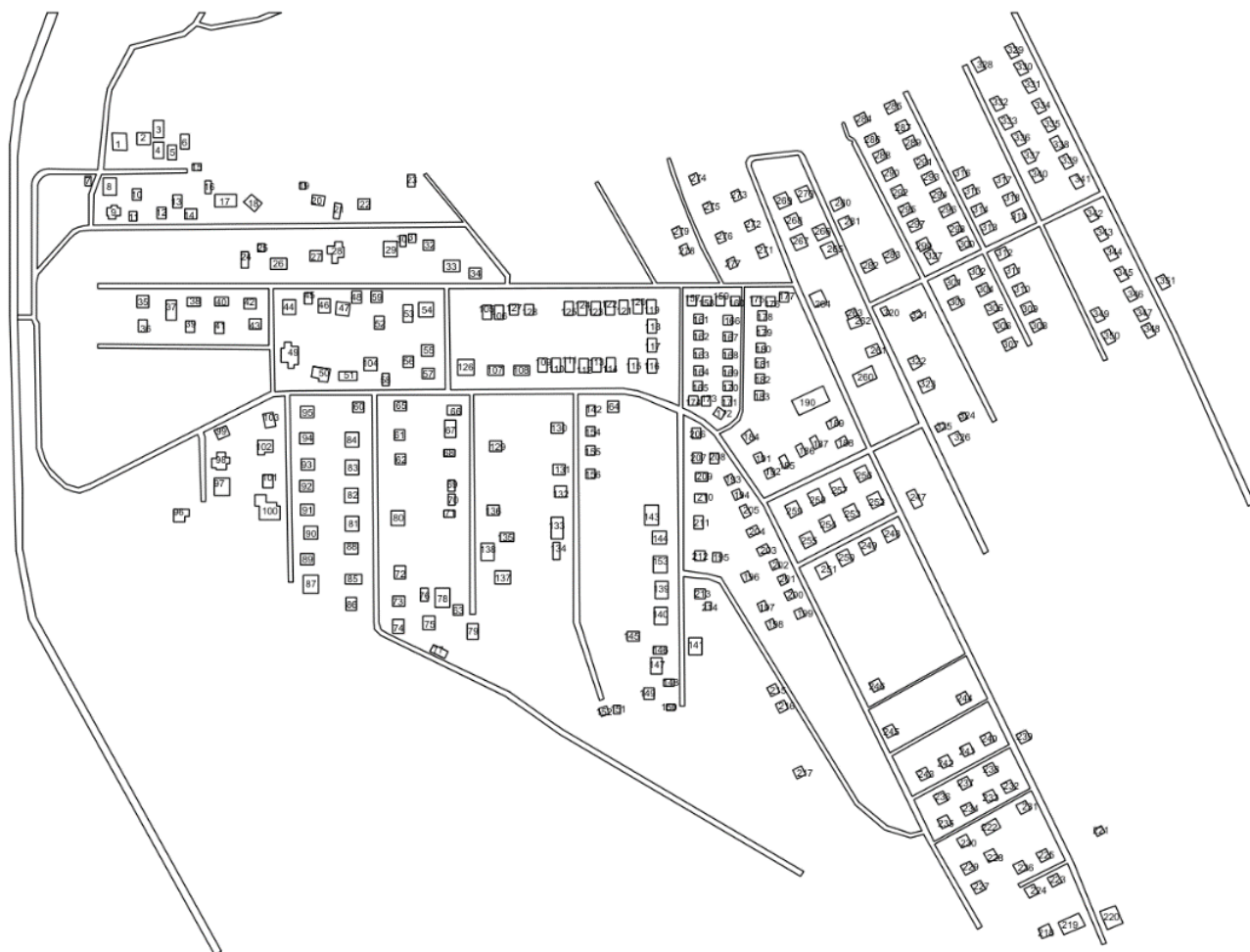


Рис. 2. План расположения объектов городской системы электроснабжения и экспликация зданий и сооружений

2. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 КВ ЖИЛОГО РАЙОНА

2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

Используя [4], принимаем нагрузку коттеджей равной $P_{\text{Кот.уд}} = 0,1 \text{ кВт/м}^2$

Для примера рассчитаем нагрузку дома под номером 1:

$$P_{\text{Кот.р.}} = P_{\text{кв}} + k_y P_c \quad (1)$$

В доме отсутствует силовая нагрузка, поэтому $P_{\text{Кот.р}} = P_{\text{кв}}$

$$P_{\text{Кот.р}} = P_{\text{Кот.уд}} \cdot S_{\text{Кот}} \quad (2)$$

где $P_{\text{Кот.уд}}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников коттеджа, , кВт/м²;

$S_{\text{Кот}}$ – Площадь коттеджа, м².

Нагрузка коттеджа 1 :

$$P_{\text{Кот.р.}} = 0,1 \cdot 576 = 57,60 \text{ кВт},$$

где $P_{\text{Кот.р.}}$ - расчетная электрическая нагрузка коттеджей, кВт;

Расчётная реактивная мощность для коттеджа 1 находится через коэффициент мощности:

$$Q_{\text{Кот.р}} = P_{\text{Кот.р}} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (3)$$

$$Q_{\text{Кот.р}} = 57,60 \cdot 0,2 = 11,52 \text{ квар},$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - средний коэффициент мощности, принимаем по [4].

Полная расчетная нагрузка на вводе в здание:

$$S_{\text{Кот р}} = \sqrt{P_{\text{Кот р}}^2 + Q_{\text{Кот р}}^2}, \quad (4)$$

$$S_{\text{Кот р}} = \sqrt{57,6^2 + 11,52^2} = 35,24 \text{ кВА.}$$

Вся нужная информация для определения нагрузки сгруппирована, нагрузка приведена к вводу 0,4 кВ в здание.

Таблица 3 – Нагрузка жилых домов района

Объект	№ на листе	tgφ	Расчётная нагрузка на вводе		
			Pp, кВт	Qp, кВАp	Sp, кВА
коттедж	1	0,20	57,60	11,52	58,74
коттедж	2	0,20	39,24	7,85	40,02
коттедж	3	0,20	43,56	8,71	44,42
коттедж	4	0,20	41,40	8,28	42,22
коттедж	5	0,20	31,14	6,23	31,76
коттедж	6	0,20	31,86	6,37	32,49
коттедж	8	0,20	28,08	5,62	28,64
коттедж	9	0,20	17,64	3,53	17,99
коттедж	10	0,20	24,30	4,86	24,78
коттедж	12	0,20	12,15	2,43	12,39
коттедж	13	0,20	14,04	2,81	14,32
коттедж	14	0,20	30,06	6,01	30,66
коттедж	17	0,20	32,13	6,43	32,77
коттедж	18	0,20	38,52	7,70	39,28
коттедж	20	0,20	14,04	2,81	14,32
коттедж	21	0,20	11,97	2,39	12,21
коттедж	22	0,20	14,94	2,99	15,24
коттедж	23	0,20	10,53	2,11	10,74
коттедж	24	0,20	14,85	2,97	15,14
коттедж	26	0,20	22,23	4,45	22,67
коттедж	27	0,20	29,88	5,98	30,47
коттедж	28	0,20	57,06	11,41	58,19
коттедж	29	0,20	25,29	5,06	25,79
коттедж	30	0,20	8,10	1,62	8,26

Продолжение таблицы 3 вынесено в приложение А.

2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений

Коммунально-бытовой сектор образуют потребители: Мастерская под номером 260 и гаражи, а также школа. Суммарная нагрузка общественных строений получается на основе исходных данных в таблице 4.

Таблица 4 – Данные по общественным зданиям

Объект	№ на листе	Основная нагрузка		
		у.е.	кол-во уд ед. осн ЭП	Р на у. е.
Школа	350	места	350	0,25
Мастерская	341	м ²	341	0,15
Гараж	7	машиноместа	2	0,5
Гараж	11	машиноместа	3	0,5
Гараж	15	машиноместа	3	0,5
Гараж	16	машиноместа	4	0,5
Гараж	19	машиноместа	2	0,5
Гараж	25	машиноместа	3	0,5
Гараж	31	машиноместа	3	0,5
Гараж	45	машиноместа	4	0,5
Гараж	48	машиноместа	6	0,5
Гараж	58	машиноместа	4	0,5

Электрические нагрузки общественных строений считаются по формуле (5).

В качестве удельной единицы принимаем количество мест.

$$P_{зд} = P_{уд} \cdot n_{мест}, \quad (5)$$

где $n_{мест}$ - количество мест;

$P_{уд}$ - удельная нагрузка, кВт/место.

Расчётная реактивная мощность:

$$Q_{зд} = P_{зд} \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности, принимаем по [4].

Для примера определим суммарную расчетную школы 41:

$$P_{\text{зд}} = P_{\text{уд}} \cdot n_{\text{мест}} ; \quad (6)$$

$$P_{\text{зд}} = 0,25 \cdot 350 = 87,5 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{зд}} = P_{\text{зд}} \cdot \operatorname{tg} \varphi ; \quad (7)$$

$$Q_{\text{зд}} = 87,5 \cdot 0,38 = 33,25 \text{ квар.}$$

Полная расчетная мощность здания на вводе:

$$S_{\text{зд.}} = \sqrt{P_{\text{зд.}}^2 + Q_{\text{зд.}}^2}, \quad (8)$$

$$S_{\text{зд}} = \sqrt{87,5^2 + 33,25^2} = 93,6 \text{ кВА.}$$

Результаты расчёта нагрузок общественных строений сведём в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчётные нагрузки общественных строений

Объект	№ на листе	$\operatorname{tg} \varphi$	Расчётная нагрузка на вводе		
			P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА
Школа	49	0,38	87,5	33,25	93,60
Мастерская	290	0,38	51,17	19,44	54,73
Гараж	7	0,38	1	0,38	1,07
Гараж	11	0,38	1,5	0,57	1,60
Гараж	15	0,38	1,5	0,57	1,60
Гараж	16	0,38	2	0,76	2,14
Гараж	19	0,38	1	0,38	1,07
Гараж	25	0,38	1,5	0,57	1,60
Гараж	31	0,38	1,5	0,57	1,60
Гараж	45	0,38	2	0,76	2,14
Гараж	48	0,38	3	1,14	3,21
Гараж	58	0,38	2	0,76	2,14

2.2.2 Расчет электрических нагрузок предприятий ЖКХ

В микрорайоне «Чигиринская усадьба» села Чигири отсутствуют предприятия ЖКХ.

2.2.3 Расчет электрических нагрузок городского электрифицированного транспорта

В микрорайоне «Чигиринская усадьба» села Чигири нет электрифицированного транспорта.

2.2.4 Расчет осветительной нагрузки

Мощность освещения рассчитывается, опираясь на удельную мощность освещения по [16], для ТП-1:

$$P_{осв} = P_{осв,уд} \cdot l, \quad (9)$$

$$P_{осв} = 10 \cdot 1,2 = 12 \text{ кВт},$$

где $P_{ос,уд}$ – удельная мощность освещения улиц, используется величина 10 кВт/км;

l – длина;

Для ТП-1 – $L = 1,2$ км.

При определении нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ учитываем нагрузку освещения улиц.

Таблица 6 – Расчётные нагрузки освещения улиц

ТП	$L_{тер}$, км	$P_{осв уд}$, кВт/км	$P_{осв}$, кВт
ТП-1	1,2	10	12
ТП-2	0,7	10	7
ТП-3	0,8	10	8
ТП-4	2,0	10	20
ТП-5	2,1	10	21
ТП-6	1,3	10	13
ТП-7	1,1	10	11

1	2	3	4
ТП-8	1,7	10	17
ТП-9	1,3	10	13

2.3 Расчет электрических нагрузок промышленных потребителей

Промышленных производств в микрорайоне «Чигиринская усадьба» села Чигири нет.

2.4 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ

Равномерно распределяем кабельные сети 0,4 кВ исходя из гибкости схемы и удобства дальнейших оперативных переключений.

Для подключения потребителей используются КЛ в виду необходимости их использования в черте города, а также меньшей подверженности повреждениям от внешних факторов. Линии прокладываются в траншеях, в основном вдоль проезжей части.

Находим нагрузку линии:

$$P_{p.l} = P_{зд.мах} + \sum_1^n k_{yi} P_{зДи}, \quad (10)$$

где $P_{зд.мах}$ - наибольшая нагрузка здания из числа строений, питаемых по линии;

$P_{зДи}$ - расчетные нагрузки других строений, питаемых по линии, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных строений по таблице 2.3.1. [4].

В качестве примера рассчитаем нагрузку линии 1, от ТП-1 с номерами зданий 1-6,15.

Активная и реактивная нагрузка линии 1 от ТП-1:

$$P_{p.l} = 57,6 + (39,24 + 43,56 + 41,40 + 31,14 + 31,86 + 1,5) \cdot 0,9 = 227,43 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.l} = 11,52 + (7,85 + 8,71 + 8,28 + 6,23 + 6,37 + 0,57) \cdot 0,9 = 45,73 \text{ кВАр.}$$

Полная расчётная мощность:

$$S_{p.l} = \sqrt{227,43^2 + 45,73^2} = 231,98 \text{ кВА.}$$

расчётный ток линии:

$$I_p = \frac{S_{np.l}}{U_H \cdot \sqrt{3}}, \quad (11)$$

где $S_{np.l}$ – полная приведенная мощность линии, по формуле (12):

$$S_{np.l} = \sqrt{P_{np.l}^2 + Q_{np.l}^2}, \quad (12)$$

где $P_{np.l}$, $Q_{np.l}$ – приведенная активная и реактивная мощности линии, находятся по формулам (13), (14):

$$P_{np.l} = P_{p.l} + \Delta P_l, \quad (13)$$

$$Q_{np.l} = Q_{p.l} + \Delta Q_l, \quad (14)$$

где ΔP_l , ΔQ_l – потери активной и реактивной мощностей в линии:

$$\Delta P_l = \frac{(P_{p.l}^2 + Q_{p.l}^2) \cdot L \cdot R}{U^2 \cdot 1000}, \quad (15)$$

$$\Delta Q_l = \frac{(P_{p.l}^2 + Q_{p.l}^2) \cdot L \cdot X}{U^2 \cdot 1000}, \quad (16)$$

где R, X - соответственно удельные активное и реактивное сопротивления линий.

Для линии 1 ТП-1 определим расчетный ток:

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{(227,43^2 + 45,73^2) \cdot 0,1 \cdot 0,16}{0,4^2 \cdot 1000} = 5,38 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{л}} = \frac{(227,43^2 + 45,73^2) \cdot 0,1 \cdot 0,055}{0,4^2 \cdot 1000} = 1,85 \text{ квар},$$

$$P_{\text{нрл}} = 227,43 + 13,45 = 232,81 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{нрл}} = 45,73 + 4,62 = 47,58 \text{ квар},$$

$$S_{\text{нрл}} = \sqrt{232,81^2 + 47,58^2} = 237,62 \text{ кВА},$$

$$I_p = \frac{237,62}{0,4 \cdot \sqrt{3}} = 343 \text{ А}.$$

Результаты расчета электрических нагрузок и токов фидеров представлены в таблице 7 и 8.

Таблица 7 – Расчётные нагрузки фидеров 0,4 кВ

№ Ли- нии	№ потребителей	Ку	Рнаиб л, кВт	Ррл, кВт	Qнаиб л, кВАр	Qрл, кВАр	Срл, кВА
ТП - 1							
1	1,2,3,4,5,6,15	0,9	57,6	227,43	11,52	45,73	231,98
2	7,8,9,10,11	0,9	28,08	68,08	5,62	14,02	69,50
3	12,13,14,15,16,17,18	0,9	38,52	121,21	7,70	24,81	123,72
4	19,20,21,22,23	0,9	14,94	48,73	2,99	9,91	49,72
5	24,25,26,27,28	0,9	57,06	105,31	11,41	21,30	107,44
6	29,30,31,32,33,34	0,9	25,29	79,61	5,06	16,17	81,24

Продолжение таблицы 7 вынесено в приложение А.

Таблица 8 – Приведенные мощности линий, расчётный ток

№ Ли- нии	№ ЭП	Spл, кВА	Lл, км	ΔPл, кВт	ΔQл, кВАр	Pпрл, кВт	Qпрл, кВАр	Spл, кВА	Ip, А
ТП – 1									
1	1,2,3,4,5,6,15	231,98	0,1	5,38	1,85	232,81	47,58	237,62	343
	7,8,9,10,11	69,50	0,2	0,97	0,33	69,04	14,35	70,52	102
3	12,13,14,15,16,17,18	123,72	0,3	4,59	1,58	125,80	26,39	128,54	186
4	19,20,21,22,23	49,72	0,2	0,49	0,17	49,22	10,08	50,24	73
5	24,25,26,27,28	107,44	0,3	3,46	1,19	108,77	22,50	111,07	160
6	29,30,31,32,33,34	81,24	0,3	1,98	0,68	81,59	16,85	83,31	120

Продолжение таблицы 8 в приложении А.

2.5 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

Питание потребителей выполнено по лучевой схеме распределение потребителей по линиям 0,4 кВ можно увидеть на листе 1 графической части.

2.6 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

Кабель выбирается исходя из условий окружающей среды, условий прокладки кабеля в траншее, количества параллельно проложенных кабелей в траншее согласно [34], будем использовать кабель с пластиковой изоляцией и алюминиевым проводником АВБШвнг:

А – проводник в кабеле выполнен в виде алюминиевой жилы,

В – изоляция выполнена из поливинилхлорида,

Б – кабель армирован стальными лентами,

Шв - шланг из ПВХ пластиката,

нг – кабель не распространяет горение.

Кабель прокладываем в траншеях.

Городские условия и поправочные коэффициенты требуется всегда учитывать для прокладки в траншеях, [4].

Площадь сечения кабеля характеризуется длительно-допустимым током и током допустимым в аварийном режиме, которые корректируются коэффициентами в зависимости от факторов окружающей среды, таких как условия прокладки кабеля в траншее, количества параллельно проложенных линий кабелей. Эти токи соответственно должны быть больше, чем расчётный ток в линии в нормальном режиме и режиме послеаварийном.

Определим длительно-допустимый ток кабеля:

$$I_{расч} \leq I_{дл.доп} \cdot K_1 \cdot K_2 , \quad (17)$$

где $I_{дл.доп}$ - длительно-допустимый ток по условиям нагрева, А;

K_1 - зависит от температуры окружающей среды, поправка на условия прокладки кабеля, принят 1;

K_2 - зависит от условий допустимой перегрузки в послеаварийном режиме, используется для второй категории по надёжности.

Для кабелей АВБШвнг $K_2 = 1,3$.

Длительно допустимый ток по линии 1 ТП-1 для кабеля марки АВБШвнг 4х150:

$$I_{дл.доп} = 364 \text{ А};$$

$$I_{расч} = 343 \text{ А}.$$

Условия аварии являются определяющими для выбранного сечение кабеля. Длительно-допустимый ток кабеля с учётом поправочных коэффициентов должен быть больше аварийного тока нагрузки, так как это условие правильного выбора сечения кабеля.

Справочную величину $I_{\text{дл.доп}}$ берём в [37]. Просчитаем допустимый ток с учётом поправочных коэффициентов по формуле (17), выбираем сечение кабелей 0,4 кВ при условии $I_{\text{р max}} \leq I_{\text{доп}}$.

Расчётные данные сводим в таблицу 9:

Таблица 9 – Результаты выбора марки и сечения кабеля

№ Линии	№ потребителей	I_p , А	$I_{\text{дд(ад)}}$, А	$F_{\text{сеч}}$, мм ²
ТП – 1				
1	1,2,3,4,5,6,15	343	364	4x150
2	7,8,9,10,11	102	107	4x16
3	12,13,14,15,16,17,18	186	194	4x50
4	19,20,21,22,23	73	83	4x10
5	24,25,26,27,28	160	163	4x35
6	29,30,31,32,33,34	120	137	4x25

Продолжение таблицы 9 вынесено в приложение А.

Проверка КЛ осуществляется по потери напряжения, %:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot \frac{100}{400} \cdot (r_{\text{уд}} \cdot \cos(\varphi) + x_{\text{уд}} \cdot \sin(\varphi)), \quad (18)$$

где $\cos(\varphi)$ и $\sin(\varphi)$ – средневзвешенное значение коэффициента мощности;

l – длина линии, в качестве длины линии берём половину от реальной длины, т.к. мощность распределена равномерно по длине линии и наиболее близкие к ТП потребители не будут влиять на потерю напряжения в конце линии м;

I_p – расчетный ток в линии, А;

$r_{\text{уд}}$, $x_{\text{уд}}$ – удельные сопротивления линии, Ом/км.

В нормальном режиме допустимое отклонение в точке передачи мощности равно 10% от номинала, Учитывая существующую потерю напряжения в

распределительных и питающих сетях 10 кВ, а также в трансформаторе, потери в сетях 0,4 кВ необходимо занизить до минимальных значений .

Для примера, проверим фидер 1 на ТП-1:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 343 \cdot 0,05 \cdot \frac{100}{400} \cdot (0,21 \cdot 0,98 + 0,0596 \cdot 0,2) = 1,62 \%.$$

Проверяем все фидеры, данные сводим в таблицу 10.

Таблица 10 – Потери напряжения по фидерам 0,4 кВ

№ Линии	№ ЭП	Ip, А	Lл, км	Fсеч, мм2	Руд, Ом/км	Худ, Ом/км	cosφ	sinφ	ΔU1итер, %
ТП – 1									
1	1,2,3,4,5,6,15	343	0,05	4x150	0,21	0,0596	0,98	0,2	1,62
2	7,8,9,10,11	102	0,10	4x16	1,98	0,0675	0,98	0,2	8,61
3	12,13,14,15, 16,17,18	186	0,15	4x50	0,64	0,0625	0,98	0,2	7,71
4	19,20,21,22,23	73	0,10	4x10	3,16	0,073	0,98	0,2	9,77
5	24,25,26,27,28	160	0,15	4x35	0,92	0,0637	0,98	0,2	9,52
6	29,30,31,32, 33,34	120	0,15	4x25	1,28	0,0662	0,98	0,2	9,90

Продолжение таблицы 10 выносим в приложение А.

Не все фидеры удовлетворяют условиям проверки по [1].

Для фидеров не прошедших проверку повышаем площадь сечения кабеля.

Данные сводим в таблицу 11:

Таблица 11– потери напряжения с увеличенными сечениями:

№ Линии	№ потребителей	Fсеч, мм2	Руд, Ом/км	Худ, Ом/км	ΔU2итер, %
ТП – 1					
2	7,8,9,10,11	4x25	1,280	0,0662	5,59
3	12,13,14,15,16,17,18	4x70	0,460	0,0612	5,58
4	19,20,21,22,23	4x16	1,980	0,0675	6,14
5	24,25,26,27,28	4x50	0,640	0,0625	6,66
6	29,30,31,32,33,34	4x35	0,920	0,0637	7,14

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6
ТП – 2					
1	35,38,40,42	4x25	1,280	0,0662	4,65
2	37,39,41,43	4x25	1,280	0,0662	4,56
5	52,53,54,55,56,57	4x70	0,460	0,0612	6,98
ТП – 3					
3	96,97,98,99	4x50	0,640	0,0625	5,63
4	100,101,102,103	4x50	0,640	0,0625	6,73
ТП – 4					
1	129,135,136,137,138	4x35	0,920	0,0637	5,29
2	66,67,68,69,70,71	4x25	1,280	0,0662	5,85
3	61,62,65,80	4x35	0,920	0,0637	7,37
6	64,130,131,132,133,134, 142,154,155,156	4x95	0,340	0,0602	6,35
7	139,140,143,144,153	4x70	0,460	0,0612	5,83
ТП – 5					
2	107,108,109,110,111,112, ,113,114,115,116,117, 126	4x120	0,270	0,0602	5,00
3	184,185,186,187,188, 189,190,191,192	4x120	0,270	0,0602	6,70
ТП – 6					
2	195,196,197,198,212, 213,214	4x25	1,280	0,0662	7,44
3	199,200,201,202,203	4x16	1,980	0,0675	5,52
ТП – 7					
1	239,244,245,246	4x25	1,280	0,0662	6,19
4	223,224,225,226,227, 228,229	4x35	0,920	0,0637	5,16
ТП – 8					
3	274,275,276,277,278	4x25	1,280	0,0662	5,55
6	285,287,289,291,293, 294,296,298,300	4x70	0,460	0,0612	5,46
ТП – 9					
2	313,314,315,316	4x16	1,980	0,0675	6,75
4	310,311,312	4x16	1,980	0,0675	5,10

2.7 Расчёт электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

Определим нагрузку на шинах НН ТП 10/0,4 кВ на шинах 0,4 кВ:

$$P_{\text{р.зд.общ}} = \sum P_{\text{прЛ}} \quad (19)$$

В качестве примера представлен расчёт нагрузок на шинах НН ТП-1. Нагрузка жилых домов рассчитывается в соответствии с требованиями РД по проектированию городских нагрузок [4] учитывая современное освещение светодиодными прожекторами.

Совокупная активная нагрузка всех зданий:

$$P_{\text{зд,ТП-1}} = 227,43 + 68,08 + 121,21 + 48,73 + 105,31 + 79,61 = 650,37 \text{ кВт.}$$

Аналогично посчитаем реактивную мощность:

$$Q_{\text{зд,ТП-1}} = 45,73 + 14,02 + 24,81 + 9,91 + 21,30 + 16,17 = 131,94 \text{ квар.}$$

Расчетная нагрузка на шинах НН ТП-1:

$$P_{\text{ТП-1}} = P_{\text{зд,ТП-1}} + P_{\text{осв,ТП-1}}, \quad (20)$$

$$Q_{\text{ТП-2}} = Q_{\text{зд,ТП-2}}, \quad (21)$$

$$S_{\text{ТП-2}} = \sqrt{P_{\text{ТП-2}}^2 + Q_{\text{ТП-2}}^2}. \quad (22)$$

$$P_{\text{ТП-2}} = 650,37 + 12 = 662,37 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{ТП-2}} = 131,94 \text{ квар,}$$

$$S_{ТП-2} = \sqrt{662,37^2 + 131,94^2} = 675,38 \text{ кВА.}$$

По аналогии рассчитываем остальные ТП, результаты в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты расчёта нагрузок ТП

№ ТП	ТП-1	ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5	ТП-6	ТП-7	ТП-8	ТП-9
Росв	12,00	7,00	8,00	20,00	21,00	13,00	11,00	17,00	13,00
Рзд	650,37	444,65	492,69	774,83	715,19	667,14	486,09	815,44	467,62
Рнн	662,37	451,65	500,69	794,83	736,19	680,14	497,09	832,44	480,62
Qнн	131,94	105,67	98,54	154,97	143,04	133,43	97,22	178,44	93,52
SТП	675,38	463,84	510,29	809,79	749,96	693,11	506,51	851,35	489,64

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЯХ

Следуя рекомендациям [5] выбираем не менее двух трансформаторов для второй категории, для третьей категории электроснабжения достаточно одного трансформатора.

Рассчитываем требуемую мощность трансформаторов на ТП:

$$S_{PT} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_3^{opt}}, \quad (23)$$

где $S_{ТП}$ - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

n_T - количество трансформаторов;

K_3^{opt} - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

В случае 4 часовой перегрузки коэффициент загрузки в послеаварийном режиме $K_{3\text{ п/а}}$ равен 1,5, коэффициент загрузки в нормальном режиме $K_3^{opt} = 0,8$ по [4].

После выбора трансформатора необходимо проверить его коэффициент загрузки в нормальном и послеаварийном режиме.

В нормальном режиме коэффициент загрузки рассчитывается по следующей формуле:

$$K_3 = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot S_{Tном}}. \quad (24)$$

В послеаварийном режиме коэффициент загрузки рассчитывается по следующей формуле

$$K_{3\text{ п/а}} = \frac{S_{ТП}}{(n_T - 1) \cdot S_{Tном}} \leq 1,5. \quad (25)$$

Проведём расчёт трансформаторов для примера на ТП-2.

Оптимальный коэффициент загрузки трансформатора равен $K_3^{opt} = 0,8$ для трансформаторов ТП-2:

$$S_{PT} = \frac{463,84}{2 \cdot 0,8} = 289,9 \text{ кВА.}$$

Принимаем трансформаторы ТМГ 2х400/10 по каталогу [38].

Т – трёхфазный,

М – с масляным охлаждением,

Г – в герметичном исполнении,

Номинальной мощностью 400 кВА.

Рассчитываем коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{463,84}{2 \cdot 400} = 0,58,$$

Рассчитываем коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3 \text{ п/а}} = \frac{463,84}{(2-1) \cdot 400} = 1,16,$$

На ТП-2 к установке принимаются два трансформатора марки ТМГ-400/10.

Схожим образом выберем трансформаторы для остальных ТП.

Таблица 13 – Результаты выбора мощности трансформаторов

№ ТП	ТП-1	ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5	ТП-6	ТП-7	ТП-8	ТП-9
Расчетная нагрузка $S_{ТП}$, кВА	675,38	463,84	510,29	809,79	749,96	693,11	506,51	851,35	489,64
Количество трансформаторов, n_T	1	2	1	1	1	1	1	1	1
Мощность трансформатора S_{PT} , кВА	750,42	289,9	566,99	899,77	833,29	770,12	562,79	945,94	544,04

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Номинальная мощность трансформатора	1000	400	630	1000	1000	1000	630	1000	630
Кз	0,68	0,58	0,81	0,81	0,75	0,69	0,80	0,85	0,78
Кзпа	-	1,16	-	-	-	-	-	-	-

Все трансформаторы прошли проверку.

Определим $tg\phi$ для каждого трансформатора, пример для ТП-2 :

$$tg\phi = \frac{Q_{p.ТП}}{P_{p.ТП}}. \quad (26)$$

$$tg\phi = \frac{105,67}{451,65} = 0,23.$$

В соответствии с приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380 «Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии», предельно-допустимая величина для шин 0,4 кВ – 0,35.

Формула для расчёта требуемой мощности КУ для ТП-2, кВАр:

$$Q_{треб.ТП} = Q_{p.ТП} - P_{p.ТП} \cdot tg\phi_{пред}, \quad (27)$$

$$Q_{треб.ТП} = 105,67 - 463,84 \cdot 0,35 = -52,407 \text{ кВАр}.$$

Требуемая мощность КУ по результату расчёта получилась отрицательной, что означает отсутствие необходимости установки КУ. Для остальных ТП расчёт приведён в таблице 14.

Таблица 14 – КРМ в сети 0,4 кВ

№ ТП	ТП-1	ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5	ТП-6	ТП-7	ТП-8	ТП-9
$\text{tg}\phi$	0,20	0,23	0,20	0,19	0,19	0,20	0,20	0,21	0,19
$Q_{\text{треб.ТП}}$	-99,892	-52,41	-76,7	-123,2	-114,6	-104,6	-76,76	-112,9	-74,69
$Q_{\text{ку}}$	-	-	-	-	-	-	-	-	-

По результатам расчёта из таблицы 14 очевидно, что в случае, если мощность конденсаторных установок имеет отрицательное значение, то установка их на подстанции не даст требуемого эффекта, а значит установка батарей не имеет смысла.

4 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Выбираются комплектные одно- и двухтрансформаторные КТП с секционированием выключателем нагрузки по стороне ВН и автоматическим выключателем по стороне НН, рисунок 3. Плюсы установки КТП заключаются в удобстве установки и обслуживания [4]

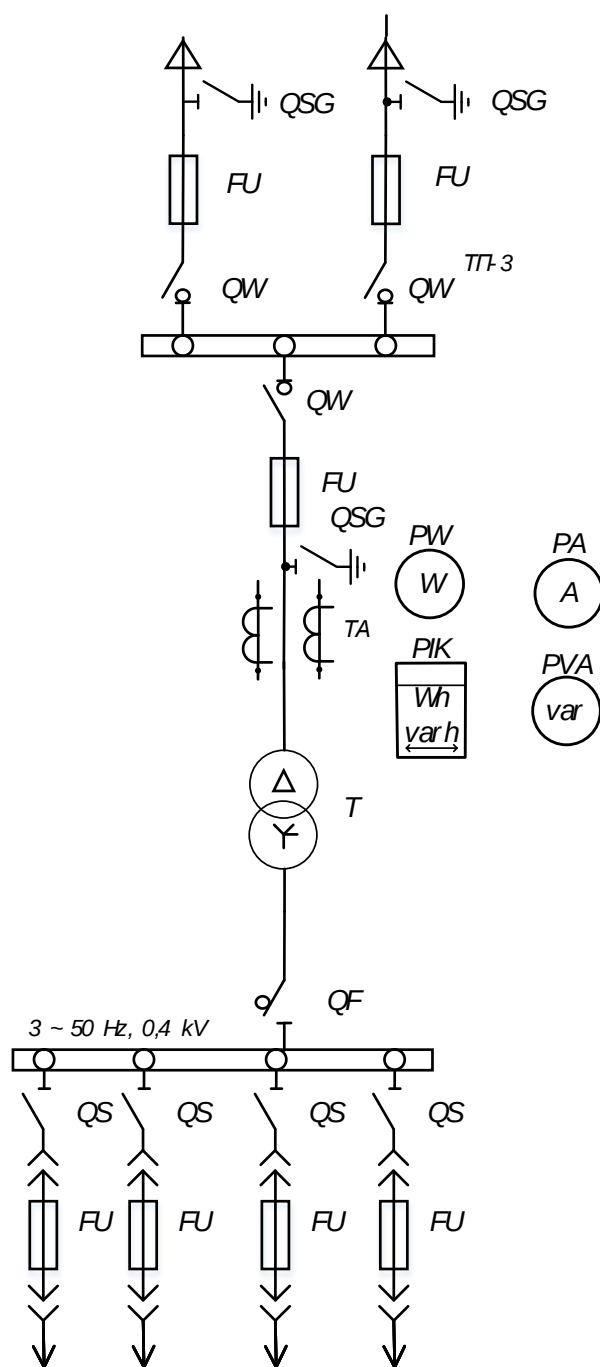


Рисунок 3 – Схема КТП

Места размещения ТП указаны на листе графической части №1. КТП размещаем исходя из зоны обслуживания так, чтобы нагрузки были приблизительно равные, так же как и количество фидеров на одну подстанцию. Также необходимо учитывать удобство погрузочных работ при установке КТП, доставке и монтаже, поэтому расположение КТП для удобства располагаем около дорог.

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ НА ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЯХ

В данном разделе мы рассчитаем активные и реактивные потери в трансформаторах.

Потери в трансформаторе:

- потери в меди или потери КЗ;
- потери в стали или потери холостого хода.

Рассчитаем активные потери по формуле:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K, \quad (28)$$

где ΔP_X - активные потери холостого хода, берём их из каталожных данных производителя [38];

ΔP_K - активные потери короткого замыкания.

Рассчитаем реактивные потери трансформатора:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K, \quad (29)$$

где ΔQ_X - реактивные потери холостого хода;

ΔQ_K - реактивные потери короткого замыкания.

Реактивные потери холостого хода:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_x}{100}, \quad (30)$$

где $S_{ном.т}$ - номинальная мощность трансформатора;

I_x - ток холостого хода, берём их из каталожных данных производителя.

Реактивные потери короткого замыкания:

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_K}{100}, \quad (31)$$

где U_K - напряжение короткого замыкания.

Справочные данные трансформаторов показаны в [38].

Рассчитаем потери в трансформаторе на ТП-2, $S_{НОМ} = 630$ кВА:

$$\Delta P_T = 0,71 + 0,58^2 \cdot 4,76 = 3,46 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{Х.Т} = 630 \cdot \frac{0,8}{100} = 3,2 \text{ кВАр},$$

$$\Delta Q_{К.Т} = 630 \cdot \frac{4,50}{100} = 18 \text{ кВАр},$$

$$\Delta Q_T = 3,2 + 0,58^2 \cdot 18 = 13,64 \text{ кВАр}.$$

Схожим образом для остальных ТП проводится расчёт потерь мощности в трансформаторах.

Таблица 15 – Расчёт потерь мощности в трансформаторах

№ ТП	ТП-1	ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5	ТП-6	ТП-7	ТП-8	ТП-9
Кз	0,68	0,58	0,81	0,81	0,75	0,69	0,80	0,85	0,78
Рх	1,19	0,71	0,82	1,19	1,19	1,19	0,82	1,19	0,82
Рк	9,65	4,76	6,58	9,65	9,65	9,65	6,58	9,65	6,58
Іх	0,50	0,80	0,60	0,50	0,50	0,50	0,60	0,50	0,60
Uк	5,50	4,50	5,00	5,50	5,50	5,50	5,00	5,50	5,00
ΔРт	7,71	3,46	6,15	9,00	8,43	7,88	6,11	9,41	5,93
ΔQх	5	3,2	3,78	5	5	5	3,78	5	3,78
ΔQк	37,15	10,44	25,51	44,54	41,25	38,12	25,33	46,82	24,48
ΔQт	42,15	13,64	29,29	49,54	46,25	43,12	29,11	51,82	28,26

6 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 КВ ЖИЛОГО РАЙОНА

6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Формула для расчёта мощности ТП на стороне ВН:

$$S_{ВН\ ТП} = \sqrt{(P_{ТП} + n \cdot \Delta P_T)^2 + (Q_{ТП} + n \cdot \Delta Q_{ТП})^2}, \quad (32)$$

Рассчитаем для примера мощность на стороне ВН ТП-1:

$$S_{ВНТП} = \sqrt{(662,37 + 1 \cdot 7,71)^2 + (131,94 + 1 \cdot 42,15)^2} = 692,32 \text{ кВА.}$$

Где n – количество трансформаторов ТП.

По аналогии рассчитаем мощность на стороне ВН для остальных ТП, итоги расчётов помещены в таблицу 16.

Таблица 16 – Пересчёт нагрузки на ТП

	ТП-1	ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5	ТП-6	ТП-7	ТП-8	ТП-9
ΔP_T	7,71	3,46	6,15	9,00	8,43	7,88	6,11	9,41	5,93
ΔQ_T	42,15	13,64	29,29	49,54	46,25	43,12	29,11	51,82	28,26
$S_{ВНТП}$	692,32	477,45	522,71	829,44	768,30	710,31	518,81	872,76	501,57

6.2 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Используем петлевую схему сети 10 кВ, принимая во внимание категорию по надёжности потребителей.

6.3 Расчет электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ

Рассчитываем Нагрузки распределительных линий ВН по формулам:

$$P_{Р\ ТП} = k_{COBM} \cdot P_{\Sigma}, \quad (33)$$

$$Q_{P\text{ТП}} = k_{\text{совм}} \cdot Q_{\Sigma}, \quad (34)$$

$$S_P = \sqrt{P_{P\text{ТП}}^2 + Q_{P\text{ТП}}^2}, \quad (35)$$

где $k_{\text{совм}}$ - представляет собой коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов, принимается равным 0,8 при десяти трансформаторах согласно [4]

Для участка схемы ТП-2-ТП-1 в аварийном режиме активные нагрузки составляют:

$$P_{P\text{ТП}} = 0,8 \cdot (670,07 + 458,57 + 506,84 + 803,83 + 744,62 + 688,02 + 503,20 + 841,84 + 486,56) = 4562,84 \text{ кВт},$$

Для участка схемы ТП-2-ТП-1 в аварийном режиме реактивные нагрузки составляют:

$$Q_{P\text{ТП}} = 0,8 \cdot (174,08 + 132,94 + 127,83 + 204,50 + 189,29 + 176,55 + 126,32 + 230,26 + 121,79) = 1186,85 \text{ квар},$$

Для участка схемы ТП-2-ТП-1 в аварийном режиме полные нагрузки составляют:

$$S_P = \sqrt{4562,84^2 + 1186,85^2} = 4714,68 \text{ кВА}.$$

Справочные данные используются из РД [4], итоги расчётов помещены в таблицу 17.

Таблица 17 – Нагрузки сети 10 кВ

Питаемые ТП	N _{тр} , шт	P _{сумм кл} , кВт	Q _{сумм кл} , кВАр	K _{совм}	S _{р кл} , кВА
ТП 2-1-5-8-9-7-6-4-3	10	4562,84	1186,85	0,8	4714,68

6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Для определения расчётного тока линии используется выражение для участка петлевой схемы ТП-2-ТП-1:

$$I_{P.KЛ} = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (36)$$

Для послеаварийного режима (отключенной линии ТП-2 – ТП-3):

$$I_{Pna.KЛ} = \frac{4714,68}{\sqrt{3} \cdot 10} = 272 \text{ А},$$

Для нормального режима:

$$I_{Pн.KЛ2-1} = \frac{2561,33}{\sqrt{3} \cdot 10} = 153 \text{ А}$$

Исходя из условий прокладки принимаем кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвПБ:

А – проводник в кабеле выполнен в виде алюминиевой жилы,

Пв – изоляция кабеля выполнена из сшитого полиэтилена;

П – оболочка кабеля выполнена из полиэтилена.

Б – кабель армирован стальными лентами,

Обязательно учитывать несколько коэффициентов для кабелей 10 кВ:

- $K_{CH}=0,9$, поправка на снижение токовой нагрузки при двух кабелях в траншее;

- $K_{ПЕР} = 1,1$ поправка на время проведения ремонта поврежденного кабеля в течении 6 часов;

- $K_{ТЕМП} = 1$ поправка на температуру окружающей среды, принимается летняя температура 25 градусов;

Длительно-допустимый расчётный ток используемого кабеля равен:

$$I_{расч} \leq I_{\partial л. \partial оп} \cdot K_{CH} \cdot K_{ПЕР} \cdot K_{ТЕМП} , \quad (37)$$

$$I_{\partial л. \partial оп} = 156 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 0,9 = 154 \text{ A};$$

$$I_{расч} = 153 \text{ A},$$

$$153 \text{ A} \leq 154 \text{ A}.$$

Проверим кабель по току в послеаварийном режиме:

$$I_{ав. \partial оп} = 272 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 1,3 = 300 \text{ A};$$

$$I_{расч} = 272 \text{ A},$$

$$272 \text{ A} \leq 300 \text{ A}.$$

Принимаем кабель АПвПБ 3х95 с аварийно допустимым током 300 А и длительно допустимым током 231 А.

Справочные данные используются из каталога [37], итоги расчётов помещены в таблицу 18.

Таблица 18 – Выбор кабелей 10 кВ

Питаемые ТП	S _{Р кл} , кВА	I _{Р кл} , А	I _{Доп кл} , А
ТП 2-1-5-8-9-7-6-4-3	4714,68	153	231

7 ВЫБОР СХЕМЫ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ 10 КВ

Питание РП от ПС 110/10 Чигири осуществляется по резервированным кабельным линиям 10 кВ, в схеме применяется кабель марки АПвПБ 3х150, рисунок 4.

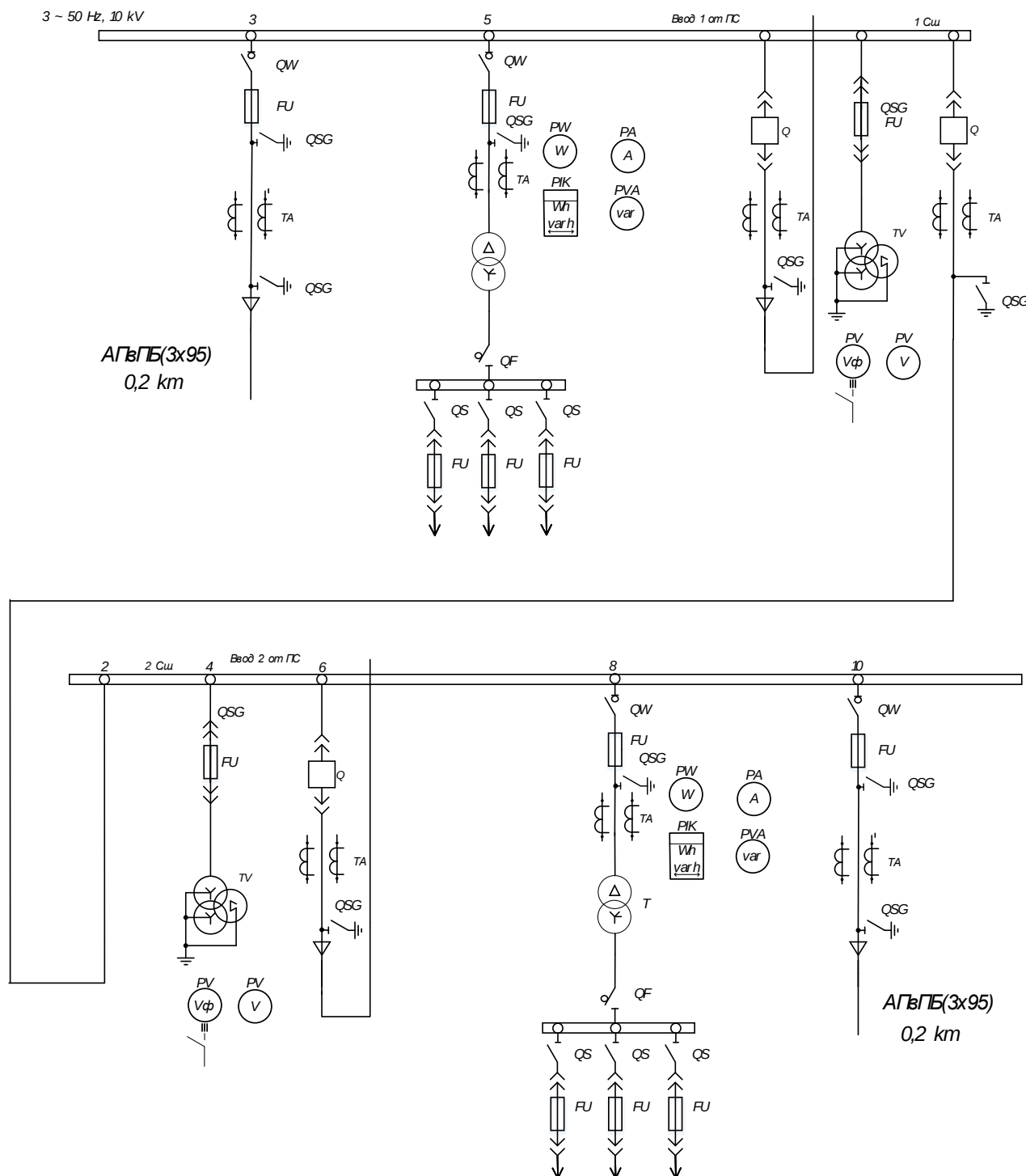


Рисунок 4 – Схема питания РП от ПС

8 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ 10 КВ

Метод расчёта площади сечений КЛ питающих линий 10 кВ тот же что и для распределительных сетей. Необходимо рассчитать ток с учётом прогнозируемого роста потребления на 5 лет:

Формула для определения тока с учётом роста прогнозируемой мощности потребителей:

$$I_n = I_p \cdot \alpha_i^n, \quad (38)$$

Где I_n – приведённый ток с учётом прогнозируемого ежегодного роста нагрузки в нормальном режиме,

α_i^n – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05,

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05.

n – срок эксплуатации, принятый 5 лет.

Определим ток питающих линий 10 кВ с учётом прогнозируемого коэффициента:

$$I_n = 136 \cdot 1,05^5 = 174 \text{ A}.$$

Аналогично распределительным сетям 10 кВ, рассчитаем площадь сечения КЛ питающих линий 10 кВ:

$$I_{\text{дл.дон}} = 193 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 0,9 = 191 \text{ A};$$

$$I_{\text{расч}} = 174 \text{ A},$$

$$174 \text{ A} \leq 191 \text{ A}.$$

Проверим кабель по току в послеаварийном режиме:

$$I_{ав.доп} = 300 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 1,3 = 386 \text{ A};$$

$$I_{расч} = 272 \text{ A},$$

$$347 \text{ A} \leq 386 \text{ A}.$$

Принимаем кабель АПвПБ 3х150 с аварийно допустимым током 347 А и длительно допустимым током 297 А.

Итоги расчётов помещены в таблицу 19.

Таблица 19 – Нагрузка питающих линий 10 кВ

Р _{СУММ КЛ} , кВт	Q _{СУММ КЛ} , кВАр	K _{совм}	S _р , кВА	cos(φ)	I _п , А	F _{сеч} , мм ²	I _{дл.доп}
4562,84	1186,85	0,8	4714,68	0,97	347	3х150	297

9.1 Расчёт электрических нагрузок на стороне НН ПС

Для определения необходимости установки КРМ на шинах НН ПС 110 кВ рассчитаем приведённую активную и реактивную мощности линии $P_{пр.Л}$, $Q_{пр.Л}$.

Формулы для расчёта мощностей:

$$P_{прПС} = P_{р.л} + \Delta P_{л}, \quad (39)$$

$$Q_{прПС} = Q_{р.л} + \Delta Q_{л}, \quad (40)$$

где $\Delta P_{л}$, $\Delta Q_{л}$ - потери активной и реактивной мощностей в линии:

$$\Delta P_{л} = \frac{(P_{р.л}^2 + Q_{р.л}^2) \cdot L \cdot R}{U^2 \cdot 1000 \cdot n_{л}}, \quad (41)$$

$$\Delta Q_{л} = \frac{(P_{р.л}^2 + Q_{р.л}^2) \cdot L \cdot X}{U^2 \cdot 1000 \cdot n_{л}}, \quad (42)$$

где R , X - соответственно удельные активное и реактивное сопротивления линий,

$n_{л}$ – Число питающих линий

$$\Delta P_{л} = \frac{(4562,84^2 + 1186,85^2) \cdot 8,5 \cdot 0,16}{10^2 \cdot 1000 \cdot 2} = 117,14 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{л} = \frac{(4562,84^2 + 1186,85^2) \cdot 8,5 \cdot 0,16}{10^2 \cdot 1000 \cdot 2} = 169,10 \text{ квар},$$

$$P_{прПС} = 4562,84 + 117,14 = 4679,99 \text{ кВт},$$

$$Q_{npPC} = 1186,85 + 169,10 = 1355,95 \text{ квар.}$$

9.2 Проверка необходимости КРМ на шинах ПС

Установка КРМ требуется для соблюдения норматива о требуемом коэффициенте мощности. Требуемый коэффициент мощности позволяет электрическим сетям оставаться энергоэффективными и экономичными.

Требуемая мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{треб КУ} = Q_{расч} - P_{расч} \cdot tg\phi_H, \quad (43)$$

где $tg\phi_H$ - нормативный коэффициент мощности, на напряжение 10 кВ коэффициент $tg\phi_H=0,4$.

$$Q_{треб КУ} = 1355,95 - 4679,99 \cdot 0,4 = -516,04 \text{ квар.}$$

По результату расчёта требуемая реактивная мощность компенсирующих устройств получилась отрицательной, что означает отсутствие необходимости в установке батарей КУ.

10.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

На рисунке 4 указана исходная схема (слева) и схема замещения (справа) и обозначены точка КЗ на стороне 10 кВ. Полная схема приведена на листе графической части 3.

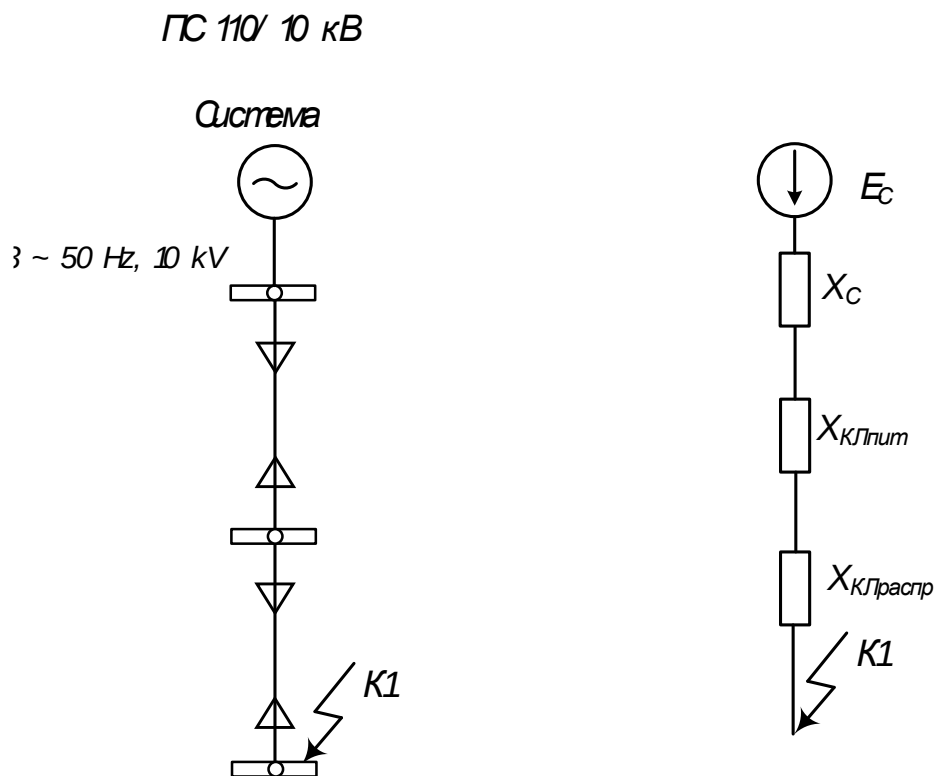


Рисунок 5 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

Используется методика расчёта [5].

Сопротивление системы определяется на основе отключающей способности выключателя ВН.

$$x_c = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot I_{ocB}^{(3)}}, \quad (44)$$

где U_{BH} - напряжение стороны ВН 10 кВ;

$I_{ocB}^{(3)}$ - отключающая способность выключателя в ЦП $I_{ocB}^{(3)} = 20$ кА.

$$x_c = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0,289.$$

Участки линий вводятся своими сопротивлениями, Ом:

$$X_{p\text{ кл}} = \frac{x_{y\partial p\text{ кл}} \cdot L_{p\text{ кл}}}{n_{p\text{ кл}}} , \quad (45)$$

$$X_{n\text{ кл}} = \frac{x_{y\partial n\text{ кл}} \cdot L_{n\text{ кл}}}{n_{n\text{ кл}}} , \quad (46)$$

$$X_1 = X_{p\text{ кл}} + X_{n\text{ кл}} , \quad (47)$$

$$R_{л} = \frac{r_{y\partial} \cdot L}{n} , \quad (48)$$

где $r_{y\partial}, x_{y\partial}$ – погонное активное и реактивное сопротивление провода, Ом/км;

$X_{n\text{ кл}}$ – реактивное сопротивление КЛ питающей сети 10 кВ, Ом;

$X_{p\text{ кл}}$ – реактивное сопротивление КЛ распределительной сети 10 кВ, Ом;

L – длина участка, км;

n – количество параллельных линий.

Начальный момент времени КЗ характеризуется периодической составляющей тока короткого замыкания, кА:

$$I_{ПО}^{(3)} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot X_1} . \quad (49)$$

Рассчитаем коэффициент затухания:

$$T = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}. \quad (50)$$

Апериодическая составляющая характеризуется коэффициентом затухания:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T}}. \quad (51)$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ПО}. \quad (52)$$

По упрощённому методу рассчитываем ток двухфазного КЗ, кА:

$$I_{ПО}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{ПО}^{(3)}. \quad (53)$$

Для ТП-1 выполним расчет относительно точки К1.

Сопротивления питающего кабеля 10 кВ, Ом:

$$R_{n\text{ кл}} = \frac{0,124 \cdot 8,5}{2} = 0,527 \text{ Ом},$$

$$X_{n\text{ кл}} = \frac{0,179 \cdot 8,5}{2} = 0,761 \text{ Ом}.$$

Сопротивления участка линии распределительной кабельной сети между ТП-2 и ТП-1 10 кВ, Ом:

$$R_{p\text{ кл}} = \frac{0,193 \cdot 0,2}{1} = 0,0386 \text{ Ом},$$

$$X_{p\text{ кл}} = \frac{0,189 \cdot 0,2}{1} = 0,0189 \text{ Ом.}$$

Начальный момент времени КЗ характеризуется периодической составляющей тока короткого замыкания, кА:

$$I_{по} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot (0,289 + 0,761 + 0,019)} = 5,40 \text{ кА.}$$

Для апериодической составляющей тока КЗ необходимо найти постоянную затухания:

$$T_a = \frac{1,069}{0,566 \cdot 314} = 0,006 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая характеризуется коэффициентом затухания:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,006}} = 1,19.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\partial} = 1,19 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,4 = 9,09 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания без расчёта схемы обратной последовательности в сети 10 кВ упрощённо определяется как, кА:

$$I_{по}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,4 = 9,97 \text{ кА.}$$

Произведем расчет схожим образом для каждой ТП (точка К1), итоги расчёта помещаем в таблицу 20.

Таблица 20 – Итоги расчета токов короткого замыкания для точки К1 в сети 10 кВ

	ТП-1	ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5	ТП-6	ТП-7	ТП-8	ТП-9
Хс 10, Ом	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289
Хк1, Ом	1,069	1,050	1,069	1,106	1,125	1,135	1,163	1,154	1,173
Ипо(3)к1, кА	5,40	5,50	5,40	5,22	5,13	5,09	4,96	5,00	4,92
Та к1	0,0060	0,0063	0,0060	0,0055	0,0053	0,0052	0,0049	0,0050	0,0048
Куд к1	1,190	1,207	1,190	1,161	1,149	1,144	1,129	1,134	1,125
іуд к1, кА	9,09	9,39	9,09	8,57	8,34	8,23	7,93	8,02	7,83
Ипо(2)к1, кА	4,68	4,76	4,68	4,52	4,44	4,41	4,30	4,33	4,26

10.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

На рисунке 5 указана исходная схема (слева) и схема замещения (справа) и обозначены точка КЗ на стороне 0,4 кВ. Полная схема приведена вна листе графической части 3.

Схожим образом, находим токи короткого замыкания для точки К2, но для данной точки КЗ сопротивление системы приводится к напряжению 0,4 кВ.

Ток однофазного КЗ рассчитывается для проверки чувствительности вставок предохранителей, автоматических выключателей, кА:

$$I_{П0}^{(1)} = \frac{U_{HH} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (54)$$

где $R_{1\Sigma}, X_{1\Sigma}$ – сопротивления прямой последовательности для всех имеющихся элементов равно сопротивлению обратной последовательности;

$R_{0\Sigma}, X_{0\Sigma}$ – сопротивления нулевой последовательности, для системы равняется нулю. Результаты расчета в таблице 21.

$$I_{П0} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{ав} + R_{Д} + R_{ТП} + R_{кон})^2 + (x_{С.прив0,4} + X_{ав} + X_{ТП})^2}}. \quad (55)$$

Где R_{AB}, X_{AB} – сопротивления автоматического выключателя;

R_{Tp}, X_{Tp} – сопротивления трансформатора 10/0,4 кВ;

R_d – сопротивления дуги, так как КЗ неметаллическое;

$R_{кон}$ – сопротивления контактов.

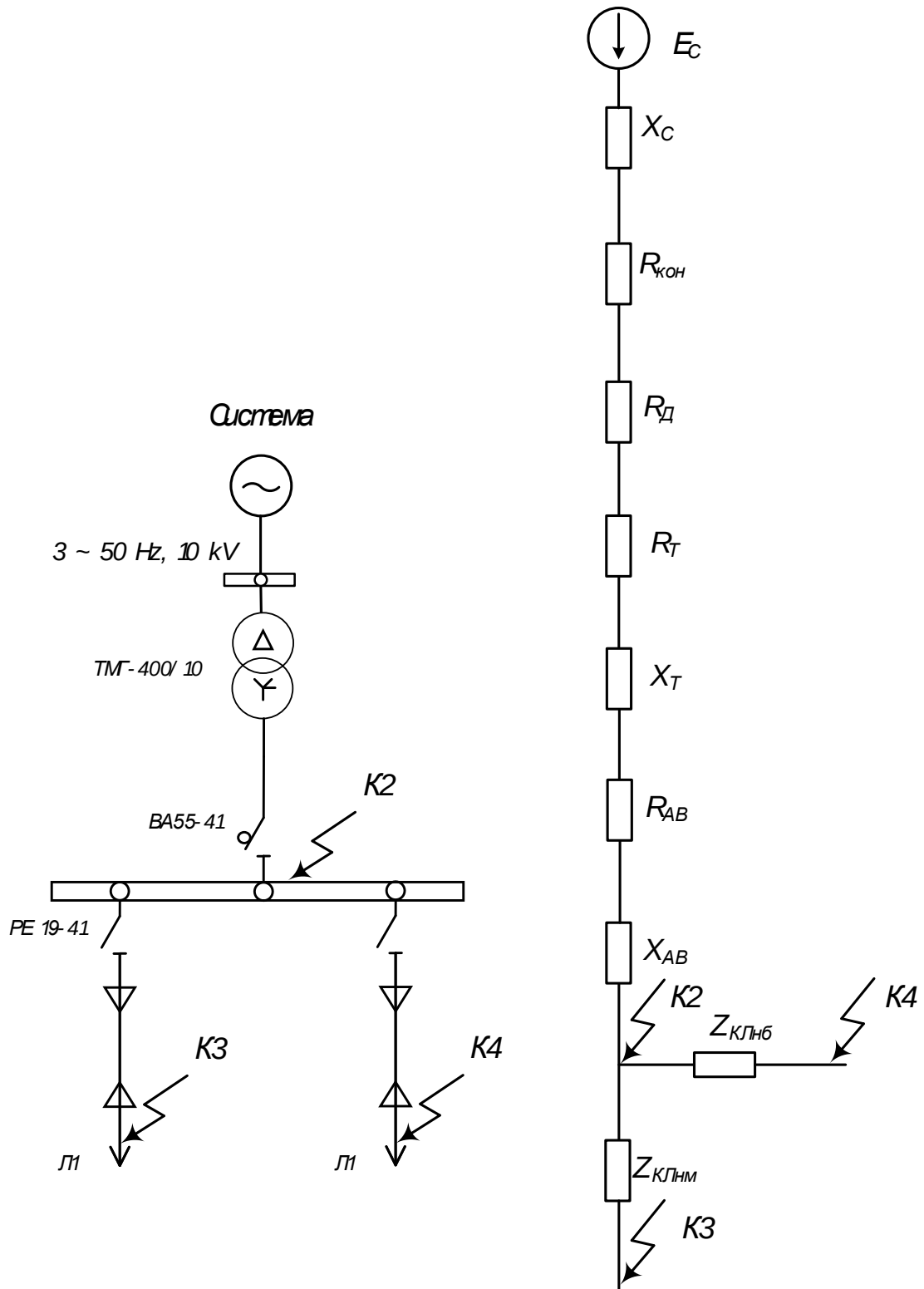


Рисунок 6 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ в сети 0,4 кВ

Таблица 21 – Результаты расчета токов к.з. для точки К2 (шины НН ТП) в сети 0,4 кВ, при кз через дугу

	ТП-1	ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5	ТП-6	ТП-7	ТП-8	ТП-9
$X_c 04, \text{МОм}$	0,462	0,462	0,462	0,462	0,462	0,462	0,462	0,462	0,462
$R_{0T}, \text{МОм}$	1,9	5,9	3,4	1,9	1,9	1,9	3,4	1,9	3,4
$X_{0T}, \text{МОм}$	8,6	17	13,5	8,6	8,6	8,6	13,5	8,6	13,5
$R_{1T}, \text{МОм}$	1,70	5,50	3,10	1,70	1,70	1,70	3,10	1,70	3,10
$X_{1T}, \text{МОм}$	8,6	17,1	13,6	8,6	8,6	8,6	13,6	8,6	13,6
$R_{кон}, \text{МОм}$	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
$R_d, \text{МОм}$	5	10,00	7,00	5	5	5	7,00	5	7,00
$R_{ав}, \text{МОм}$	0,13	0,25	0,14	0,13	0,13	0,13	0,14	0,13	0,14
$X_{ав}, \text{МОм}$	0,07	0,10	0,08	0,07	0,07	0,07	0,08	0,07	0,08
$I_{по(3)к2}, \text{кА}$	20,15	9,73	13,18	20,15	20,15	20,15	13,18	20,15	13,18
$Ta(3) \text{ к2}$	0,0042	0,0035	0,0044	0,0042	0,0042	0,0042	0,0044	0,0042	0,0044
$Ky(3) \text{ к2}$	1,09	1,06	1,10	1,09	1,09	1,09	1,10	1,09	1,10
$i_{уд(3)к2}, \text{кА}$	31,12	14,58	20,52	31,12	31,12	31,12	20,52	31,12	20,52
$I_{по(1)к2}, \text{кА}$	24,43	11,844	15,552	24,43	24,43	24,43	15,552	24,43	15,5524
$Ta \text{ к2}$	0,0080	0,0060	0,0078	0,0080	0,0080	0,0080	0,0078	0,0080	0,0078
$Ky \text{ к2}$	1,28	1,19	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28
$i_{уд(1)к2}, \text{кА}$	44,39	19,96	28,10	44,39	44,39	44,39	28,10	44,39	28,10

Произведем расчет схожим образом для всех ТП, итоги расчёта показываем в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты расчета токов к.з. для точки К3 и К4 в сети 0,4 кВ

№ ТП	Точка	№ фидера	$I^{(3)}_{поВРУ}, \text{кА}$	$i^{(3)}_{удВРУ}, \text{кА}$	$I^{(1)}_{поВРУ}, \text{кА}$
ТП-1	К3	Л1	7,264	10,30	3,418
	К4	Л4	0,583	0,82	0,407
ТП-2	К3	Л4	1,571	2,22	0,815
	К4	Л1	0,900	1,27	0,485
ТП-3	К3	Л1	2,184	3,09	1,062
	К4	Л4	1,196	1,69	0,595
ТП-4	К3	Л6	1,573	2,22	0,693
	К4	Л3	0,626	0,89	0,346
ТП-5	К3	Л2	2,508	3,55	1,021
	К4	Л4	0,900	1,27	0,564

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6
ТП-6	К3	Л1	2,819	3,99	0,980
	К4	Л3	0,365	0,52	0,320
ТП-7	К3	Л5	2,794	3,95	1,322
	К4	Л1	0,244	0,34	0,235
ТП-8	К3	Л1	2,281	3,23	1,083
	К4	Л3	0,244	0,34	0,235
ТП-9	К3	Л5	2,184	3,09	1,062
	К4	Л4	0,583	0,82	0,407

11 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

КЛ 10 кВ проверяются на термическую стойкость по воздействию токов КЗ.

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$F_{\text{терм.}} = \frac{\sqrt{I_{\text{КЗ}}^2 \cdot 10^6 \cdot t_n}}{K_T}, \quad (56)$$

Для ТП-2 термически стойкое сечение равно:

$$F_{\text{терм.}} = \frac{\sqrt{(5,5^2 \cdot 10^6 \cdot (0,045 + 0,01 + 0,1))}}{95} = 23 \text{ мм}^2,$$

где $I_{\text{КЗ}}$ - установившееся значение тока КЗ, равное постоянной составляющей трёхфазного тока КЗ в точке К1;

t_n – приведённое время КЗ, равное сумме времени срабатывания релейной защиты (0,01 с) и времени отключения выключателя (0,045 с), с учётом ступени селективности 0,1 с;

K_T - температурный коэффициент, равный 95.

Итоги расчётов помещены в таблицу 23.

Таблица 23 – Проверка сечений линий 10 кВ

Линия до ТП	$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	$F_{\text{терм.}}$	$F_{\text{кл.факт}}$
ТП-1	5,40	22	95
ТП-2	5,50	23	95
ТП-3	5,40	22	95
ТП-4	5,22	22	95
ТП-5	5,13	21	95
ТП-6	5,09	21	95
ТП-7	4,96	21	95
ТП-8	5,00	21	95
ТП-9	4,92	20	95

Расчёты показали, что все ранее выбранные сечения линий обеспечивают необходимую термическую стойкость при протекании тока короткого замыкания. Все ранее выбранные сечения линий удовлетворяют условию по термической стойкости к току КЗ.

12 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

В проекте используется петлевая схема. Проверка КЛ осуществляется по потере напряжения, %:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot \frac{100}{U_n} \cdot (r_{уд} \cdot \cos(\varphi) + x_{уд} \cdot \sin(\varphi)); \quad (57)$$

Для послеаварийного режима потеря напряжения равна:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 272 \cdot 3,2 \cdot \frac{100}{10000} \cdot (0,193 \cdot 0,98 + 0,189 \cdot 0,2) = 3,39 \, \%.$$

Итоги расчётов помещены в таблицу 24.

Таблица 24 – Падение напряжения для выбранного варианта

Питаемые ТП	I_p , А	L, км	Cos φ , мм2	Sin φ	R _{уд} , Ом/км	X _{уд} , Ом/км	$\Delta U_{КЛ}$, %
ТП 2,1,5,8,9	153	1,1	0,97	0,2	0,193	0,189	0,66
ТП 3,4,6,7	119	1,4	0,97	0,2	0,193	0,189	0,65
ТП 2,1,5,8,9,7,6,4,3	272	3,2	0,97	0,2	0,193	0,189	3,39

В послеаварийном режиме падение напряжения менее 10%, [1].

13.1 Выключатели нагрузки 10 кВ ТП

Выключатель нагрузки представляет собой устройство, в котором, помимо прочего, объединены предохранитель и разъединитель в одном корпусе, что является очень простым в эксплуатации, надёжным и дешёвым решением. Выключатели нагрузки устанавливаются на стороне 10 кВ ТП. Принимается номинальная мощность трансформатора в ходе выбора предохранителей при нахождении тока на стороне ВН ТП:

$$I_p = \frac{n_T \cdot S_{Tном}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (58)$$

$$I_p = \frac{2 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 46 \text{ A},$$

Выключатель нагрузки 10 кВ выбирается по номинальному току по следующему условию:

$$I_p \leq I_{ном}, \quad (59)$$

$$46 \text{ A} \leq 50 \text{ A};$$

Условие выполняется, выбираем предохранитель ПКТ-102-10-50-31,5-УЗ

Паспортные данные использованы из каталога [30]. Итоговые данные укажем в таблице 25.

Таблица 25 – Выбор выключателей нагрузки 10 кВ.

№ ТП	S_T , кВА	$I_{расч}$, А	Предохранители для защиты трансформаторов ТП		Выключатели нагрузки	
			$I_{ном}$, А	Тип предохранителя	$I_{ном}$, А	Тип выключа- теля
ТП-1	1000	58	80	ПКТ102 – 10 – 80 – 31,5	400	ВНАп-10/400
ТП-2	400	46	50	ПКТ102 – 10 – 50 – 31,5	400	ВНАп-10/400

1	2	3	4	5	6	7
ТП-3	630	36	40	ПКТ102 – 10 – 40 – 31,5	400	ВНАп-10/400
ТП-4	1000	58	80	ПКТ102 – 10 – 80 – 31,5	400	ВНАп-10/400
ТП-5	1000	58	80	ПКТ102 – 10 – 80 – 31,5	400	ВНАп-10/400
ТП-6	1000	58	80	ПКТ102 – 10 – 80 – 31,5	400	ВНАп-10/400
ТП-7	630	36	40	ПКТ102 – 10 – 40 – 31,5	400	ВНАп-10/400
ТП-8	1000	58	80	ПКТ102 – 10 – 80 – 31,5	400	ВНАп-10/400
ТП-9	630	36	40	ПКТ102 – 10 – 40 – 31,5	400	ВНАп-10/400

Проверим выключатели нагрузки:

1. По термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{н.о.К1}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (60)$$

где $t_{отк}$ – собственное время отключения выключателя, принимаем:

$$t_{отк} = 0,045 \text{ с.}$$

T_a – время срабатывания автоматики, $T_a = 0,1 \text{ с.}$

Определим номинальную термическую стойкость выключателя:

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (61)$$

$$B_{Кном} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \text{с},$$

где $I_{терм}$ – ток термической стойкости (берётся из паспорта $I_{терм} = 20 \text{ кА}$);

$t_{терм}$ – время протекания КЗ (берётся из паспорта $t_{терм} = 1 \text{ с}$).

Наибольший ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ получен для ТП-2, поэтому выполняется проверка выключателя нагрузки для ТП-2:

$$B_k = 5,5^2 \cdot (0,045 + 0,1) = 4,39 \text{ кА}^2 \text{с};$$

$4,39 < 400 \text{ кА}^2 \text{с}$ – Условие выполняется.

2. По динамической стойкости:

$$I_{уд} \leq I_{дин} . \quad (62)$$

9,39 < 51 кА – Условие выполняется.

Выключатель нагрузки прошёл все проверки, окончательно принимаем ВНАп-10/400 для ТП-2.

Для остальных ТП результаты проверки сводим в таблицу 26.

Таблица 26 – Проверка выключателей нагрузки

№ ТП	$B_{кр}, \text{кА}^2\text{с}$	$B_{кн}, \text{кА}^2\text{с}$	$I_{уд}, \text{кА}$	$I_{дин}, \text{кА}$
ТП-1	4,23	400	9,09	51
ТП-2	4,39	400	9,39	51
ТП-3	4,23	400	9,09	51
ТП-4	3,95	400	8,57	51
ТП-5	3,82	400	8,34	51
ТП-6	3,75	400	8,23	51
ТП-7	3,57	400	7,93	51
ТП-8	3,63	400	8,02	51
ТП-9	3,52	400	7,83	51

13.2 Автоматические выключатели 0,4 кВ ТП

Автоматический выключатель выбирается по номинальному току:

$$I_{ном. расц} \geq I_p, \quad (63)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Для ТП-1:

$$975 \text{ А} \geq 1000 \text{ А},$$

Выбираем АВ марки ВА53-41 с номинальным током расцепителя $I_{ном. расц} = 1000 \text{ А}$.

Справочные данные используются из каталога [29], итоги расчётов помещены в таблицу 27.

Таблица 27 - Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	ТП-1	ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5	ТП-6	ТП-7	ТП-8	ТП-9
S, кВА	675,38	463,84	510,29	809,79	749,96	693,11	506,51	851,35	489,64
I _{Р АВ} , А	975	670	737	1169	1082	1000	731	1229	707
I _{ном. расц} , А	1000	1000	1000	1600	1600	1600	1000	1600	1000
Марка АВ	ВА53- 41	ВА53- 41	ВА53- 41	ВА53- 43	ВА53- 43	ВА53- 43	ВА53- 41	ВА53- 43	ВА53- 41

Автоматические выключатели должны выдерживать самые большие токи КЗ и реагировать на самые отдалённые КЗ, поэтому проверим автоматические выключатели на следующие условия:

Данный выключатель с микропроцессорным расцепителем имеет защиту от однофазных КЗ, поэтому:

$$I_{уст.МП,расц}^{(1)} = (0,4..1,0 \cdot I_p); , \quad (64)$$

Принимаем $I_{уст.МП,расц}^{(1)} = 0,4 \cdot I_p$, при уставке по рабочему току $I_p / I_{ав} = (0,36..1,0)$

Проверим выключатель по чувствительности к однофазным КЗ по следующей формуле:

$$I_{уст.МП,расц}^{(1)} = 0,4 \cdot I_p \leq I_{по}^{(1)}, \quad (65)$$

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{ПО}^{(3)} = 19,93 \text{ кА} \leq I_{отк.}, \quad (66)$$

Для примера проведём расчёт относительно ТП-1

Выставляем уставку по рабочему току $I_p / I_{ав} = 1$, при этом рабочий ток автомата равен номинальному

Проверим выключатель ВА53-41 ТП-1 на чувствительность к токам однофазного КЗ:

$$0,4 \cdot 1000 = 400 \leq 407 \text{ А}, \quad (67)$$

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I^{(3)}_{уд} = 31,12 \leq 55 \text{ кА}, \quad (68)$$

Для остальных ТП расчёт проводится схожим порядком, итоги расчёта указаны в таблице 28.

Таблица 28 – Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	Проверка АВ по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ			Проверка АВ по чувствительности к токам КЗ					
	$I^{(3)}_{уд}$, кА	$I_{отк}$, кА	Примечание	$I_{расц}$, кА	I_p / $I_{расц}$	I_p , А	$I_{уст расц}$, А	$I_{по(1)}$, А	Примечание
ТП-1	31,12	55	Условие выполняется	1	1	1000	400	407	Условие выполняется
ТП-2	14,58	55	Условие выполняется	1	0,7	700	280	485	Условие выполняется
ТП-3	20,52	55	Условие выполняется	1	0,8	800	320	595	Условие выполняется
ТП-4	31,12	55	Условие выполняется	1,6	0,5	800	320	346	Условие выполняется
ТП-5	31,12	55	Условие выполняется	1,6	0,7	1120	448	564	Условие выполняется
ТП-6	31,12	55	Условие выполняется	1,6	0,5	800	320	320	Условие выполняется
ТП-7	20,52	55	Условие выполняется	1	0,56	560	224	235	Условие выполняется

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП-8	31,12	55	Условие выполня- ется	1,6	0,36	576	230	235	Условие выполня- ется
ТП-9	20,52	55	Условие выполня- ется	1	0,8	800	320	407	Условие выполня- ется

Таким образом, проверив автоматические выключатели на характерных ТП, делаем вывод о том, что они соответствуют условиям проверки.

13.3 Рубильники 0,4 кВ ТП

Рубильники входят в состав выключателей нагрузки 0,4 кВ и выбираются по аналогии с выключателями нагрузки 10 кВ.

Расчетный ток определяет условия выбора рубильников:

$$I_{\text{ном}} \geq I_p, \quad (69)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Для Л2 ТП-2:

$$200 \text{ A} \geq 83 \text{ A},$$

Выбираем рубильник ВНК-35 с номинальным током КЗ $i_{\text{уд}(3)} = 26 \text{ кА}$,

Разрушающее действие трёхфазных токов КЗ является основными условиями проверки рубильников:

Осуществим проверку для Л1 ТП-1 с рубильником ВНК-39

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} = 7,264 \text{ кА} \leq I_{\text{отк}} = 15 \text{ кА}.$$

$$I_{\text{уд}}^{(3)} = 10,3 \text{ кА} \leq I_{\text{отк}} = 30 \text{ кА}.$$

Самый большой ток КЗ в линиях 0,4 кВ, $i_{\text{уд}(3)} = 10,3 \text{ кА}$, рубильник можно установить на всех линиях 0,4 кВ

Справочные данные используются из каталога [32], итоги расчётов помещены в таблицу 29.

Таблица 29 - Выбор рубильников 0,4 кВ

№ Линии	I_p , А	$I_{ном}$, А	Марка
ТП - 1			
1	343	500	ВНК-39
2	102	200	ВНК-35
3	186	200	ВНК-35
4	73	200	ВНК-35
5	160	200	ВНК-35
6	120	200	ВНК-35

Продолжение таблицы 28 в приложении А.

Проверенные рубильники на ТП отвечают требованиям проверки, поэтому их принимаем к установке.

13.4 Предохранители 0,4 кВ ТП

Расчетный ток определяет условия выбора предохранителей. Для защиты фидеров 0,4 кВ используем предохранители марки ПН-2.

Условие выбора:

$$I_{расч} \leq I_{ВСТ} \leq I_{номПР}, \quad (70)$$

где $I_{ВСТ}$ - номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ - номинальный ток предохранителя.

Справочные данные используются из каталога [31], итоги расчётов помещены в таблицу 30.

Таблица 30 – Выбор предохранителей 0,4 кВ

№ Линии	I_p , А	$I_{ном пред}$, А	Марка
ТП - 1			
1	343	355	ПН-400
2	102	125	ПН-250
3	186	200	ПН-250

1	2	3	4
4	73	80	ПН-100
5	160	200	ПН-250
6	120	125	ПН-250

Продолжение таблицы 28 в приложении А.

Принимается 3 условия проверки предохранителей:

1) по согласованию с сечением проводника:

$$I_{BCT} \leq 3 \cdot I_{дл.дон}. \quad (71)$$

2) по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{ПО}^{(3)} \leq I_{отк}. \quad (72)$$

3) по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{но}^{(1)} \geq 3 \cdot I_{BCT}. \quad (73)$$

Для наглядности, выполняется проверка предохранителя на Л4 ТП-9. Для него выбран предохранитель ПН-2-100, $I_{отк} = 100$ кА, $I_B = 63$ А. Длительно допустимый ток фидера по справочнику $I_{дл.дон} = 107$ А. Из расчётов токов КЗ выбраны параметры $I_{но}^{(3)} = 1,062$ кА, $I_{но}^{(1)} = 0,407$ кА.

Проверка:

1) по согласованию с сечением проводника:

2)

$$I_{BCT} = 63 \leq 3 \cdot I_{дл.дон} = 3 \cdot 107 = 321 \text{ А.}$$

3) по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$I^{(3)}_{ПО} = 1,062 \text{ кА} \leq I_{отк} = 100 \text{ кА}$ – условие выполняется, что означает что при расплавлении плавкой вставки, сам корпус предохранителя останется неповреждённым.

3) по чувствительности к токам КЗ:

$3 \cdot I_{ВСТ} = 3 \cdot 0,063 = 0,189 \text{ кА} \leq I^{(1)}_{но} = 0,407 \text{ кА}$ - что обеспечивает отключение короткого замыкания менее чем за 0,1 секунды.

Делается вывод о том, что выбранный предохранитель отвечают всем условиям проверки. Справочные данные используются из источника каталога [31], итоги расчётов помещены в таблицу 31.

Таблица 31 – Проверка предохранителей 0,4 кВ

№ Линии	I_p , А	$I_{вст}$, А	Марка	$I_{дд} \cdot 3$, А	$I_{вст} \cdot 3$, А	$I_{по(3)}$, кА	$I_{по(1)}$, кА	$I_{отк}$, кА
ТП - 1								
1	343	355	ПН-400	1092	1065	7,2644	0,40699	40
2	102	125	ПН-250	411	375	7,2644	0,40699	100
3	186	200	ПН-250	711	600	7,2644	0,40699	100
4	73	80	ПН-100	321	240	7,2644	0,40699	100
5	160	200	ПН-250	582	600	7,2644	0,40699	100
6	120	125	ПН-250	489	375	7,2644	0,40699	100
ТП - 2								
1	85	100	ПН-250	411	300	1,57073	0,48487	100
2	83	100	ПН-250	411	300	1,57073	0,48487	100
3	148	160	ПН-250	489	480	1,57073	0,48487	100
4	245	250	ПН-400	582	750	1,57073	0,48487	40
5	174	200	ПН-250	711	600	1,57073	0,48487	100
ТП - 3								
1	224	250	ПН-400	711	750	2,18416	0,59497	40
2	226	250	ПН-400	711	750	2,18416	0,59497	40
3	136	160	ПН-250	582	480	2,18416	0,59497	100
4	162	200	ПН-250	582	600	2,18416	0,59497	100
ТП - 4								
1	134	160	ПН-250	489	480	1,5733	0,3463	100
2	107	125	ПН-250	411	375	1,5733	0,3463	100
3	93	100	ПН-250	489	300	1,5733	0,3463	100
4	112	125	ПН-250	411	375	1,5733	0,3463	100
5	120	125	ПН-250	411	375	1,5733	0,3463	100

Продолжение таблицы 31

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	212	250	ПН-400	855	750	1,5733	0,3463	40
7	194	200	ПН-250	711	600	1,5733	0,3463	100
8	206	250	ПН-400	711	750	1,5733	0,3463	40
ТП – 5								
1	217	250	ПН-400	711	750	2,50787	0,5641	40
2	278	315	ПН-400	972	945	2,50787	0,5641	40
3	224	250	ПН-400	972	750	2,50787	0,5641	40
4	126	160	ПН-250	411	480	2,50787	0,5641	100
5	126	160	ПН-250	411	480	2,50787	0,5641	100
6	126	160	ПН-250	411	480	2,50787	0,5641	100
ТП – 6								
1	395	400	ПН-600	1236	1200	2,81946	0,31968	25
2	90	100	ПН-250	411	300	2,81946	0,31968	100
3	65	80	ПН-100	321	240	2,81946	0,31968	100
4	262	315	ПН-400	855	945	2,81946	0,31968	40
5	230	250	ПН-400	711	750	2,81946	0,31968	40
ТП – 7								
1	75	80	ПН-100	411	240	2,7943	0,23466	100
2	129	160	ПН-250	411	480	2,7943	0,23466	100
3	139	160	ПН-250	489	480	2,7943	0,23466	100
4	130	160	ПН-250	489	480	2,7943	0,23466	100
5	257	315	ПН-400	855	945	2,7943	0,23466	40
ТП – 8								
1	233	250	ПН-400	711	750	2,28064	0,23466	40
2	281	315	ПН-400	855	945	2,28064	0,23466	40
3	67	80	ПН-100	411	240	2,28064	0,23466	100
4	175	200	ПН-250	582	600	2,28064	0,23466	100
5	107	125	ПН-250	411	375	2,28064	0,23466	100
6	182	200	ПН-250	711	600	2,28064	0,23466	100
7	200	200	ПН-250	711	600	2,28064	0,23466	100
ТП – 9								
1	182	200	ПН-250	582	600	2,18416	0,40699	100
2	80	80	ПН-100	321	240	2,18416	0,40699	100
3	179	200	ПН-250	582	600	2,18416	0,40699	100
4	60	63	ПН-100	321	189	2,18416	0,40699	100
5	203	250	ПН-400	711	750	2,18416	0,40699	40

Проверенные предохранители на ТП отвечают требованиям проверки, поэтому принимаем их к установке.

13.5 Выбор КРУ

В РУ-10 кВ ТП 2 выбираем, КРУ-СЭЩ-70-10 изготавливаемые заводом «Самараэлектроштит», [36].

13.6 Выбор выключателей 10 кВ

В КРУ-СЭЩ-70-10 применяются вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-20/630. Выполняем проверку выключателей по термической устойчивости для каждой магистрали:

$$B_K = I_{no}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (74)$$

Линейные выключатели ПС:

$$B_K = 5,5^2 \cdot (0,03 + 0,1) = 3,93 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя,
принимая $t_{отк} = 0,03\text{с}$.

$$B_{Kном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (75)$$

$$B_{Kном} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном откл}, \quad (76)$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,31 \text{ кА},$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 40\%$;

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

Проверка по полному току КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} + i_{at} \leq \sqrt{2} \cdot I_{ном.отк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right), \quad (77)$$

Линейные выключатели ПС:

$$\sqrt{2} \cdot 11,29 + 11,31 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right),$$

$$19,09 \leq 39,6 \text{ кА},$$

Справочные данные используются из источника [36], итоги расчётов помещены в таблицу 32.

Таблица 32 – Сравнение данных по выбору и проверке линейных выключателей 10 кВ ПС

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{pmax} = 347 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{pmax}$
$i_{ске} = 51 \text{ кА}$	$i_{y0} = 9,39 \text{ кА}$	$i_{ске} \geq i_{y0}$
$B_{к.ном} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 3,93 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 5,5 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{пт} = 11,31 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{ат} = 39,6 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит, поэтому устанавливаем выключатели марки ВВ/TEL-10-20/630 .

13.7 Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Условия выбора трансформаторов тока:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ,$$

- по току:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}} ,$$

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}} .$$

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости:

$$i_{y\partial} = K_{\partial\partial} \sqrt{2} I_{\text{ном}}, \quad (78)$$

где $K_{\partial\partial}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по термической стойкости:

$$B_k \leq (K_m \cdot I_{\text{ном}})^2 \cdot t_m, \quad (79)$$

где K_m – кратность термической стойкости, величина справочная,

t_m – время термической стойкости, величина справочная.

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} , \quad (80)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{конт}}$ ($r_{\text{конт}} = 0,1$ Ом):

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}}. \quad (81)$$

Составляется таблица 33 с нагрузкой приборов во вторичной цепи трансформатора тока на стороне 10 кВ.

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5		0,5
Счетчик АЭ и РЭ	Ртутный 230	0,1		0,1
Ватметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-335	0,5		0,5
Итого		1,6	-	1,6

Из таблицы 33 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Выберем марку трансформатора тока ТШЛ-СЭЩ-10.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К2:

$$B_K = 20,15^2 \cdot (0,03 + 0,1) = 52,76 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{HK} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Мощность вторичной обмотки $S_{2H}=2,5 \text{ ВА}$.

Вычисляем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (82)$$

$$Z_{2H} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (83)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,1}{5^2} = 0,044 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечение $q=2,5 \text{ мм}^2$ КВВГнг(А)-LS (отсутствие буквы А означает, что токопроводящая жила – медная; К- контрольный; В- изоляция из ПВХ пластиката; В- оболочка из поливинилхлоридного пластиката; Г- отсутствие защитного покрова; Э- экран; нг- не распространяет горение при групповой прокладке; LS- с пониженным дымо- и газовыделением (low smoke)) с удельным сопротивлением $r_0=0,00755$. Длину проводов примем $l=10 \text{ м}$.

$$r_{\text{пр}} = r_0 \cdot l, \quad (84)$$

$$r_{\text{пр}} = 0,00755 \cdot 10 = 0,0755 \text{ Ом},$$

где $r_{\text{КОНТ}}$ - сопротивление контактов ($r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом}$).

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}},$$

$$r_2 = 0,1 + 0,0755 + 0,044 = 0,2195 \text{ Ом}.$$

Справочные данные используются из источника [14], итоги расчётов помещены в таблицу 34.

Таблица 34 – Выбор трансформатора тока 10 кВ

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 347 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_{2H} = 0,1 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_{\text{Нр}} = 0,044 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{\text{Нр}}$
$B_{\text{к.ном}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 52,76 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$
$i_{\text{скв}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 24,43 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$

13.8 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по классу номинального напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

- по конструкции и схеме соединения;

- по классу точности;

- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – вторичная нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

При отсутствии разделения по фазам приборов вторичная нагрузка равна:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}. \quad (85)$$

Условие выбора трансформаторов напряжения:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}}. \quad (86)$$

Выбираем трансформатор напряжения НОЛ-СЭЩ. За $S_{\text{доп}}$ принимается для трехфазного трансформатора, мощность всех трех фаз, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности.

Таблица 35 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, Вт	Количество катушек	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, В·А
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	-
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	2	3*	0,2	0,98	18	88,18
Итого						23	88,18

*-учитывается 8 линейных присоединения и 1 вводная

Вторичная нагрузка трансформатора согласно таблице:

$$P_{2\Sigma} = 23 \text{ Вт}, Q_{2\Sigma} = 88,18 \text{ Вар}, S_{2\Sigma} = 91,13 \text{ ВА}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 36.

Таблица 36 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 91,13 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$S_H = 100 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

14 РАСЧЕТ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Существует приближенная формула с приемлемой погрешностью 10% в оценочных расчётах для нахождения величины ёмкостного тока сети[15]:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot U_H \cdot L_K}{10}, \quad (87)$$

где U_H – номинальное напряжение сети, кВ;

L_K – суммарная длина КЛ, км.

Ёмкостной ток сети находится по формуле:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 11,4}{10} = 16,65 \text{ А.}$$

Установка дугогасящего реактора нецелесообразна, в случае, когда ток менее 20 А по [3] в сети 10 кВ.

15 РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

На питающем центре (ПС «Чигири») напряжение должно поддерживаться на уровне не ниже 1,05 от номинального значения в соответствии с принципом встречного регулирования. Это необходимо для компенсации потерь напряжения в распределительной сети и обеспечения допустимого уровня напряжения у конечных потребителей. Таким образом, на выходе источника питания (ИП) заданный уровень напряжения составляет 10,5 кВ.

Для оценки фактического уровня напряжения у потребителей, а также для определения необходимости его регулирования, необходимо рассчитать потери напряжения на каждом участке сети. Это выполняется с использованием следующей формулы:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot \frac{100}{U_n} \cdot (r_{уд} \cdot \cos(\varphi) + x_{уд} \cdot \sin(\varphi)). \quad (88)$$

Определим потерю напряжения в питающей сети 10 кВ:

$$\Delta U_{\text{пит н}} = \sqrt{3} \cdot 174 \cdot \frac{8,5}{2} \cdot \frac{100}{10000} \cdot (0,124 \cdot 0,97 + 0,179 \cdot 0,25) = 2,11 \ %;$$

$$\Delta U_{\text{пит па}} = \sqrt{3} \cdot 174 \cdot \frac{8,5}{2-1} \cdot \frac{100}{10000} \cdot (0,124 \cdot 0,97 + 0,179 \cdot 0,25) = 4,22 \ %;$$

Где $\Delta U_{\text{пит н}}$, $\Delta U_{\text{пит па}}$ – потеря напряжения в питающей сети соответственно в нормальном и послеаварийном режиме.

Определим потерю напряжения в распределительной сети 10 кВ на примере ТП-1:

$$\Delta U_{\text{рас}} = \sqrt{3} \cdot 164 \cdot 0,2 \cdot \frac{100}{10000} \cdot (0,193 \cdot 0,97 + 0,189 \cdot 0,25) = 0,13 \ %.$$

Для остальных ТП расчёты проведём аналогично и результаты сведём в таблицу 37:

Таблица 37 – Расчёт потерь напряжения в распределительных сетях 10 кВ.

	ТП-1	ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5	ТП-6	ТП-7	ТП-8	ТП-9
L, км	0,2	0	0,2	0,6	0,8	0,9	1,2	1,1	1,3
I _p , А	164	0	149	119	124	71	30	79	29
ΔU _{рн} , %	0,13	0,00	0,12	0,31	0,43	0,40	0,44	0,53	0,55

Рассчитаем напряжения на шинах ВН ТП в нормальном и послеаварийном режиме по следующей формуле:

$$U_{ТП} = (10,5 - \frac{\Delta U}{100} \cdot 10,5); \quad (89)$$

Для ТП-2, например, напряжение будет составлять:

$$U_{ТПнорм} = (10,5 - \frac{2,11}{100} \cdot 10,5) = 10,28 \text{ кВ};$$

$$U_{ТПн/ав} = (10,5 - \frac{4,22}{100} \cdot 10,5) = 10,06 \text{ кВ};$$

Где $U_{ТПнорм}$, $U_{ТПн/ав}$ – напряжение на шинах ВН ТП 10 кВ в нормальном и послеаварийном режимах соответственно.

Далее необходимо рассчитать напряжение на ВРУ потребителей напряжением 0,4 кВ.

$$U_{нн} = U_{ТП} \cdot K_T;$$

$$U_{ВРУ} = (U_{нн} - \frac{\Delta U_{кЛ0,4кВ}}{100} \cdot U_{нн}); \quad (90)$$

Где K_T – Коэффициент трансформации силового трансформатора, равный 0,04.

Результаты расчётов приведены в таблице 38.

Таблица 38 – Расчёт напряжений на ВРУ потребителей 0,4 кВ.

	ТП-1	ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5	ТП-6	ТП-7	ТП-8	ТП-9
У _{ТП н} , кВ	10,26	10,28	10,27	10,25	10,23	10,24	10,23	10,22	10,22
У _{ТП па} , кВ	10,04	10,06	10,04	10,03	10,01	10,02	10,01	10,00	10,00
K_T	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
У _{ТП н нн} , кВ	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
У _{ТП па нн} , кВ	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
У _{ТП н нб} , кВ	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
У _{ТП па нб} , кВ	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,38	0,37	0,37
У _{ТП н нб} , В	381	382	383	380	381	379	384	383	381
У _{ТП па нб} , В	373	374	375	371	373	371	376	375	373

В результате расчётов видно, что отклонение напряжение на самых удаленных ТП не ниже 360 В ($0,9 U_{ном}$), [1], даже на самых удалённых участках. Регулирование напряжения не требуется, но для улучшения качества электро-снабжения можно установить устройство ПБВ в положение +2, с увеличением напряжения на 5 %. Результаты расчётов поместим в таблицу 39.

Таблица 39 – расчёт напряжений на ВРУ потребителей с учётом переключения устройства ПБВ.

	ТП-1	ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5	ТП-6	ТП-7	ТП-8	ТП-9
У _{ТП н нн} , кВ	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
У _{ТП па нб} , кВ	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
У _{ТП н нб} , В	400	402	402	399	400	398	403	402	400
У _{ТП па нб} , В	392	393	394	390	391	389	394	394	392

16.1 Расчет релейной защиты кабельных линий 10 кВ

В работе применяются микропроцессорные терминалы «СИРИУС-2-Л» для максимальной токовой защиты, такая защита применяется с зависимой или независимой характеристикой выдержки времени, [22].

Для линии ТП 2-ТП1-ТП5-ТП9 проводится расчёт уставок максимальной токовой защиты.

Находится ток срабатывания защиты, кА:

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_n \cdot k_{с.з.}}{k_b} \cdot I_{р.мах}, \quad (91)$$

где k_n – коэффициент надежности, $k_n = 1,1$;

$k_{с.з.}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1;

k_b – коэффициент возврата, $k_b = 0,95$;

$I_{р.мах.}$ – ток выбранного ранее кабеля, А.

Первичный ток срабатывания МТЗ находится как:

$$I_{с.з.} \geq \frac{1,1 \cdot 1}{0,95} \cdot 272 = 284 \text{ А.}$$

Находится ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх}}{k_T} \cdot I_{с.з.}, \quad (92)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы, равен 1 при соединении ТТ в неполную звезду;

k_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Коэффициент трансформации выбранные ранее трансформаторов тока типа ТШЛ-СЭЦ-10 с $I_{ном.}=600$ А установленных на отходящих КЛ 10 кВ:

$$k_m = \frac{I_{ном.перв.}}{I_{ном.втор.}}, \quad (93)$$

$$k_m = \frac{600}{5} = 120,$$

$$I_{с.р.} = \frac{1}{120} \cdot 284 = 2,4 \text{ А.}$$

Находится чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (94)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4264}{284} = 15,0 \geq 1,5,$$

Условие чувствительности выполнено.

Согласовывается время срабатывания с защитными устройствами последующих и предыдущих элементов для правильной работы терминалов, [18]. Выдержка времени выбирается по условию:

$$t_{с.з.} = t_{р.з.} + \Delta t, \quad (95)$$

$$t_{с.з.} = 0,025 + 0,1 = 0,125,$$

Для линии ТП 2-ТП1 проводится расчёт уставок максимальной токовой отсечки без выдержки времени. Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{\text{к.мах}}^{(3)}, \quad (96)$$

где $k_n = 1,1$ для микропроцессорной защиты, коэффициент надежности;
 $I_{к.мах}^{(3)}$ – рассчитанный ранее ток КЗ.

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 5,50 = 6,05 \text{ кА.}$$

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 2, \quad (97)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,76}{6,05} = 0,79 < 2,$$

где $I_{\text{кз}}^{(2)}$ – рассчитанный ранее ток КЗ.

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{с.р.} = k_{\text{сх}} \frac{I_{с.з.}}{n_T}. \quad (98)$$

$$I_{с.р.} = 1 \cdot \frac{6050}{120} = 50,4 \text{ А.}$$

Для линии ТП 2-ТП1 проводится расчёт защиты от однофазных замыканий на землю

Заданный коэффициент чувствительности определяет ток срабатывания защиты, А:

$$I_{с.з.} = I_{\text{ТНП.повр.л}} / k_{\text{ч}}, \quad (99)$$

где $I_{\text{ТНП.повр.л}}$ – в сетях с изолированной нейтралью в случае повреждения будет протекать ток через трансформатор тока нулевой последовательности определенной величины, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л} , \quad (100)$$

где $I_{ЗНЗ}$ – суммарный емкостной ток сети, $I_{ЗНЗ} = 16,65$ А.

$I_{повр.л}$ – ток замыкания на землю присоединения где применена защита.

Ток замыкания на землю линии равен, А:

$$I_{повр.л} = \frac{1,35 \cdot U_H \cdot L_{лин}}{10} , . \quad (101)$$

$$I_{повр.л} = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 2,6}{10} = 3,51.$$

Трансформатор тока нулевой последовательности будет проводить через себя, при полном включении схемы ток, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = 16,65 - 3,51 = 13,14 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты равен, А:

$$I_{с.з.} = 13,14 / 1,5 = 8,76 \text{ А.}$$

16.2 Устройства автоматического включения резерва

Пусковые реле должны будут сработать при напряжении:

$$U_{с.з.} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{ном}, \quad (102)$$

$$U_{с.з.} = 0,4 \cdot 10000 = 4000 \text{ В.}$$

Наибольшее время срабатывания из всех установленных защит наблюдается у максимальной токовой защиты, Выдержка времени АВР в таком случае равна:

$$t_{ABP} = t_{c.з.} + \Delta t, \quad (103)$$

$$t_{ABP} = 0,125 + 0,1 = 0,225 \text{ с.}$$

Снижение напряжения на резервируемом элементе из-за короткого замыкания в сети и отключение этих повреждений должны учитываться при выборе выдержки времени АВР так, чтобы устройство АВР не работало при малом по времени повреждении, [22].

Для соблюдения норм надёжности и функционирования ПС необходимо, чтобы КТП ТП-2 с трансформантами 2х400 кВА. было выполнено заземление, которое мы рассчитаем в данном разделе выпускной квалификационной работы.

Заземлитель собираем из вертикальных и горизонтальных стальных стержней номинальным диаметром 15 мм и длиной 2000 мм. На глубине 0,7 метра от уровня земли устанавливаются верхние участки заземляющих элементов. В этом же слое производится сварное соединение с горизонтальными электродами стержневого исполнения, изготовленными из идентичного по составу металлического материала [21]. По формуле находим сопротивление одного вертикального электрода:

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right], \quad (104)$$

Где l_B – длина вертикального электрода, м;

h_3 – глубина заложения электрода, м;

$\rho_{\text{грунт}}$ – удельное сопротивление грунта по [21]. принимаем 100 Ом·м;

d – диаметр электродов, м.

$$R_{ЭВ} = \frac{100}{3,14 \cdot 2 \cdot 2} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot 2 \cdot (2 \cdot 0,7 + 2)}{0,015 \cdot (4 \cdot 0,7 + 2)} \right] = 47,2 \text{ Ом.}$$

По формуле находим сопротивление одного горизонтального электрода:

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l_{\Gamma}} \cdot \ln\left(\frac{1,5 + l_{\Gamma}}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}}\right), \quad (105)$$

Где l_{Γ} – длина горизонтального электрода, м;

Длина горизонтального электрода определяется как:

$$l_{\Gamma} = (A + B + 3)/2, \quad (106)$$

$$l_{\Gamma} = (2,2 + 4 + 3)/2 = 4,6 \text{ м}, \quad (107)$$

Где А, В – соответственно длина и ширина КТП, м. Принимаем согласно каталогу [36].

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l_{\Gamma}} \cdot \ln\left(\frac{1,5 + l_{\Gamma}}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}}\right) = 25,9 \text{ Ом.}$$

Определим общее сопротивление заземлителя:

$$R = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_{\text{В}} \cdot R_{\text{ЭВ}} + n_{\Gamma} \cdot R_{\text{ЭГ}})}, \quad (108)$$

где $\eta = 0,75$ – коэффициент использования;

$n_{\text{В}}$ – число вертикальных электродов;

n_{Γ} – число горизонтальных электродов.

$$R = \frac{47,2 \cdot 25,9}{0,75 \cdot (8 \cdot 47,2 + 4 \cdot 25,9)} = 3,4 \text{ Ом.}$$

3,4 Ом < 4 Ом, заземлитель рассчитан верно.

Определим импульсное сопротивление вертикального электрода:

$$R_{иВ} = \frac{\alpha_{иВ} \cdot R_{ЭВ}}{\eta \cdot n_{В}}, \quad (109)$$

Где $\alpha_{иВ}$ – импульсный коэффициент вертикального электрода, $\alpha_{иВ} = 1$.

$$R_{иВ} = \frac{1 \cdot 47,2}{0,75 \cdot 8} = 7,9 \text{ Ом.}$$

Определим удельную индуктивность горизонтального электрода:

$$L_0 = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l_{\Gamma}}{r} - 0,31 \right), \quad (110)$$

$$L_0 = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{4,6}{0,0075} - 0,31 \right) = 1,22 \text{ мкГн/м}$$

$$\alpha_{иГ} = 1 + \frac{L_0 \cdot l_{\Gamma}}{3 \cdot \tau_{\phi} \cdot R_{ЭГ}}, \quad (111)$$

где τ_{ϕ} – длительность фронта тока молнии.

$$\alpha_{иГ} = 1 + \frac{1,22 \cdot 4,6}{3 \cdot 2 \cdot 25,9} = 1,04$$

Определим импульсное сопротивление горизонтального электрода по формуле:

$$R_{иГ} = \alpha_{иГ} \cdot R_{эГ}, \quad (112)$$

$$R_{иГ} = 1,04 \cdot 25,9 = 26,8 \text{ Ом.}$$

$$R_{и} = \frac{R_{иВ} \cdot R_{иГ}}{\eta_{и} \cdot (n_{В} \cdot R_{иВ} + n_{Г} \cdot R_{эГ})}, \quad (113)$$

$$R_{и} = \frac{7,9 \cdot 26,8}{0,75 \cdot (8 \cdot 7,9 + 4 \cdot 26,8)} = 0,87 \text{ Ом.}$$

0,87 Ом < 9 Ом, заземлитель рассчитан верно.

Диспетчерско-технологическое управление ПС 110/10 кВ «Чигири» выполнено в соответствии с [6]

Оборудование 10 кВ ТП будет находиться в оперативном управлении диспетчера сетевого предприятия «Амурэнергосбыт» филиала ОАО «ДЭК», а Оборудование 10 кВ ПС 110/10 кВ «Чигири» будет находиться в оперативном управлении диспетчера сетевого предприятия ПАО «Дальневосточная энергетическая компания»

На подстанции внедрена система телемеханизации, построенная с применением комплекса «Гранит-микро». Комплекс представляет собой совокупность модулей, каждый из которых выполняет свою функцию. В состав оборудования входят обязательные элементы — модуль интерфейса пользователя (МИП) и коммутационно-арифметический модуль (КАМ2), а также дополнительные модули. Общее их количество превышает восемь, поэтому размещение предусмотрено в двух отдельных корпусах типа КП-микро.

Обмен данными осуществляется с автоматизированным оперативно-информационным комплексом, который находится на стороне Оперативно-диспетчерской службы филиала ОАО «ДЭК» «Амурэнергосбыт». Связь организована через уже существующие и новые каналы, предусмотренные в проекте.

Передача информации реализуется двумя способами. Первый — с выходом на Амурское РДУ по линии Ethernet, где применяется протокол «МЭК 870-5-104». Второй — в адрес диспетчерской службы «Амурэнергосбыт» с использованием канала на основе тональной частоты и модемов, работающих в надтоновом диапазоне. В этом случае используется протокол «Гранит».

Кроме того, проектом 020.22.08-1-СС предусмотрено питание оборудования связи, телемеханики и АИИС КУЭ от централизованной системы. Она формирует напряжение 220 В переменного тока с частотой 50 Гц и 48 В постоянного тока. Источником питания служат две секции шин щита собственных нужд, к

которым оборудование подключено через автоматическое резервирование. В качестве резерва предусмотрен источник бесперебойного питания — ИБП Eaton Powerware 9125 мощностью 5000 ВА.

В случае отключения внешнего электроснабжения оборудование продолжает работать от ИБП. Продолжительность работы — не менее четырёх часов, что позволяет сохранить передачу данных и обеспечить устойчивость каналов на время устранения проблемы.

Аппаратура размещается в помещении связи. Проектом предусмотрена установка двух шкафов размером 42U (800×2000×1800 мм) производства Rittal, где монтируется всё необходимое оборудование.

Список данных, которые передаются с подстанции в диспетчерский пункт сетевой организации — «Центральные электрические сети» филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети», приведён в таблице 40.

Таблица 40 — Перечень передаваемой информации

Наименование присоединения	Объём телеизмерений	Объём телесигнализации	Примечание
Линии 10 кВ, СВ 10 кВ 1Т, 2Т	Ток трехфазный; Напряжение фазное;	ТС-ТУ выключателей	Передача информации в оперативно-диспетчерскую службу филиала ОАО «ДЭК» «Амурэнергосбыт»
		АПС в расширенном объёме	Передача информации в оперативно-диспетчерскую службу филиала ОАО «ДЭК» «Амурэнергосбыт»

19 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

Основным технико-экономическим показателем проекта является срок окупаемости, который рассчитывается по формуле, год:

$$T_{OK} = \frac{K_{\Sigma}}{П_{ч}}; \quad (114)$$

где K_{Σ} - капитальные вложения, тыс.руб;

I_{AM} - амортизационные отчисления, тыс.руб;

$П_{ч}$ - чистая прибыль, тыс. руб.

Чистая прибыль – это итоговая часть дохода, которая осталась после всех вычетов: на налоги, зарплаты, закупку оборудования, аренду и прочих затрат.

Рассчитывается по формуле:

$$П_{ч} = ПР - И - Н; \quad (115)$$

Где $ПР$ – доход от полезного отпуска электрической энергии, тыс. руб.;

$И$ – издержки, тыс. руб.;

$Н$ – налог на прибыль. На 2025 год ставка налога на прибыль составляет 20%.

Потери мощности для сети 10 кВ определяются по выражению:

$$\Delta W_{Л} = \sum \frac{P_{Л}^2 + Q_{Л}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R \cdot T, \quad (116)$$

где $P_{Л}$ – потоки активной мощности по линии, МВт;

$Q_{Л}$ – потоки реактивной мощности по линии, МВар;

R – активное сопротивление линии, Ом;

T – количество часов максимума нагрузки, 5000 ч для Амурской области.

Приведём пример расчёта для линии ТП-2 – ТП-1:

$$\Delta W_{\text{Л ТП-1}} = \sum \frac{2743,1^2 + 715,4^2}{10^2} \cdot 0,193 \cdot 5000 = 77551 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

Определяются совокупные потери при нормальном режимах для каждой линии 10 кВ.

Итоги расчётов помещены в таблицу 41.

Таблица 41 – Расчет потери электроэнергии в распределительной сети 10 кВ

	ТП-1	ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5	ТП-6	ТП-7	ТП-8	ТП-9
L, км	0,2	0	0,2	0,6	0,8	0,9	1,2	1,1	1,3
P _p кл, кВт	2743,1	0,0	2501,9	1995,1	2073,0	1191,2	503,2	1328,4	486,6
Q _p кл, кВАр	715,4	0,0	635,2	507,4	541,3	302,9	126,3	352,0	121,8
R, Ом/км	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193
$\Delta W_{\text{кл}}$, кВт·ч	77551	0	64297	40894	44298	14579	2597	18225	2428
Итого	264868								

Потери мощности в питающей сети 10 кВ определены ранее в разделе 10 и равны: 117,14 кВт.

Потери мощности в сети 0,4 кВ определены ранее при расчёте сечений линии 0,4 кВ в таблице 8: 184,08 кВт.

Потери мощности трансформаторах 10/0,4 кВ определены ранее при расчёте нагрузок 0,4 кВ в таблице 14: 64,08 кВт.

Потери электроэнергии:

$$\Delta W = \Delta P \cdot T, \quad (117)$$

$$\Delta W_{\text{КЛ10 н}} = 117,14 \cdot 5000 = 585712 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

$$\Delta W_{\text{КЛ0,4}} = 184,08 \cdot 5000 = 920400 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

$$\Delta W_{TP} = 64,08 \cdot 5000 = 320394 \text{ кВт*ч.}$$

Суммарная величина потерь по сетям 10-0,4 кВ:

$$\Delta W_{\text{сумм}} = \Delta W_{\text{КЛ}0,4} + \Delta W_{TP} + \Delta W_{\text{КЛ}10 \text{ р}} + \Delta W_{\text{КЛ}10 \text{ н}}; \quad (118)$$

$$\Delta W_{\text{сумм}} = 920400 + 320394 + 264868 + 585712 = 2091375 \text{ кВтч} = 2091 \text{ МВтч}$$

В стоимостном выражении издержки потерь электроэнергии составляют при тарифе покупки потерь электроэнергии на второе полугодие 2025 года:

$$T_{\text{эз}} = 394,57 \text{ руб/МВтч, [28]}$$

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\text{сумм}} \cdot T_{\text{эз}};$$

$$I_{\Delta W} = 2091 \cdot 394,57 = 825194 \text{ руб.} = 0,825 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{AM} = K_{\Sigma} \cdot A_{\Sigma}; \quad (119)$$

Где A_{Σ} - суммарные ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание, [16];

Прибыль от функционирования сети, руб, находится как:

$$PP = ПОТР \cdot T, \quad (120)$$

где $ПОТР$ – потребление электроэнергии на рассматриваемом участке сети, кВтч, по таблице 12 составляет 5636,02 кВтч;

T – тариф на транспорт электроэнергии, принимаем 3,92 руб/кВтч, [35].

Капитальные вложения в сооружение системы электроснабжения определяются по выражению, тыс.руб.:

$$K_{\Sigma} = K_{ЛЭП} + K_{ПС}, \quad (121)$$

где $K_{ЛЭП}$ - суммарные капитальные вложения в строительство кабельных линий электропередачи, тыс.руб., определяемые по выражению:

$$K_{ЛЭП} = \sum k_{уд.i} \cdot L_i, \quad (122)$$

где $k_{уд.i}$ – удельные капитальные вложения единицы длины линии электропередачи;

$K_{ПС}$ – капитальные вложения на сооружение подстанций, тыс.руб., которые определяются по формуле:

$$K_{ПС} = K_{РУ} + K_{ТР}, \quad (123)$$

где $K_{РУ}$ – стоимость распределительных устройств, тыс.руб.;

$K_{ТР}$ – стоимость трансформаторов ТП, тыс.руб.

Сведем исходные данные для расчетов капитальных вложений и суммарные затраты по каждому типу элементов электрической сети в таблицы 42 – 44.

Таблица 42 – Капитальные вложения в линии электропередачи:

Марка кабеля или провода	Сечение, мм ²	Суммарная длина линий, км	Цена, руб./км	Стоимость, тыс. руб.
АПвПБ	150	17	1926000	32742,00
	95	2,4	1817000	4360,80
АВБШвнг	16	0,8	183700	146,96
	25	2,9	266290	772,24
	35	1,4	320640	448,90
	50	1,6	443270	709,23
	70	3	534800	1604,40
	95	1,2	809000	970,80
	120	0,8	851000	680,80
	150	0,1	1030000	103,00
	185	0,4	1192000	476,80
Итого				43015,93

Цены на кабельную продукцию взяты из каталога [33].

Таблица 43 – Капитальные вложения в трансформаторные подстанции

Марка ТП	число	Стоимость, руб.	Всего, тыс. руб.
КТП 1х1000	5	1100000	5500
КТП 1х630	4	800000	3200
КТП 2х400	1	900000	900
Всего			9600

Таблица 44 – Капитальные вложения в РУ 10 кВ ПС

Тип оборудования	Количество, шт.	Стоимость, руб/шт	Всего, тыс. руб.
Комплекты РЗиА	2	1500000	3 000
Ячейка линейная с выключателем ВВ/TEL-10-20/630	3	2450000	7 350
Всего			10 350

Капитальные вложения в сеть электроснабжения должны быть рассчитаны с учетом зонального коэффициента $K_{зон.}$, для ТП $K_{зон} = 1,3$, для ЛЭП $K_{зон} = 1,4$:

$$K_{\Sigma} = K_{ЛЭП} \cdot K_{зон} + K_{ПС} \cdot K_{зон}, \quad (124)$$

$$K_{\Sigma} = (9600 + 10350) \cdot 1,3 + 43015,93 \cdot 1,4 = 86157 \text{ тыс.руб} = 86,157 \text{ млн.руб.}$$

Определим издержки на амортизацию и эксплуатацию оборудования:

$$I_{AM} = 86,157 \cdot 0,0037 = 0,319 \text{ млн.руб.}$$

Определим суммарные издержки

$$I = I_{AM} + I_{AW}, \quad (125)$$

$$I = 0,319 + 0,825 = 1,144 \text{ млн.руб.}$$

Определим прибыль:

$$ПР = 5636,02 \cdot 3,92 \cdot 5000 \cdot 10^{-6} = 110,466 \text{ млн.руб.},$$

Определим расходы на подоходный налог:

$$H = 0,2 \cdot (ПР - И); \quad (126)$$

$$H = 0,2 \cdot (110,466 - 1,144) = 21,864 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитываем чистую прибыль, млн. руб.:

$$П_ч = 110,466 - 21,864 - 1,144 = 87,458 \text{ млн.руб.}$$

Рассчитаем срок окупаемости:

$$T_{OK} = \frac{86,157}{87,458} \approx 1 \text{ год}$$

Предварительный срок окупаемости удовлетворительный.

20 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной квалификационной работе выполнены расчёты по проектированию системы электроснабжения 0,4-10 кВ микрорайона Чигиринская усадьба села Чигири в Амурской области. Работы по строительству и эксплуатации должны производиться с учётом и при соблюдении норм и требований при работе в электроустановках. Эксплуатация сетей 0,4-10 кВ должна предусматривать соблюдение норм экологичности в отношении площадь земель, отводимых под временное и постоянное пользование. Необходимо рассмотреть меры пожаробезопасности в электроустановках от наиболее вероятной чрезвычайной ситуации – пожара.

20.1 Безопасность

Средства индивидуальной и коллективной защиты работников (специальная защитная одежда, обувь и другие средства безопасности), выполняющих электромонтажные, строительно-монтажные и пуско-наладочные работы должны быть соответствующими стандартам [11].

Работник, участвующий в проведении измерений и испытаний электрооборудования, обязан работать в специальной одежде и применять средства индивидуальной защиты, выдаваемые в соответствии с действующими отраслевыми нормами.

Работнику бесплатно предоставляются следующие средства индивидуальной защиты:

- комбинезон или костюм хлопчатобумажный — срок носки 1 год;
- рукавицы комбинированные индивидуальные — срок носки 3 месяца;
- каска защитная — срок носки 2 года;
- галоши диэлектрические — дежурные;
- перчатки диэлектрические — дежурные.

В зависимости от характера выполняемых работ и условий их проведения работнику могут временно бесплатно предоставляться дополнительные средства специальной одежды и защиты, необходимые для конкретных условий труда.

При выполнении работ грузоподъемными кранами и подъемниками (вышками) необходимо обязательно соблюдать требования «Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов» и «Правил устройства и безопасной эксплуатации подъемников (вышек)», а также инструкции заводоизготовителей для грузоподъемных машин, на которые указанные правила не распространяются.

Работы по сооружению линий электропередачи, специальные электромонтажные и наладочные работы должны выполняться в соответствии с требованиями СНиП 12-03-2001 и СНиП 12-04-2002. Выполнение таких работ допускается только при наличии проектов производства работ (ППР) или технологических карт (ТК), утвержденных главным инженером электромонтажной (наладочной) организации. В ППР и ТК для каждого вида работ должны быть предусмотрены конкретные мероприятия по охране труда и технике безопасности.

Запрещается использовать находящиеся в стадии монтажа электрические установки в качестве временного источника электроснабжения для электромонтажных (наладочных) работ, а также для объектов генподрядчика или заказчика.

При работах на высоте более 1,3 м рабочие места должны иметь ограждения высотой не менее 1,1 м, а при необходимости - защитные и предохранительные устройства (сетки, козырьки, настилы и др.), соответствующие ГОСТ 12.4.059-89 и ГОСТ 23407-78. При отсутствии ограждений, защитных и предохранительных устройств работники должны использовать предохранительные пояса.

С целью обеспечения безопасности персонала при проведении операций по подключению проектируемых электрических сетей напряжением 10/0,4 кВ в

микрорайоне «Чигиринская усадьба» (с. Чигири, Амурская область), ключевым фактором защиты становится надежное заземление [10].

После подтверждения полного отсутствия напряжения на элементах электроустановки, к их токоведущим частям присоединяются переносные заземляющие устройства. Процедура подключения и отключения заземлений на токоведущих элементах в рамках данного проекта выполняется в строго определённой последовательности: В первую очередь заземляющее устройство соединяется с контуром заземления; лишь после этого, убедившись в отсутствии опасных потенциалов, подключение выполняется к токоведущим частям. Отключение устройств выполняется в обратном порядке: первым отключается зажим с токоведущего элемента; затем производится отсоединение от заземляющего контура.

Работы по заземлению на участках с номиналом 0,4 кВ допускаются только в диэлектрических перчатках, а при напряжении 10 кВ — исключительно с использованием изолирующих штанг. Фиксация зажимов допускается либо посредством штанги, либо вручную, но только при наличии диэлектрической защиты рук. В качестве заземляющих проводников допускаются только изделия, параметры которых обеспечивают надёжное соединение с грунтом [10]. Во всех случаях, где требуется вывод оборудования в ремонт на подстанции «Чигири» (РУ-10 кВ), следует обеспечить обязательное фазное заземление. Каждая отключённая фаза должна быть защищена от подачи напряжения с любого возможного направления.

Для работ на линейных разъединителях 10 кВ, расположенных в КЛ-10 кВ, необходимо установить дополнительное заземление, исключающее возможность его ошибочного удаления. Контактные части, находящиеся под напряжением, должны быть отчётливо разделены от отключённых участков и защищены от прикосновения с помощью визуально наблюдаемых разрывов. Обеспечение безопасной дистанции между защищённой зоной и токоведущими элементами может быть достигнуто различными способами:

- отключёнными выключателями;
- выкатными модулями КРУ;

- разомкнутыми разъединителями;
- отключёнными выключателями нагрузки;
- удалёнными предохранителями;
- демонтированными перемычками или токоведущими шинами.

Для исключения рисков, связанных с наведёнными потенциалами, токоведущие части, находящиеся под работой, подлежат дополнительному заземлению. В местах подключения переносных заземлений должна быть обеспечена очистка от изоляционных покрытий и краски. Все работы на сборных шинах, щитах и панелях ПС «Чигири» допускаются только после снятия напряжения и последующего заземления. Все действия по установке заземлений должны быть зафиксированы в наряде-допуске. Во время монтажных работ допускается временное удаление заземлений, например, для проведения измерений изоляции. Такие действия должны быть одобрены ответственным лицом и отражены в наряде с указанием места и причины снятия [9].

Работы по установке или демонтажу заземлений разрешается выполнять двум работникам, при этом:

один из работников (из оперативного персонала) должен иметь IV группу по электробезопасности;

второй (из ремонтного состава) — III группу.

При заземлении со стороны потребителей один из участников может быть представителем потребителя, при условии, что у него имеется необходимая группа допуска. Для удалённых ТП допускается, чтобы обе операции выполнял один работник ремонтного персонала с III группой, а включение заземляющих ножей — специалист с IV группой. Отключение переносных заземлений в одиночку разрешено только сотруднику с III группой допуска, входящему в оперативный персонал.

Заземление на КЛ 0,4 кВ:

Все кабельные линии напряжением 0,4 кВ при отключении должны быть заземлены в распределительных устройствах и на всех участках коммутации.

При наличии заземленной нейтрали и повторных заземлений нулевого проводника заземляющие устройства подключаются к нему. Глубина заземляющего штыря — не менее 0,5 м.

Работы выполняются:

двумя оперативными работниками с III группой;

либо парой IV + III группы;

либо одним работником из персонала потребителя с III группой.

Отключение ножей допускается одному работнику с III группой.

Заземление на КЛ 10 кВ:

Разрешено подключение переносного заземления:

в одном РУ;

у одного коммутационного аппарата;

либо вблизи КЛ к РУ или секционному элементу.

Промежуточные заземления не требуются, если линия обесточена.

Заземление должно производиться непосредственно в месте работ.

При наличии грозозащитных тросов они также подлежат заземлению.

Рекомендуется выполнять двустороннее заземление (на концах КЛ), но заземление на дальнем конце ограничивается во избежание перенапряжений.

На участках до 2 км предпочтительно двустороннее заземление.

При отсутствии готовых спусков заземление можно организовать через траверсы или металлические элементы траншеи, находящиеся в контакте с общим заземлением.

20.2 Экологичность

С целью количественной оценки воздействия проектируемых электросетей на окружающую среду в пределах микрорайона «Чигиринская усадьба» села Чигири производится расчет площади земель, изымаемой для постоянного и временного использования под размещение трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ и прокладку кабельных линий напряжением 10 и 0,4 кВ [26] на территории микрорайона «Чигиринская усадьба» села Чигири [26]

Исходя из ранее проведённых расчётов определённое количество КТП с двумя силовыми трансформаторами $n_{ТП}=1$ шт, количество КТП с одним силовым трансформатором $n_{ТП}=8$ шт, совокупная длина траншей КЛ 0,4 кВ $L_{КЛ0,4кВ}=16,6$ км, КЛ 10 кВ в проектируемых сетях $L_{КЛ10кВ}=6,2$ км.

Эти значения формируют основу для последующего определения площадей, подлежащих отводу. Расчет постоянного отвода под трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ производится на основе нормативных показателей площади одной подстанции, различающихся в зависимости от числа установленных трансформаторов.

Далее выполняются вычисления согласно установленным формулам с учетом приведённых выше параметров:

$$S_{ТПП} = S_{ТП2} \cdot n_{ТП2} + S_{ТП1} \cdot n_{ТП1}, \quad (127)$$

$$S_{ТПП} = 80 \cdot 1 + 50 \cdot 8 = 480 \text{ м}^2,$$

где $S_{ТП2}$ - площадь, отводимая в постоянное пользование для нахождения на них КТП 10/0,4 кВ где установлены два силовых трансформатора,

$n_{ТП2}$ - количество ТП с двумя силовыми трансформаторами, 1 шт,

$S_{ТП1}$ - площадь, отводимая в постоянное пользование для нахождения на них КТП 10/0,4 кВ где установлен один силовой трансформатор,

$n_{ТП1}$ - количество ТП с одним силовым трансформатором, 8 шт.

Сооружение КЛ 0,4-10 кВ на территории микрорайона «Чигиринская усадьба» села Чигири требует изъятия земли на постоянной основе, но также в процессе строительства КЛ 10-0,4 кВ. требуется изъятие земель полосой ширины не более 6 м по трассе КЛ на время строительства.

По формуле нахождения протяженности КЛ 10-0,4 кВ на территории микрорайона «Чигиринская усадьба» села Чигири имея в наличии известные величины, проводится определение искомого значения:

$$L_{КЛ} = L_{КЛ\ 10кВ} \cdot L_{КЛ\ 0,4кВ} , \quad (128)$$

$$L_{КЛ} = 16,6 \cdot 6,2 = 22,8 \text{ км.}$$

$L_{КЛ}$ - протяженность КЛ 10-0,4 кВ в проектируемых сетях, 22800 м,

Формула по которой мы определим площади земель, отводимых во временное пользование для прокладки КЛ 10-0,4 кВ на территории микрорайона «Чигиринская усадьба» села Чигири:

$$S_{КЛ} = L_{КЛ} \cdot L_{полосы} \quad (129)$$

Где $L_{полосы}$ – ширина отводимой полосы земли вдоль траншеи, по [5], 6 м

$$S_{КЛ} = 22800 \cdot 6 = 136800 \text{ м}^2$$

Определена площадь отвода земель в постоянное пользование для ТП 10/0,4 кВ на территории микрорайона «Чигиринская усадьба» села Чигири, 480 м², а также определена площадь отвода земель во временное пользование под прокладку КЛ 10-0,4 кВ, 136800 м².

20.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе строительства электросетей в микрорайоне «Чигиринская усадьба» села Чигири Амурской области предусмотрены работы по переподключению и замене кабельных соединений, обеспечивающих подсоединение линий электропередачи напряжением 10 кВ к шинам центра питания подстанции «Чигири». Учитывая высокую вероятность возникновения пожаров в

распределительном устройстве низкого напряжения (РУНН) подстанции «Чигири» вследствие коротких замыканий в оборудовании комплектного распределительного устройства (КРУ), наиболее типичной чрезвычайной ситуацией, характерной для объектов электроснабжения данного микрорайона, считается пожар, возникающий в электрооборудовании.

Во время осуществления строительных и монтажных мероприятий необходимо неукоснительно следовать предписаниям, регламентирующим противопожарную защиту, в строгом соответствии с установленными правилами пожарной безопасности, которые должны неукоснительно соблюдаться при проведении строительно-монтажных работ [8].

Соблюдение противопожарных требований на объектах энергетической инфраструктуры обязательно для всех работников, включая персонал подрядных организаций, а также сотрудников, выполняющих ремонтные, строительные или пусконаладочные работы. Все указанные специалисты обязаны строго придерживаться установленных правил, поскольку их несоблюдение влечёт персональную ответственность для руководителей соответствующих компаний [8].

Ответственность за обеспечение противопожарной безопасности в зонах проведения строительных, ремонтных и монтажных мероприятий возлагается как на руководство энергетического объекта, так и на представителей сторонней организации, выполняющей данные работы. Обе стороны обязаны координировать свои действия и обеспечивать реализацию всех мер, направленных на предотвращение возможных возгораний [8].

Руководящий состав энергопредприятия совместно с подрядной организацией разрабатывает и внедряет согласованный план противопожарной защиты, включающий мероприятия по профилактике возгораний и оперативному реагированию в случае возникновения чрезвычайной ситуации [8].

Во время проведения монтажных или ремонтных работ на силовом оборудовании комплектного распределительного устройства (КРУ) в помещении

распределительного устройства низкого напряжения (РУНН) подстанции «Чигири» категорически запрещается работать, если вентиляционная система не работает или вентиляционные каналы перекрыты. Это связано с тем, что исправная вентиляция необходима для удаления тепла и вредных газов, которые могут образовываться при эксплуатации электрооборудования. Кроме того, вентиляционная шахта должна быть оборудована пылеулавливающим фильтром, который предотвращает попадание пыли и загрязняющих веществ в помещение, что помогает поддерживать чистоту и снижать риск возгорания. Также вентиляционная шахта должна иметь металлическую решётку, которая защищает оборудование от проникновения животных, таких как грызуны или птицы, способных повредить кабели или вызвать короткое замыкание.

Для обеспечения пожарной безопасности в помещении РУНН необходимо регулярно проводить тщательную уборку. Во время уборочных мероприятий особенно важно удалять пыль из всех мест, где она может накапливаться — это могут быть вентиляционные отверстия, поверхности оборудования, углы и другие труднодоступные участки. Пыль является легковоспламеняющимся материалом, и её скопление увеличивает риск возникновения пожара. Уборка проводится согласно утверждённому регламенту не реже одного раза в шесть месяцев, что помогает поддерживать помещение в безопасном состоянии. При выборе способа очистки учитываются требования безопасности, так как работы выполняются в действующих электроустановках, где существует опасность поражения электрическим током. Поэтому применяют методы, которые минимизируют риски для обслуживающего персонала.

Контроль за выполнением уборки возлагается на ответственного специалиста из числа руководителей бригады, который прошёл специальный инструктаж по технике безопасности и пожарной безопасности. Этот человек следит, чтобы все работы выполнялись правильно и своевременно, а также обеспечивает соблюдение всех необходимых норм и правил.

Кроме того, все кабельные каналы и технические переходы в помещении РУНН должны быть закрыты плитами из огнестойких материалов. Это

необходимо для предотвращения распространения огня и защиты оборудования в случае возгорания. Огнестойкие материалы препятствуют быстрому распространению пламени и снижают риск повреждения кабелей и других важных элементов электросети.

Таким образом, соблюдение этих требований помогает обеспечить безопасную эксплуатацию электрооборудования, предотвратить аварийные ситуации и снизить вероятность возникновения пожара на подстанции «Чигири».

Помещения РУНН ПС «Чигири» не допускается использовать в целях, не связанных с их основным назначением — распределением и передачей электроэнергии, работой КРУ-10 кВ, а также выполнением функций защиты и измерения. Запрещено размещение ремонтного фонда, горюче-смазочных материалов и других пожароопасных веществ.

Работы с оборудованием, содержащим масло, например, при демонтаже масляных выключателей, проводятся с обязательным исключением проливов. При попадании масла на оборудование или негорючие элементы помещения немедленно используются специальные средства для ликвидации разлива. Загрязнённые участки вставок подлежат замене. В подстанции «Чигири» для сбора масла в оборудовании должны использоваться исправные поддоны и маслосборники, а маслоотводящие трубки обязаны быть в исправном состоянии, чтобы обеспечивать безопасное направление масла в специальные ёмкости [3]. Не допускается устранять утечки с помощью подручных материалов, таких как тряпки или ветошь, так как это может привести к загрязнению и аварийным ситуациям.

На территории распределительного устройства низкого напряжения подстанции «Чигири» установлены указатели аварийных выходов с автономным освещением. Это важно для безопасной эвакуации персонала даже при отключении электричества. Все кабели на объекте покрыты материалом, который не горит и при возгорании выделяет минимальное количество дыма и вредных газов, что значительно снижает риск распространения пожара и отравления.

Кабельные каналы закрываются плитами из негорючих материалов, не содержащих токсичных веществ. Эти плиты снабжены удобными ручками для быстрого демонтажа, чтобы при необходимости обеспечить быстрый доступ к кабелям. Во время монтажа и после завершения работ запрещается пересекать кабели 10 кВ с другими инженерными сетями — это необходимо для предотвращения повреждений и возможных аварий.

Все работы по монтажу и переустройству кабельных сооружений должны проводиться так, чтобы не повредить огнезащитные покрытия кабелей. Если обнаруживаются какие-либо повреждения, требуется сразу их устранить и восстановить защиту. Такая практика помогает поддерживать высокий уровень пожарной безопасности.

При прокладке кабелей между этажами или техническими уровнями помещения обязательно устанавливают перегородки из огнестойких материалов, которые способны выдерживать высокие температуры и предотвращают распространение огня между разными зонами [16]. Это значительно повышает безопасность эксплуатации подстанции в целом. Оставлять переходы без соответствующей огнезащитной изоляции запрещено.

Система защитного заземления помещения РУНН ПС «Чигири» должна находиться в технически исправном состоянии. Проверка сопротивления заземляющих элементов осуществляется не реже одного раза в год. Также проводится контроль качества креплений, соединений и спусков заземляющих линий.

В соответствии с утверждёнными планами по ликвидации возгораний, площадки для размещения пожарной техники оборудуются заземляющими устройствами. Исправность таких заземлений проверяется по тому же регламенту, что и система заземления самого РУНН. ПС «Чигири»

Система автоматического оповещения о пожаре в РУНН ПС «Чигири» тестируется раз в шесть месяцев. Проверке подлежат дымовые и тепловые датчики, а при выявлении неисправностей их устранение должно производиться в кратчайшие сроки [7].

Ежегодно в РУНН ПС «Чигири» проводятся противопожарные учения с участием оперативного персонала и представителей пожарных подразделений. В ходе тренировок отрабатываются различные сценарии реагирования на пожары и действия персонала в условиях чрезвычайной ситуации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения проекта была разработана система электроснабжения объектов микрорайона «Чигиринская усадьба» села Чигири. Определены нагрузки потребителей 0,4 кВ, выбрана лучевая схема электроснабжения 0,4 кВ и петлевая схема электроснабжения 10 кВ, что увеличивает надёжность электроснабжения потребителей. Выбраны Силовые трансформаторы, выключатели нагрузки, автоматические выключатели и предохранители на трансформаторных подстанциях, рассчитаны сечения и выбраны марки кабелей линий 0,4/10 кВ, а также рассчитаны потери напряжения в этих линиях, рассчитаны уставки срабатывания микропроцессорной защиты кабельных линий 10 кВ.

Также были определены стационарное и импульсное сопротивление заземлителя комплектной трансформаторной подстанции. Рассчитан отвод земель в постоянное и временное пользование, рассмотрены меры пожарной безопасности.

Разработанный проект окупается за год, что позволяет считать его крайне экономически выгодным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
- 2 ГОСТ Р 52719-2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. – М. : Стандартинформ, 2007.
- 3 Правила устройства электроустановок. 7-е изд. (утв. приказом Минэнерго РФ от 08.07.2002 № 204).
- 4 РД 34.20.385-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей.
- 5 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : ЭНАС, 2001. – 154 с.
- 6 Руководящие указания по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах. № 13861 ТМ – т. 1. – М. : ЭСП, 1991.
- 7 РД 34.12.202 (И 34-00-012-84). Инструкция по организации противопожарных тренировок на энергетических предприятиях и в организациях. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 36 с.
- 8 Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности» (в ред. от 27.12.2000 № 150-ФЗ, с изм. и доп.) // Собрание законодательства РФ. – 1994. – № 35. – Ст. 3648.
- 9 Правила противопожарного режима в Российской Федерации : утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 16 сентября 2020 г. № 1479. – М. : Официальное издание, 2020. – 64 с.
- 10 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс] : утв. приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 г. № 903н. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/499037306> (дата обращения: 26.05.2025).

- 11 РД 153-34.3-03.285-2002. Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ. – М. : ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 2002.
- 12 Герасимова В. Г. Электротехнический справочник: в 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. – М. : Изд. дом МЭИ, 2017. – ISBN 978-5-383-01175-1.
- 13 Герасимова В. Г. Электротехнический справочник: в 4 т. Т. 4. Использование электрической энергии. – М. : Изд. дом МЭИ, 2017. – ISBN 978-5-383-01205-5.
- 14 Китушин В. Г. Надежность энергетических систем. Ч. 1 : Теоретические основы. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2003. – 255 с.
- 15 Сумарокова, Л. П. Электроснабжение промышленных предприятий : учебное пособие / Л. П. Сумарокова. — Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2012. — 288 с.
- 16 Конюхова, Е. А. Электроснабжение объектов : учеб. пособие для студентов учреждений среднего проф. образования / Е. А. Конюхова. — 9-е изд., испр. — Москва : Издательский центр «Академия», 2013. — 320 с. — ISBN 978-5-7695-9707-7.
- 17 Мясоедов Ю. В. Системы электроснабжения промышленных объектов и городов : учеб. пособие. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. – 127 с. – URL: https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7094.pdf
- 18 Ротачёв Ю. А. Релейная защита и автоматика : учеб.-метод. пособие. – Благовещенск : Амур. гос. ун-т, 2000.
- 19 Савина Н. В. Качество электроэнергии : учеб. пособие. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. – 182 с. – URL: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7136.pdf
- 20 Савина Н. В. Надежность электроэнергетических систем : учеб. пособие. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. – 194 с. – URL: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7031.pdf

- 21 Савина Н. В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них : учеб. пособие. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. – 191 с. – URL: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf
- 22 Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей : монография. – СПб. : ПЭИПК, 2006. – 4-е изд., перераб. и доп. – 350 с.
- 23 Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : сб. учеб.-метод. материалов / сост. Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – URL: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9655.pdf
- 24 Системы электроснабжения : сб. учеб.-метод. материалов / сост. Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 136 с. – URL: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9661.pdf
- 25 Козлов А. Н., Козлов В. А., Мясоедов Ю. В. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учеб. пособие. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 160 с. – URL: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9689.pdf
- 26 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. – 90 с.
- 27 Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Правила безопасной организации работ оперативного персонала электроустановок. – М. : Изд. дом ЭНЕРГИЯ, Альвис, 2013. – 800 с. – ISBN 978-5-904098-29-2. –
- 28 АО «ДРСК». Тариф покупки потерь электроэнергии [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.drsk.ru/> (дата обращения: 04.05.2025).
- 29 Завод КЭАЗ. Автоматические выключатели в литом корпусе ВА52, ВА53, ВА55, ВА56 [Электронный ресурс]. – URL: <https://keaz.ru/> (дата обращения: 14.05.2025).

- 30 Завод КЭАЗ. Предохранители высоковольтные серий ПКТ и ПКН [Электронный ресурс]. – URL: <https://keaz.ru/> (дата обращения: 14.05.2025).
- 31 Завод КЭАЗ. Предохранители серии ПН2 [Электронный ресурс]. – URL: <https://keaz.ru/> (дата обращения: 14.05.2025).
- 32 Завод КЭАЗ. Выключатели нагрузки серии ВНК [Электронный ресурс]. – URL: <https://keaz.ru/> (дата обращения: 14.05.2025).
- 33 Кабельная поисковая система. Каталог [Электронный ресурс]. – URL: <https://k-ps.ru/> (дата обращения: 14.05.2025).
- 34 Посёлок Чигири // Яндекс.Карты [Электронный ресурс]. – URL: <https://yandex.ru/maps/> (дата обращения: 26.05.2025).
- 35 ПАО «ДЭК». Цены (тарифы) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей Амурской области на 2025 год [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.dvec.ru/> (дата обращения: 14.05.2025).
- 36 Самара электрощит. Номенклатура изделий [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/> (дата обращения: 26.05.2025).
- 37 Холдинг кабельный альянс. Кабельная продукция [Электронный ресурс]. – URL: https://www.holdcable.com/catalog/print_catalog/ (дата обращения: 26.05.2025).
- 38 Тольяттинский трансформатор // Номенклатура изделий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://toltrans.nt-rt.ru/> (дата обращения: 07.05.2025).

Приложение А

Продолжение таблицы 3

Объект	№ на листе	tgφ	Расчётная нагрузка на вводе		
			Pp, кВт	Qp, кВАр	Sp, кВА
коттедж	32	0,20	13,50	2,70	13,77
коттедж	33	0,20	22,32	4,46	22,76
коттедж	34	0,20	14,94	2,99	15,24
коттедж	35	0,20	17,46	3,49	17,81
коттедж	36	0,20	13,05	2,61	13,31
коттедж	37	0,20	20,43	4,09	20,83
коттедж	38	0,20	15,12	3,02	15,42
коттедж	39	0,20	12,15	2,43	12,39
коттедж	40	0,20	14,04	2,81	14,32
коттедж	41	0,20	12,15	2,43	12,39
коттедж	42	0,20	14,67	2,93	14,96
коттедж	43	0,20	14,94	2,99	15,24
коттедж	44	0,20	22,95	4,59	23,40
коттедж	46	0,20	20,16	4,03	20,56
коттедж	47	0,20	42,48	8,50	43,32
коттедж	50	0,20	25,38	5,08	25,88
коттедж	51	0,20	18,90	3,78	19,27
коттедж	52	0,20	30,60	6,12	31,21
коттедж	53	0,20	19,80	3,96	20,19
коттедж	54	0,20	26,01	5,20	26,53
коттедж	55	0,20	16,38	3,28	16,70
коттедж	56	0,20	14,04	2,81	14,32
коттедж	57	0,20	15,12	3,02	15,42
коттедж	59-64	0,20	14,04	2,81	14,32
коттедж	65	0,20	13,86	2,77	14,13
коттедж	66	0,20	15,84	3,17	16,15
коттедж	67	0,20	23,40	4,68	23,86
коттедж	68-71	0,20	9,36	1,87	9,55
коттедж	72	0,20	17,55	3,51	17,90
коттедж	73	0,20	14,49	2,90	14,78
коттедж	74	0,20	18,72	3,74	19,09
коттедж	75	0,20	20,16	4,03	20,56
коттедж	76	0,20	12,15	2,43	12,39
коттедж	77	0,20	15,03	3,01	15,33
коттедж	78	0,20	33,57	6,71	34,23
коттедж	79	0,20	21,06	4,21	21,48
коттедж	80-84	0,20	23,85	4,77	24,32
коттедж	85	0,20	18,90	3,78	19,27
коттедж	86	0,20	16,38	3,28	16,70
коттедж	87	0,20	32,67	6,53	33,32
коттедж	88-95	0,20	18,27	3,65	18,63
коттедж	96	0,20	20,70	4,14	21,11
коттедж	97	0,20	32,40	6,48	33,04
коттедж	98	0,20	27,45	5,49	27,99

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
коттедж	99	0,20	15,30	3,06	15,60
коттедж	100	0,20	54,09	10,82	55,16
коттедж	101	0,20	16,20	3,24	16,52
коттедж	102	0,20	24,84	4,97	25,33
коттедж	103	0,20	17,01	3,40	17,35
коттедж	104	0,20	20,25	4,05	20,65
коттедж	105-125	0,20	14,94	2,99	15,24
коттедж	126	0,20	30,78	6,16	31,39
коттедж	127-128	0,20	11,25	2,25	11,47
коттедж	129-132, 136	0,20	15,12	3,02	15,42
коттедж	133	0,20	32,40	6,48	33,04
коттедж	134	0,20	14,49	2,90	14,78
коттедж	135	0,20	14,40	2,88	14,69
коттедж	137	0,20	24,30	4,86	24,78
коттедж	138-141	0,20	27,00	5,40	27,53
коттедж	142	0,20	10,80	2,16	11,01
коттедж	143	0,20	33,21	6,64	33,87
коттедж	144	0,20	21,60	4,32	22,03
коттедж	145	0,20	13,86	2,77	14,13
коттедж	146	0,20	24,84	4,97	25,33
коттедж	147	0,20	22,23	4,45	22,67
коттедж	148	0,20	8,64	1,73	8,81
коттедж	149	0,20	28,08	5,62	28,64
коттедж	150	0,20	6,30	1,26	6,42
коттедж	151	0,20	7,20	1,44	7,34
коттедж	152	0,20	8,10	1,62	8,26
коттедж	153	0,20	28,08	5,62	28,64
коттедж	154-183	0,20	10,26	2,05	10,46
коттедж	184	0,20	13,41	2,68	13,68
коттедж	185-189	0,20	9,99	2,00	10,19
коттедж	190	0,20	68,13	13,63	69,48
коттедж	191-202	0,20	9,00	1,80	9,18
коттедж	203	0,20	11,52	2,30	11,75
коттедж	204	0,20	11,52	2,30	11,75
коттедж	205	0,20	10,71	2,14	10,92
коттедж	206	0,20	11,25	2,25	11,47
коттедж	207	0,20	11,25	2,25	11,47
коттедж	208	0,20	11,25	2,25	11,47
коттедж	209	0,20	12,51	2,50	12,76
коттедж	210	0,20	12,51	2,50	12,76
коттедж	211	0,20	14,31	2,86	14,59
коттедж	212	0,20	11,97	2,39	12,21
коттедж	213	0,20	11,97	2,39	12,21
коттедж	214	0,20	5,67	1,13	5,78
коттедж	215	0,20	11,25	2,25	11,47

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы 3

1	3	4	5	6	7
коттедж	216	0,20	11,25	2,25	11,47
коттедж	217	0,20	11,25	2,25	11,47
коттедж	218	0,20	16,20	3,24	16,52
коттедж	219	0,20	76,68	15,34	78,20
коттедж	220	0,20	77,76	15,55	79,30
коттедж	221	0,20	7,83	1,57	7,99
коттедж	222	0,20	20,07	4,01	20,47
коттедж	223-246	0,20	13,59	2,72	13,86
коттедж	247	0,20	19,80	3,96	20,19
коттедж	248-259, 264-270	0,20	40,86	8,17	41,67
коттедж	261	0,20	16,29	3,26	16,61
коттедж	262	0,20	30,42	6,08	31,02
коттедж	263	0,20	9,90	1,98	10,10
коттедж	271	0,20	12,78	2,56	13,03
коттедж	272-279	0,20	9,81	1,96	10,00
коттедж	280-319	0,20	14,49	2,90	14,78
коттедж	320	0,20	6,48	1,30	6,61
коттедж	321	0,20	8,73	1,75	8,90
коттедж	322	0,20	14,22	2,84	14,50
коттедж	323	0,20	19,26	3,85	19,64
коттедж	324	0,20	6,03	1,21	6,15
коттедж	325	0,20	7,47	1,49	7,62
коттедж	326	0,20	15,57	3,11	15,88
коттедж	327-351	0,20	14,76	2,95	15,05

Продолжение таблицы 7

№ Ли- нии	№ потребителей	Ку	Рнаиб л, кВт	Ррл, кВт	Qнаиб л, кВАр	Qрл, кВАр	Spл, кВА
ТП - 2							
1	35,38,40,42	0,9	17,46	56,91	3,49	11,38	58,03
2	37,39,41,43	0,9	20,43	55,75	4,09	11,15	56,85
3	44,45,46,47,48,59	0,9	42,48	98,42	8,50	20,49	100,53
4	49,50,51,104,58	0,5	87,5	120,77	33,25	40,08	127,24
5	52,53,54,55,56,57	0,9	30,6	112,82	6,12	22,56	115,05
ТП - 3							
1	87,89,90,91,92,93,94,95	0,9	32,67	147,77	6,53	29,55	150,70
2	60,81,82,83,84,85,86,88	0,9	23,85	149,08	4,77	29,82	152,03
3	96,97,98,99	0,9	32,4	89,51	6,48	17,90	91,28
4	100,101,102,103	0,9	54,09	106,34	10,82	21,27	108,44
ТП - 4							
1	129,135,136,137,138	0,9	27,00	89,05	5,40	17,81	90,81
2	66,67,68,69,70,71	0,9	23,4	71,35	4,68	14,27	72,77

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8
3	61,62,65,80	0,9	23,85	61,60	4,77	12,32	62,82
4	63,75,76,78	0,9	33,57	75,29	6,71	15,06	76,78
5	72,73,74,77,79	0,9	21,06	80,27	4,21	16,05	81,86
6	64,130,131,132,133,134,142,154,155, 156	0,9	32,4	136,32	6,48	27,26	139,02
7	139,140,143,144,153	0,9	33,21	126,52	6,64	25,30	129,03
8	141,145,146,147,148,149,150,151,152	0,9	28,08	134,43	5,62	26,89	137,10
ТП - 5							
1	105,106,118,119,120,121,122,123,124, 125,127,128	0,9	14,94	142,76	2,99	28,55	145,59
2	107,108,109,110,111,112,113,114,115, 116,117,126	0,9	30,78	178,69	6,16	35,74	182,22
3	184,185,186,187,188,189,190,191,192	0,9	68,13	141,35	13,63	28,27	144,15
4	157,161,162,163,164,165,172,173,174	0,9	10,26	84,13	2,05	16,83	85,80
5	158,159,160,166,167,168,169,170,171	0,9	10,26	84,13	2,05	16,83	85,80
6	175,176,177,178,179,180,181,182,183	0,9	10,26	84,13	2,05	16,83	85,80
ТП - 6							
1	193,194,205,206,207,208,209,210,211, 256,257,258,259	0,9	40,86	242,79	8,17	48,56	247,60
2	195,196,197,198,212,213,214	0,9	11,97	60,25	2,39	12,05	61,44
3	199,200,201,202,203	0,9	11,52	43,92	2,30	8,78	44,79
4	247,248,249,250,251	0,9	40,86	169,00	8,17	33,80	172,35
5	252,253,254,255	0,9	40,86	151,18	8,17	30,24	154,18
ТП - 7							
1	239,244,245,246	0,9	13,59	50,28	2,72	10,06	51,28
2	236,237,238,240,241,242,243	0,9	13,59	86,98	2,72	17,40	88,70
3	222,230,231,232,233,234,235	0,9	20,07	93,46	4,01	18,69	95,31
4	223,224,225,226,227,228,229	0,9	13,59	86,98	2,72	17,40	88,70
5	218,219,220,221	0,9	77,76	168,40	15,55	33,68	171,73
ТП - 8							
1	265,266,270,280,281,282	0,9	40,86	153,53	8,17	30,71	156,57
2	264,267,268,269,271,272,273	0,9	40,86	180,34	8,17	36,07	183,91
3	274,275,276,277,278	0,9	9,81	45,13	1,96	9,03	46,02
4	260,261,262,263	0,5	85,28	113,58	32,40	38,07	119,79
5	320,321,322,323,324,325,326	0,9	19,26	71,91	3,85	14,38	73,33
6	285,287,289,291,293,294,296,298,300	0,9	14,49	118,82	2,90	23,76	121,17
7	283,284,286,288,290,292,295,297,299, 327	0,9	14,76	132,13	2,95	26,43	134,75
ТП - 9							
1	317,318,319,328,332,333,336,337,340	0,9	14,76	120,30	2,95	24,06	122,69
2	313,314,315,316	0,9	14,49	53,61	2,90	10,72	54,67
3	301,302,303,304,305,306,307,308,309	0,9	14,49	118,82	2,90	23,76	121,17
4	310,311,312	0,9	14,49	40,57	2,90	8,11	41,38
5	342,343,344,345,346,347,348,349,350, 351	0,9	14,76	134,32	2,95	26,86	136,98

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы 8

№ Ли- нии	№ ЭП	Spл, кВА	Lл, км	ΔPл, кВт	ΔQл, кВАр	Pпрл, кВт	Qпрл, кВАр	Spл, кВА	Ip, А
ТП - 2									
1	35,38,40,42	58,03	0,2	0,67	0,23	57,58	11,61	58,74	85
2	37,39,41,43	56,85	0,2	0,65	0,22	56,39	11,37	57,53	83
3	44,45,46,47, 48,59	100,53	0,2	2,02	0,69	100,44	21,19	102,65	148
4	49,50,51,104, 58	127,24	0,2	3,24	1,11	124,00	41,20	130,67	245
5	52,53,54,55, 56,57	115,05	0,4	5,29	1,82	118,11	24,38	120,60	174
ТП - 3									
1	87,89,90,91, 92,93,94,95	150,70	0,2	4,54	1,56	152,31	31,12	155,46	224
2	60,81,82,83, 84,85,86,88	152,03	0,2	4,62	1,59	153,70	31,40	156,87	226
3	96,97,98,99	91,28	0,3	2,50	0,86	92,00	18,76	93,90	136
4	100,101,102,103	108,44	0,3	3,53	1,21	109,86	22,48	112,14	162
ТП - 4									
1	129,135,136,137, 138	90,81	0,2	1,65	0,57	90,70	18,38	92,54	134
2	66,67,68,69, 70,71	72,77	0,2	1,06	0,36	72,41	14,63	73,87	107
3	61,62,65,80	62,82	0,4	1,58	0,54	63,17	12,86	64,47	93
4	63,75,76,78	76,78	0,1	0,59	0,20	75,87	15,26	77,39	112
5	72,73,74,77, 79	81,86	0,2	1,34	0,46	81,61	16,51	83,27	120
6	64,130,131, 132,133,134, 142,154,155, 156	139,02	0,4	7,73	2,66	144,05	29,92	147,13	212
7	139,140,143,144, 153	129,03	0,3	4,99	1,72	131,52	27,02	134,26	194
8	141,145,146,147, 148,149, 150,151,152	137,10	0,3	5,64	1,94	140,07	28,82	143,01	206
ТП - 5									
1	105,106,118, 119,120,121, 122,123,124, 125,127,128	145,59	0,2	4,24	1,46	147,00	30,01	150,03	217
2	107,108,109, 110,111,112, 113,114,115, 116,117,126	182,22	0,3	9,96	3,42	188,65	39,16	192,67	278

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	184,185,186, 187,188,189, 190,191,192	144,15	0,5	10,39	3,57	151,74	31,84	155,05	224
4	157,161,162, 163,164,165, 172,173,174	85,80	0,2	1,47	0,51	85,60	17,33	87,34	126
5	158,159,160, 166,167,168, 169,170,171	85,80	0,2	1,47	0,51	85,60	17,33	87,34	126
6	175,176,177, 178,179,180, 181,182,183	85,80	0,2	1,47	0,51	85,60	17,33	87,34	126
ТП - 6									
1	193,194,205, 206,207,208, 209,210,211, 256,257,258, 259	247,60	0,4	24,52	8,43	267,32	56,99	273,32	395
2	195,196,197, 198,212,213, 214	61,44	0,3	1,13	0,39	61,38	12,44	62,63	90
3	199,200,201, 202,203	44,79	0,2	0,40	0,14	44,32	8,92	45,21	65
4	247,248,249, 250,251	172,35	0,3	8,91	3,06	177,91	36,86	181,69	262
5	252,253,254, 255	154,18	0,2	4,75	1,63	155,94	31,87	159,16	230
ТП - 7									
1	239,244,245, 246	51,28	0,3	0,79	0,27	51,07	10,33	52,11	75
2	236,237,238, 240,241,242, 243	88,70	0,1	0,79	0,27	87,76	17,67	89,52	129
3	222,230,231, 232,233,234, 235	95,31	0,1	0,91	0,31	94,36	19,00	96,26	139
4	223,224,225, 226, 227,228,229	88,70	0,2	1,57	0,54	88,55	17,94	90,35	130
5	218,219,220, 221	171,73	0,2	5,90	2,03	174,30	35,71	177,92	257
ТП - 8									
1	265,266,270, 280,281,282	156,57	0,2	4,90	1,69	158,43	32,39	161,71	233

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	264,267,268, 269,271,272, 273	183,91	0,3	10,15	3,49	190,49	39,56	194,55	281
3	274,275,276, 277,278	46,02	0,3	0,64	0,22	45,76	9,24	46,69	67
4	260,261,262, 263	119,79	0,1	1,43	0,49	115,01	38,56	121,31	175
5	320,321,322, 323,324,325, 326	73,33	0,2	1,08	0,37	72,99	14,75	74,46	107
6	285,287,289, 291,293,294, 296,298,300	121,17	0,3	4,40	1,51	123,22	25,28	125,79	182
7	283,284,286, 288,290,292, 295,297,299, 327	134,75	0,2	3,63	1,25	135,76	27,67	138,55	200
ТП - 9									
1	317,318,319, 328,332,333, 336,337,340	122,69	0,2	3,01	1,03	123,31	25,10	125,84	182
2	313,314,315, 316	54,67	0,2	0,60	0,21	54,21	10,93	55,30	80
3	301,302,303, 304,305,306, 307,308,309	121,17	0,2	2,94	1,01	121,75	24,77	124,25	179
4	310,311,312	41,38	0,2	0,34	0,12	40,91	8,23	41,73	60
5	342,343,344, 345,346,347, 348,349,350, 351	136,98	0,2	3,75	1,29	138,07	28,15	140,91	203

Продолжение таблицы 9

№ Линии	№ потребителей	Ip, А	Идд(ад), А	Фсеч, мм2
ТП - 2				
1	35,38,40,42	85	107	4x16
2	37,39,41,43	83	107	4x16
3	44,45,46,47,48,59	148	163	4x35
4	49,50,51,104,58	245	252	4x50
5	52,53,54,55,56,57	174	194	4x50
ТП - 3				
1	87,89,90,91,92,93,94,95	224	237	4x70
2	60,81,82,83,84,85,86,88	226	237	4x70

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5
3	96,97,98,99	136	137	4x25
4	100,101,102,103	162	163	4x35
ТП - 4				
1	129,135,136,137,138	134	137	4x25
2	66,67,68,69,70,71	107	107	4x16
3	61,62,65,80	93	107	4x16
4	63,75,76,78	112	137	4x25
5	72,73,74,77,79	120	137	4x25
6	64,130,131,132,133,134,142,154,155,156	212	237	4x70
7	139,140,143,144,153	194	194	4x50
8	141,145,146,147,148,149,150,151,152	206	237	4x70
ТП - 5				
1	105,106,118,119,120,121,122,123,124,125,127,128	217	237	4x70
2	107,108,109,110,111,112,113,114,115,116,117,126	278	285	4x95
3	184,185,186,187,188,189,190,191,192	224	237	4x70
4	157,161,162,163,164,165,172,173,174	126	137	4x25
5	158,159,160,166,167,168,169,170,171	126	137	4x25
6	175,176,177,178,179,180,181,182,183	126	137	4x25
ТП - 6				
1	193,194,205,206,207,208,209,210,211,256,257,258,259	395	412	4x185
2	195,196,197,198,212,213,214	90	107	4x16
3	199,200,201,202,203	65	83	4x10
4	247,248,249,250,251	262	285	4x95
5	252,253,254,255	230	237	4x70
ТП - 7				
1	239,244,245,246	75	83	4x10
2	236,237,238,240,241,242,243	129	137	4x25
3	222,230,231,232,233,234,235	139	163	4x35
4	223,224,225,226,227,228,229	130	137	4x25
5	218,219,220,221	257	285	4x95
ТП - 8				
1	265,266,270,280,281,282	233	237	4x70
2	264,267,268,269,271,272,273	281	285	4x95
3	274,275,276,277,278	67	83	4x10
4	260,261,262,263	175	194	4x50
5	320,321,322,323,324,325,326	107	137	4x25
6	285,287,289,291,293,294,296,298,300	182	194	4x50
7	283,284,286,288,290,292,295,297,299,327	200	237	4x70
ТП - 9				
1	317,318,319,328,332,333,336,337,340	182	194	4x50
2	313,314,315,316	80	83	4x10
3	301,302,303,304,305,306,307,308,309,	179	194	4x50
4	310,311,312	60	83	4x10
5	342,343,344,345,346,347,348,349,350,351	203	237	4x70

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы 10

№ Линии	№ ЭП	Ip, А	Lл, км	Fсеч, мм2	Rуд, Ом/км	Худ, Ом/км	cosφ	sinφ	ΔU _{итер} , %
ТП - 2									
1	35,38,40,42	85	0,10	4x16	1,98	0,0675	0,98	0,2	7,17
2	37,39,41,43	83	0,10	4x16	1,98	0,0675	0,98	0,2	7,03
3	44,45,46,47, 48,59	148	0,10	4x35	0,92	0,0637	0,98	0,2	5,87
4	49,50,51,104, 58	123	0,10	4x50	0,64	0,0625	0,98	0,2	3,40
5	52,53,54,55, 56,57	174	0,20	4x50	0,64	0,0625	0,98	0,2	9,64
ТП - 3									
1	87,89,90,91, 92,93,94,95	224	0,10	4x70	0,46	0,0612	0,98	0,2	4,50
2	60,81,82,83, 84,85,86,88	226	0,10	4x70	0,46	0,0612	0,98	0,2	4,54
3	96,97,98,99	136	0,15	4x25	1,28	0,0662	0,98	0,2	11,16
4	100,101,102, 103	162	0,15	4x35	0,92	0,0637	0,98	0,2	9,61
ТП - 4									
1	129,135,136, 137,138	134	0,10	4x25	1,28	0,0662	0,98	0,2	7,33
2	66,67,68,69, 70,71	107	0,10	4x16	1,98	0,0675	0,98	0,2	9,02
3	61,62,65,80	93	0,20	4x16	1,98	0,0675	0,98	0,2	15,75
4	63,75,76,78	112	0,05	4x25	1,28	0,0662	0,98	0,2	3,07
5	72,73,74,77, 79	120	0,10	4x25	1,28	0,0662	0,98	0,2	6,60

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	64,130,131, 132,133,134, 142,154,155, 156	212	0,20	4x70	0,46	0,0612	0,98	0,2	8,52
7	139,140,143, 144,153	194	0,15	4x50	0,64	0,0625	0,98	0,2	8,05
8	141,145,146, 147,148,149, 150,151,152	206	0,15	4x70	0,46	0,0612	0,98	0,2	6,21
ТП - 5									
1	105,106,118, 119,120,121, 122,123,124, 125,127,128	217	0,10	4x70	0,46	0,0612	0,98	0,2	4,34
2	107,108,109, 110,111,112, 113,114,115, 116,117,126	278	0,15	4x95	0,34	0,0602	0,98	0,2	6,24
3	184,185,186, 187,188,189, 190,191,192	224	0,25	4x70	0,46	0,0612	0,98	0,2	11,22
4	157,161,162, 163,164,165, 172,173,174	126	0,10	4x25	1,28	0,0662	0,98	0,2	6,92
5	158,159,160, 166,167,168, 169,170,171	126	0,10	4x25	1,28	0,0662	0,98	0,2	6,92

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	175,176,177, 178,179,180, 181,182,183	126	0,10	4x25	1,28	0,0662	0,98	0,2	6,92
ТП - 6									
1	193,194,205, 206,207,208, 209,210,211, 256,257,258, 259	395	0,20	4x185	0,17	0,0596	0,98	0,2	6,10
2	195,196,197, 198,212,213, 214	90	0,15	4x16	1,98	0,0675	0,98	0,2	11,47
3	199,200,201, 202,203	65	0,10	4x10	3,16	0,073	0,98	0,2	8,79
4	247,248,249, 250,251	262	0,15	4x95	0,34	0,0602	0,98	0,2	5,88
5	252,253,254, 255	230	0,10	4x70	0,46	0,0612	0,98	0,2	4,61
ТП - 7									
1	239,244,245, 246	75	0,15	4x10	3,16	0,073	0,98	0,2	15,20
2	236,237,238, 240,241,242, 243	129	0,05	4x25	1,28	0,0662	0,98	0,2	3,55
3	222,230,231, 232,233,234, 235	139	0,05	4x35	0,92	0,0637	0,98	0,2	2,75

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	223,224,225, 226, 227,228,229	130	0,10	4x25	1,28	0,0662	0,98	0,2	7,16
5	218,219,220, 221	257	0,10	4x95	0,34	0,0602	0,98	0,2	3,84
ТП - 8									
1	265,266,270, 280,281,282	233	0,10	4x70	0,46	0,0612	0,98	0,2	4,68
2	264,267,268, 269,271,272, 273	281	0,15	4x95	0,34	0,0602	0,98	0,2	6,30
3	274,275,276, 277,278	67	0,15	4x10	3,16	0,073	0,98	0,2	13,62
4	260,261,262, 263	175	0,05	4x50	0,64	0,0625	0,98	0,2	2,42
5	320,321,322, 323,324,325, 326	107	0,10	4x25	1,28	0,0662	0,98	0,2	5,90
6	285,287,289, 291,293,294, 296,298,300	182	0,15	4x50	0,64	0,0625	0,98	0,2	7,54
7	283,284,286, 288,290,292, 295,297,299, 327	200	0,10	4x70	0,46	0,0612	0,98	0,2	4,01

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП - 9									
1	317,318,319, 328,332,333, 336,337,340	182	0,10	4x50	0,64	0,0625	0,98	0,2	5,03
2	313,314,315, 316	80	0,10	4x10	3,16	0,073	0,98	0,2	10,75
3	301,302,303, 304,305,306, 307,308,309	179	0,10	4x50	0,64	0,0625	0,98	0,2	4,97
4	310,311,312	60	0,10	4x10	3,16	0,073	0,98	0,2	8,12
5	342,343,344, 345,346,347, 348,349,350, 351	203	0,10	4x70	0,46	0,0612	0,98	0,2	4,08

Продолжение таблицы 29

№ Линии	Ip, А	Ином, А	Марка
ТП - 2			
1	85	200	ВНК-35
2	83	200	ВНК-35
3	148	200	ВНК-35
4	245	315	ВНК-37
5	174	200	ВНК-35
ТП - 3			
1	224	315	ВНК-37
2	226	315	ВНК-37
3	136	200	ВНК-35
4	162	200	ВНК-35
ТП - 4			
1	134	200	ВНК-35
2	107	200	ВНК-35
3	93	200	ВНК-35
4	112	200	ВНК-35
5	120	200	ВНК-35

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы 29

1	2	3	4
6	212	315	ВНК-37
7	194	200	ВНК-35
8	206	315	ВНК-37
ТП - 5			
1	217	315	ВНК-37
2	278	315	ВНК-37
3	224	315	ВНК-37
4	126	200	ВНК-35
5	126	200	ВНК-35
6	126	200	ВНК-35
ТП - 6			
1	395	500	ВНК-39
2	90	200	ВНК-35
3	65	200	ВНК-35
4	262	315	ВНК-37
5	230	315	ВНК-37
ТП - 7			
1	75	200	ВНК-35
2	129	200	ВНК-35
3	139	200	ВНК-35
4	130	200	ВНК-35
5	257	315	ВНК-37
ТП - 8			
1	233	315	ВНК-37
2	281	315	ВНК-37
3	67	200	ВНК-35
4	175	200	ВНК-35
5	107	200	ВНК-35
6	182	200	ВНК-35
7	200	200	ВНК-35
ТП - 9			
1	182	200	ВНК-35
2	80	200	ВНК-35
3	179	200	ВНК-35
4	60	200	ВНК-35
5	203	315	ВНК-37

Приложение Б

Листинг расчётов в MS Excel

Расчёт Мощностей потребителей 0,4 кВ							
№	S, кв.м	Тип	Руд, кВт/м2	Рр, кВт	tgφ	Qp, кВАр	Sp, кВА
1	576	коттедж	0,10	57,60	0,20	11,52	58,74
2	392	коттедж	0,10	39,24	0,20	7,85	40,02
3	436	коттедж	0,10	43,56	0,20	8,71	44,42
4	414	коттедж	0,10	41,40	0,20	8,28	42,22
5	311	коттедж	0,10	31,14	0,20	6,23	31,76
6	319	коттедж	0,10	31,86	0,20	6,37	32,49
7	2	гараж	0,50	1,00	0,38	0,38	1,07
8	281	коттедж	0,10	28,08	0,20	5,62	28,64
9	176	коттедж	0,10	17,64	0,20	3,53	17,99
10	243	коттедж	0,10	24,30	0,20	4,86	24,78
11	3	гараж	0,50	1,50	0,38	0,57	1,60
12	122	коттедж	0,10	12,15	0,20	2,43	12,39
13	140	коттедж	0,10	14,04	0,20	2,81	14,32
14	301	коттедж	0,10	30,06	0,20	6,01	30,66
15	3	гараж	0,50	1,50	0,38	0,57	1,60
16	4	гараж	0,50	2,00	0,38	0,76	2,14
17	321	коттедж	0,10	32,13	0,20	6,43	32,77
18	385	коттедж	0,10	38,52	0,20	7,70	39,28
19	2	гараж	0,50	1,00	0,38	0,38	1,07
20	140	коттедж	0,10	14,04	0,20	2,81	14,32
21	120	коттедж	0,10	11,97	0,20	2,39	12,21
22	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
23	105	коттедж	0,10	10,53	0,20	2,11	10,74
24	149	коттедж	0,10	14,85	0,20	2,97	15,14
25	3	гараж	0,50	1,50	0,38	0,57	1,60
26	222	коттедж	0,10	22,23	0,20	4,45	22,67
27	299	коттедж	0,10	29,88	0,20	5,98	30,47
28	571	коттедж	0,10	57,06	0,20	11,41	58,19
29	253	коттедж	0,10	25,29	0,20	5,06	25,79
30	81	коттедж	0,10	8,10	0,20	1,62	8,26
31	3	гараж	0,50	1,50	0,38	0,57	1,60
32	135	коттедж	0,10	13,50	0,20	2,70	13,77
33	223	коттедж	0,10	22,32	0,20	4,46	22,76
34	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
35	175	коттедж	0,10	17,46	0,20	3,49	17,81
36	131	коттедж	0,10	13,05	0,20	2,61	13,31
37	204	коттедж	0,10	20,43	0,20	4,09	20,83
38	151	коттедж	0,10	15,12	0,20	3,02	15,42
39	122	коттедж	0,10	12,15	0,20	2,43	12,39
40	140	коттедж	0,10	14,04	0,20	2,81	14,32
41	122	коттедж	0,10	12,15	0,20	2,43	12,39
42	147	коттедж	0,10	14,67	0,20	2,93	14,96
43	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
44	230	коттедж	0,10	22,95	0,20	4,59	23,40

Продолжение приложения Б

45	4	гараж	0,50	2,00	0,38	0,76	2,14
46	202	коттедж	0,10	20,16	0,20	4,03	20,56
47	425	коттедж	0,10	42,48	0,20	8,50	43,32
48	6	гараж	0,50	3,00	0,38	1,14	3,21
49	350	школа	0,25	87,50	0,38	33,25	93,60
50	254	коттедж	0,10	25,38	0,20	5,08	25,88
51	189	коттедж	0,10	18,90	0,20	3,78	19,27
52	306	коттедж	0,10	30,60	0,20	6,12	31,21
53	198	коттедж	0,10	19,80	0,20	3,96	20,19
54	260	коттедж	0,10	26,01	0,20	5,20	26,53
55	164	коттедж	0,10	16,38	0,20	3,28	16,70
56	140	коттедж	0,10	14,04	0,20	2,81	14,32
57	151	коттедж	0,10	15,12	0,20	3,02	15,42
58	4	гараж	0,50	2,00	0,38	0,76	2,14
59	140	коттедж	0,10	14,04	0,20	2,81	14,32
60	140	коттедж	0,10	14,04	0,20	2,81	14,32
61	140	коттедж	0,10	14,04	0,20	2,81	14,32
62	140	коттедж	0,10	14,04	0,20	2,81	14,32
63	140	коттедж	0,10	14,04	0,20	2,81	14,32
64	140	коттедж	0,10	14,04	0,20	2,81	14,32
65	139	коттедж	0,10	13,86	0,20	2,77	14,13
66	158	коттедж	0,10	15,84	0,20	3,17	16,15
67	234	коттедж	0,10	23,40	0,20	4,68	23,86
68	94	коттедж	0,10	9,36	0,20	1,87	9,55
69	94	коттедж	0,10	9,36	0,20	1,87	9,55
70	94	коттедж	0,10	9,36	0,20	1,87	9,55
71	94	коттедж	0,10	9,36	0,20	1,87	9,55
72	176	коттедж	0,10	17,55	0,20	3,51	17,90
73	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
74	187	коттедж	0,10	18,72	0,20	3,74	19,09
75	202	коттедж	0,10	20,16	0,20	4,03	20,56
76	122	коттедж	0,10	12,15	0,20	2,43	12,39
77	150	коттедж	0,10	15,03	0,20	3,01	15,33
78	336	коттедж	0,10	33,57	0,20	6,71	34,23
79	211	коттедж	0,10	21,06	0,20	4,21	21,48
80	239	коттедж	0,10	23,85	0,20	4,77	24,32
81	239	коттедж	0,10	23,85	0,20	4,77	24,32
82	239	коттедж	0,10	23,85	0,20	4,77	24,32
83	239	коттедж	0,10	23,85	0,20	4,77	24,32
84	239	коттедж	0,10	23,85	0,20	4,77	24,32
85	189	коттедж	0,10	18,90	0,20	3,78	19,27
86	164	коттедж	0,10	16,38	0,20	3,28	16,70
87	327	коттедж	0,10	32,67	0,20	6,53	33,32
88	183	коттедж	0,10	18,27	0,20	3,65	18,63
89	183	коттедж	0,10	18,27	0,20	3,65	18,63
90	183	коттедж	0,10	18,27	0,20	3,65	18,63
91	183	коттедж	0,10	18,27	0,20	3,65	18,63

Продолжение приложения Б

92	183	коттедж	0,10	18,27	0,20	3,65	18,63
93	183	коттедж	0,10	18,27	0,20	3,65	18,63
94	183	коттедж	0,10	18,27	0,20	3,65	18,63
95	183	коттедж	0,10	18,27	0,20	3,65	18,63
96	207	коттедж	0,10	20,70	0,20	4,14	21,11
97	324	коттедж	0,10	32,40	0,20	6,48	33,04
98	275	коттедж	0,10	27,45	0,20	5,49	27,99
99	153	коттедж	0,10	15,30	0,20	3,06	15,60
100	541	коттедж	0,10	54,09	0,20	10,82	55,16
101	162	коттедж	0,10	16,20	0,20	3,24	16,52
102	248	коттедж	0,10	24,84	0,20	4,97	25,33
103	170	коттедж	0,10	17,01	0,20	3,40	17,35
104	203	коттедж	0,10	20,25	0,20	4,05	20,65
105	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
106	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
107	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
108	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
109	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
110	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
111	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
112	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
113	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
114	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
115	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
116	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
117	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
118	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
119	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
120	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
121	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
122	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
123	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
124	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
125	149	коттедж	0,10	14,94	0,20	2,99	15,24
126	308	коттедж	0,10	30,78	0,20	6,16	31,39
127	113	коттедж	0,10	11,25	0,20	2,25	11,47
128	113	коттедж	0,10	11,25	0,20	2,25	11,47
129	151	коттедж	0,10	15,12	0,20	3,02	15,42
130	151	коттедж	0,10	15,12	0,20	3,02	15,42
131	151	коттедж	0,10	15,12	0,20	3,02	15,42
132	151	коттедж	0,10	15,12	0,20	3,02	15,42
133	324	коттедж	0,10	32,40	0,20	6,48	33,04
134	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
135	144	коттедж	0,10	14,40	0,20	2,88	14,69
136	151	коттедж	0,10	15,12	0,20	3,02	15,42
137	243	коттедж	0,10	24,30	0,20	4,86	24,78
138	270	коттедж	0,10	27,00	0,20	5,40	27,53

Продолжение приложения Б

139	270	коттедж	0,10	27,00	0,20	5,40	27,53
140	270	коттедж	0,10	27,00	0,20	5,40	27,53
141	270	коттедж	0,10	27,00	0,20	5,40	27,53
142	108	коттедж	0,10	10,80	0,20	2,16	11,01
143	332	коттедж	0,10	33,21	0,20	6,64	33,87
144	216	коттедж	0,10	21,60	0,20	4,32	22,03
145	139	коттедж	0,10	13,86	0,20	2,77	14,13
146	248	коттедж	0,10	24,84	0,20	4,97	25,33
147	222	коттедж	0,10	22,23	0,20	4,45	22,67
148	86	коттедж	0,10	8,64	0,20	1,73	8,81
149	281	коттедж	0,10	28,08	0,20	5,62	28,64
150	63	коттедж	0,10	6,30	0,20	1,26	6,42
151	72	коттедж	0,10	7,20	0,20	1,44	7,34
152	81	коттедж	0,10	8,10	0,20	1,62	8,26
153	281	коттедж	0,10	28,08	0,20	5,62	28,64
154	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
155	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
156	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
157	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
158	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
159	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
160	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
161	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
162	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
163	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
164	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
165	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
166	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
167	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
168	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
169	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
170	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
171	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
172	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
173	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
174	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
175	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
176	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
177	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
178	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
179	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
180	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
181	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
182	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
183	103	коттедж	0,10	10,26	0,20	2,05	10,46
184	134	коттедж	0,10	13,41	0,20	2,68	13,68
185	100	коттедж	0,10	9,99	0,20	2,00	10,19

Продолжение приложения Б

186	100	коттедж	0,10	9,99	0,20	2,00	10,19
187	100	коттедж	0,10	9,99	0,20	2,00	10,19
188	100	коттедж	0,10	9,99	0,20	2,00	10,19
189	100	коттедж	0,10	9,99	0,20	2,00	10,19
190	681	коттедж	0,10	68,13	0,20	13,63	69,48
191	90	коттедж	0,10	9,00	0,20	1,80	9,18
192	90	коттедж	0,10	9,00	0,20	1,80	9,18
193	90	коттедж	0,10	9,00	0,20	1,80	9,18
194	90	коттедж	0,10	9,00	0,20	1,80	9,18
195	90	коттедж	0,10	9,00	0,20	1,80	9,18
196	90	коттедж	0,10	9,00	0,20	1,80	9,18
197	90	коттедж	0,10	9,00	0,20	1,80	9,18
198	90	коттедж	0,10	9,00	0,20	1,80	9,18
199	90	коттедж	0,10	9,00	0,20	1,80	9,18
200	90	коттедж	0,10	9,00	0,20	1,80	9,18
201	90	коттедж	0,10	9,00	0,20	1,80	9,18
202	90	коттедж	0,10	9,00	0,20	1,80	9,18
203	115	коттедж	0,10	11,52	0,20	2,30	11,75
204	115	коттедж	0,10	11,52	0,20	2,30	11,75
205	107	коттедж	0,10	10,71	0,20	2,14	10,92
206	113	коттедж	0,10	11,25	0,20	2,25	11,47
207	113	коттедж	0,10	11,25	0,20	2,25	11,47
208	113	коттедж	0,10	11,25	0,20	2,25	11,47
209	125	коттедж	0,10	12,51	0,20	2,50	12,76
210	125	коттедж	0,10	12,51	0,20	2,50	12,76
211	143	коттедж	0,10	14,31	0,20	2,86	14,59
212	120	коттедж	0,10	11,97	0,20	2,39	12,21
213	120	коттедж	0,10	11,97	0,20	2,39	12,21
214	57	коттедж	0,10	5,67	0,20	1,13	5,78
215	113	коттедж	0,10	11,25	0,20	2,25	11,47
216	113	коттедж	0,10	11,25	0,20	2,25	11,47
217	113	коттедж	0,10	11,25	0,20	2,25	11,47
218	162	коттедж	0,10	16,20	0,20	3,24	16,52
219	767	коттедж	0,10	76,68	0,20	15,34	78,20
220	778	коттедж	0,10	77,76	0,20	15,55	79,30
221	78	коттедж	0,10	7,83	0,20	1,57	7,99
222	201	коттедж	0,10	20,07	0,20	4,01	20,47
223	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86
224	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86
225	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86
226	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86
227	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86
228	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86
229	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86
230	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86
231	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86
232	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86

Продолжение приложения Б

233	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86
234	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86
235	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86
236	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86
237	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86
238	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86
239	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86
240	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86
241	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86
242	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86
243	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86
244	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86
245	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86
246	136	коттедж	0,10	13,59	0,20	2,72	13,86
247	198	коттедж	0,10	19,80	0,20	3,96	20,19
248	409	коттедж	0,10	40,86	0,20	8,17	41,67
249	409	коттедж	0,10	40,86	0,20	8,17	41,67
250	409	коттедж	0,10	40,86	0,20	8,17	41,67
251	409	коттедж	0,10	40,86	0,20	8,17	41,67
252	409	коттедж	0,10	40,86	0,20	8,17	41,67
253	409	коттедж	0,10	40,86	0,20	8,17	41,67
254	409	коттедж	0,10	40,86	0,20	8,17	41,67
255	409	коттедж	0,10	40,86	0,20	8,17	41,67
256	409	коттедж	0,10	40,86	0,20	8,17	41,67
257	409	коттедж	0,10	40,86	0,20	8,17	41,67
258	409	коттедж	0,10	40,86	0,20	8,17	41,67
259	409	коттедж	0,10	40,86	0,20	8,17	41,67
260	341	Мастерская	0,25	85,28	0,38	32,40	91,22
261	163	коттедж	0,10	16,29	0,20	3,26	16,61
262	304	коттедж	0,10	30,42	0,20	6,08	31,02
263	99	коттедж	0,10	9,90	0,20	1,98	10,10
264	409	коттедж	0,10	40,86	0,20	8,17	41,67
265	409	коттедж	0,10	40,86	0,20	8,17	41,67
266	409	коттедж	0,10	40,86	0,20	8,17	41,67
267	409	коттедж	0,10	40,86	0,20	8,17	41,67
268	409	коттедж	0,10	40,86	0,20	8,17	41,67
269	409	коттедж	0,10	40,86	0,20	8,17	41,67
270	409	коттедж	0,10	40,86	0,20	8,17	41,67
271	128	коттедж	0,10	12,78	0,20	2,56	13,03
272	98	коттедж	0,10	9,81	0,20	1,96	10,00
273	98	коттедж	0,10	9,81	0,20	1,96	10,00
274	98	коттедж	0,10	9,81	0,20	1,96	10,00
275	98	коттедж	0,10	9,81	0,20	1,96	10,00
276	98	коттедж	0,10	9,81	0,20	1,96	10,00
277	98	коттедж	0,10	9,81	0,20	1,96	10,00
278	98	коттедж	0,10	9,81	0,20	1,96	10,00
279	98	коттедж	0,10	9,81	0,20	1,96	10,00

Продолжение приложения Б

280	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
281	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
282	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
283	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
284	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
285	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
286	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
287	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
288	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
289	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
290	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
291	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
292	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
293	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
294	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
295	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
296	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
297	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
298	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
299	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
300	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
301	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
302	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
303	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
304	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
305	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
306	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
307	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
308	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
309	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
310	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
311	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
312	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
313	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
314	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
315	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
316	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
317	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
318	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
319	145	коттедж	0,10	14,49	0,20	2,90	14,78
320	65	коттедж	0,10	6,48	0,20	1,30	6,61
321	87	коттедж	0,10	8,73	0,20	1,75	8,90
322	142	коттедж	0,10	14,22	0,20	2,84	14,50
323	193	коттедж	0,10	19,26	0,20	3,85	19,64
324	60	коттедж	0,10	6,03	0,20	1,21	6,15
325	75	коттедж	0,10	7,47	0,20	1,49	7,62
326	156	коттедж	0,10	15,57	0,20	3,11	15,88

Продолжение приложения Б

327	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
328	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
329	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
330	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
331	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
332	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
333	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
334	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
335	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
336	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
337	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
338	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
339	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
340	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
341	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
342	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
343	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
344	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
345	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
346	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
347	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
348	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
349	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
350	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05
351	148	коттедж	0,10	14,76	0,20	2,95	15,05

Продолжение приложения Б

Расчёт токов линий 0,4 кВ и выбор кабелей																
№ Линии	№ потребителей	Ку	наиб л, кВт	Р _{рл} , кВт	Q _{тиб л} , кВт	Q _{рл} , кВт	ΔQ _л , кВт	Р _{прл} , кВт	Q _{прл} , кВт	С _{прл} , кВт	Ip, А	I _{д(ад)} , А	S _{сеч} , мм²			
ТП - 1																
1	1,2,3,4,5,6,15	0,9	57,6	227,43	11,52	45,73	231,98	0,1	5,38	1,85	232,81	47,58	237,62	343	364	4x150
2	7,8,9,10,11	0,9	28,08	68,08	5,62	14,02	69,50	0,2	0,97	0,33	69,04	14,35	70,52	102	107	4x16
3	12,13,14,15,16,17,18	0,9	38,52	121,21	7,70	24,81	123,72	0,3	4,59	1,58	125,80	26,39	128,54	186	194	4x50
4	19,20,21,22,23	0,9	14,94	48,73	2,99	9,91	49,72	0,2	0,49	0,17	49,22	10,08	50,24	73	83	4x10
5	24,25,26,27,28	0,9	57,06	105,31	11,41	21,30	107,44	0,3	3,46	1,19	108,77	22,50	111,07	160	163	4x35
6	29,30,31,32,33,34	0,9	25,29	79,61	5,06	16,17	81,24	0,3	1,98	0,68	81,59	16,85	83,31	120	137	4x25
ТП - 2																
1	35,38,40,42	0,9	17,46	56,91	3,49	11,38	58,03	0,2	0,67	0,23	57,58	11,61	58,74	85	107	4x16
2	37,39,41,43	0,9	20,43	55,75	4,09	11,15	56,85	0,2	0,65	0,22	56,39	11,37	57,53	83	107	4x16
3	44,45,46,47,48,59	0,9	42,48	98,42	8,50	20,49	100,53	0,2	2,02	0,69	100,44	21,19	102,65	148	163	4x35
4	49,50,51,104,58	0,5	87,5	120,77	33,25	40,08	127,24	0,2	3,24	1,11	124,00	41,20	130,67	245	252	4x50
5	52,53,54,55,56,57	0,9	30,6	112,82	6,12	22,56	115,05	0,4	5,29	1,82	118,11	24,38	120,60	174	194	4x50
6	49	1	-	87,50	-	33,25	93,60	0,1	0,88	0,30	88,38	33,55	94,53	136	137	4x25
ТП - 3																
1	87,89,90,91,92,93,94,95	0,9	32,67	147,77	6,53	29,55	150,70	0,2	4,54	1,56	152,31	31,12	155,46	224	237	4x70
2	60,81,82,83,84,85,86,88	0,9	23,85	149,08	4,77	29,82	152,03	0,2	4,62	1,59	153,70	31,40	156,87	226	237	4x70
3	96,97,98,99	0,9	32,4	89,51	6,48	17,90	91,28	0,3	2,50	0,86	92,00	18,76	93,90	136	137	4x25
4	100,101,102,103	0,9	54,09	106,34	10,82	21,27	108,44	0,3	3,53	1,21	109,86	22,48	112,14	162	163	4x35
ТП - 4																
1	129,135,136,137,138	0,9	27,00	89,05	5,40	17,81	90,81	0,2	1,65	0,57	90,70	18,38	92,54	134	137	4x25
2	66,67,68,69,70,71	0,9	23,4	71,35	4,68	14,27	72,77	0,2	1,06	0,36	72,41	14,63	73,87	107	107	4x16
3	61,62,65,80	0,9	23,85	61,60	4,77	12,32	62,82	0,4	1,58	0,54	63,17	12,86	64,47	93	107	4x16

Продолжение приложения Б

4	63,75,76,78	0,9	33,57	75,29	6,71	15,06	76,78	0,1	0,59	0,20	75,87	15,26	77,39	112	137	4x25
5	72,73,74,77,79	0,9	21,06	80,27	4,21	16,05	81,86	0,2	1,34	0,46	81,61	16,51	83,27	120	137	4x25
6	64,130,131,132,133,134,142,154,155,156	0,9	32,4	136,32	6,48	27,26	139,02	0,4	7,73	2,66	144,05	29,92	147,13	212	237	4x70
7	139,140,143,144,153	0,9	33,21	126,52	6,64	25,30	129,03	0,3	4,99	1,72	131,52	27,02	134,26	194	194	4x50
8	141,145,146,147,148,149,150,151,152	0,9	28,08	134,43	5,62	26,89	137,10	0,3	5,64	1,94	140,07	28,82	143,01	206	237	4x70
ТП - 5																
1	105,106,118,119,120,121,122,123,124,125,127,128	0,9	14,94	142,76	2,99	28,55	145,59	0,2	4,24	1,46	147,00	30,01	150,03	217	237	4x70
2	107,108,109,110,111,112,113,114,115,116,117,126	0,9	30,78	178,69	6,16	35,74	182,22	0,3	9,96	3,42	188,65	39,16	192,67	278	285	4x95
3	184,185,186,187,188,189,190,191,192	0,9	68,13	141,35	13,63	28,27	144,15	0,5	10,39	3,57	151,74	31,84	155,05	224	237	4x70
4	157,161,162,163,164,165,172,173,174	0,9	10,26	84,13	2,05	16,83	85,80	0,2	1,47	0,51	85,60	17,33	87,34	126	137	4x25
5	158,159,160,166,167,168,169,170,171	0,9	10,26	84,13	2,05	16,83	85,80	0,2	1,47	0,51	85,60	17,33	87,34	126	137	4x25
6	175,176,177,178,179,180,181,182,183	0,9	10,26	84,13	2,05	16,83	85,80	0,2	1,47	0,51	85,60	17,33	87,34	126	137	4x25

Продолжение приложения Б

ТII - 6																
1	193,194,205,206,207,208,209,210,211,256,257,258,259	0,9	40,86	242,79	8,17	48,56	247,60	0,4	24,52	8,43	267,32	56,99	273,32	395	412	4x185
2	195,196,197,198,212,213,214	0,9	11,97	60,25	2,39	12,05	61,44	0,3	1,13	0,39	61,38	12,44	62,63	90	107	4x16
3	199,200,201,202,203	0,9	11,52	43,92	2,30	8,78	44,79	0,2	0,40	0,14	44,32	8,92	45,21	65	83	4x10
4	247,248,249,250,251	0,9	40,86	169,00	8,17	33,80	172,35	0,3	8,91	3,06	177,91	36,86	181,69	262	285	4x95
5	252,253,254,255	0,9	40,86	151,18	8,17	30,24	154,18	0,2	4,75	1,63	155,94	31,87	159,16	230	237	4x70
ТII - 7																
1	239,244,245,246	0,9	13,59	50,28	2,72	10,06	51,28	0,3	0,79	0,27	51,07	10,33	52,11	75	83	4x10
2	236,237,238,240,241,242,243	0,9	13,59	86,98	2,72	17,40	88,70	0,1	0,79	0,27	87,76	17,67	89,52	129	137	4x25
3	222,230,231,232,233,234,235	0,9	20,07	93,46	4,01	18,69	95,31	0,1	0,91	0,31	94,36	19,00	96,26	139	163	4x35
4	223,224,225,226,227,228,229	0,9	13,59	86,98	2,72	17,40	88,70	0,2	1,57	0,54	88,55	17,94	90,35	130	137	4x25
5	218,219,220,221	0,9	77,76	168,40	15,55	33,68	171,73	0,2	5,90	2,03	174,30	35,71	177,92	257	285	4x95
ТII - 8																
1	265,266,270,280,281,282	0,9	40,86	153,53	8,17	30,71	156,57	0,2	4,90	1,69	158,43	32,39	161,71	233	237	4x70
2	264,267,268,269,271,272,273	0,9	40,86	180,34	8,17	36,07	183,91	0,3	10,15	3,49	190,49	39,56	194,55	281	285	4x95
3	274,275,276,277,278	0,9	9,81	45,13	1,96	9,03	46,02	0,3	0,64	0,22	45,76	9,24	46,69	67	83	4x10
4	260,261,262,263	0,5	85,28	113,58	32,40	38,07	119,79	0,1	1,43	0,49	115,01	38,56	121,31	175	194	4x50
5	320,321,322,323,324,325,326	0,9	19,26	71,91	3,85	14,38	73,33	0,2	1,08	0,37	72,99	14,75	74,46	107	137	4x25
6	285,287,289,291,293,294,296,298,300	0,9	14,49	118,82	2,90	23,76	121,17	0,3	4,40	1,51	123,22	25,28	125,79	182	194	4x50

Продолжение приложения Б

7	283,284,286,288,290,292,295,297,299,327	0,9	14,76	132,13	2,95	26,43	134,75	0,2	3,63	1,25	135,76	27,67	138,55	200	237	4x70
ТП - 9																
1	317,318,319,328,332,333,336,337,340	0,9	14,76	120,30	2,95	24,06	122,69	0,2	3,01	1,03	123,31	25,10	125,84	182	194	4x50
2	313,314,315,316	0,9	14,49	53,61	2,90	10,72	54,67	0,2	0,60	0,21	54,21	10,93	55,30	80	83	4x10
3	301,302,303,304,305,306,307,308,309,	0,9	14,49	118,82	2,90	23,76	121,17	0,2	2,94	1,01	121,75	24,77	124,25	179	194	4x50
4	310,311,312	0,9	14,49	40,57	2,90	8,11	41,38	0,2	0,34	0,12	40,91	8,23	41,73	60	83	4x10
5	342,343,344,345,346,347,348,349,350,351	0,9	14,76	134,32	2,95	26,86	136,98	0,2	3,75	1,29	138,07	28,15	140,91	203	237	4x70
				4x10	4x16	4x25	4x35	4x50	4x70	4x95	4x120	4x150	4x185	4x240		
	ДД			83	107	137	163	194	237	285	324	364	412	477		
	АД			108	139	178	212	252	308	371	421	473	536	620		

Продолжение приложения Б

Расчёт падений напряжений в кабелях 0,4 кВ													
№ Линии	№ потреб	Ip, А	Lл, км	Fсеч, мм2	Rуд, Ом/км	Xуд, Ом/км	cosφ	sinφ	ΔU1интер, %	Fсеч, мм2	Rуд, Ом/км	Xуд, Ом/км	ΔU2интер, %
ТП - 1													
1	1,2,3,4,5, 6,15	343	0,05	4x150	0,21	0,0596	0,98	0,2	1,62				
2	7,8,9,10, 11	102	0,10	4x16	1,98	0,0675	0,98	0,2	8,61	4x25	1,280	0,0662	5,59
3	12,13,14, 15,16,17, 18	186	0,15	4x50	0,64	0,0625	0,98	0,2	7,71	4x70	0,460	0,0612	5,58
4	19,20,21, 22,23	73	0,10	4x10	3,16	0,073	0,98	0,2	9,77	4x16	1,980	0,0675	6,14
5	24,25,26, 27,28	160	0,15	4x35	0,92	0,0637	0,98	0,2	9,52	4x50	0,640	0,0625	6,66
6	29,30,31, 32,33,34	120	0,15	4x25	1,28	0,0662	0,98	0,2	9,90	4x35	0,920	0,0637	7,14
ТП - 2													
1	35,38,40, 42	85	0,10	4x16	1,98	0,0675	0,98	0,2	7,17	4x25	1,280	0,0662	4,65
2	37,39,41, 43	83	0,10	4x16	1,98	0,0675	0,98	0,2	7,03	4x25	1,280	0,0662	4,56
3	44,45,46, 47,48,59	148	0,10	4x35	0,92	0,0637	0,98	0,2	5,87				
4	49,50,51, 104,58	123	0,10	4x50	0,64	0,0625	0,98	0,2	3,40				
5	52,53,54, 55,56,57	174	0,20	4x50	0,64	0,0625	0,98	0,2	9,64	4x70	0,460	0,0612	6,98
6	49	136	0,05	4x25	1,28	0,0662	0,98	0,2	3,74				

Продолжение приложения Б

87,89,90, 91,92,93, 1 94,95	224	0,10	4x70	0,46	0,0612	0,98	0,2	4,50					
60,81,82, 83,84,85, 2 86,88	226	0,10	4x70	0,46	0,0612	0,98	0,2	4,54					
96,97,98, 3 99	136	0,15	4x25	1,28	0,0662	0,98	0,2	11,16	4x50	0,640	0,0625	5,63	
100,101, 4 102,103	162	0,15	4x35	0,92	0,0637	0,98	0,2	9,61	4x50	0,640	0,0625	6,73	
ТП - 4													
129,135, 136,137, 1 138	134	0,10	4x25	1,28	0,0662	0,98	0,2	7,33	4x35	0,920	0,0637	5,29	
66,67,68, 69,70,71 2	107	0,10	4x16	1,98	0,0675	0,98	0,2	9,02	4x25	1,280	0,0662	5,85	
61,62,65, 3 80	93	0,20	4x16	1,98	0,0675	0,98	0,2	15,75	4x35	0,920	0,0637	7,37	
63,75,76, 4 78	112	0,05	4x25	1,28	0,0662	0,98	0,2	3,07					
72,73,74, 5 77,79	120	0,10	4x25	1,28	0,0662	0,98	0,2	6,60					
64,130,1 31,132,1 33,134,1 42,154,1 6 55,156	212	0,20	4x70	0,46	0,0612	0,98	0,2	8,52	4x95	0,340	0,0602	6,35	
139,140, 143,144, 7 153	194	0,15	4x50	0,64	0,0625	0,98	0,2	8,05	4x70	0,460	0,0612	5,83	
Э - III													

Продолжение приложения Б

8	141,145, 146,147, 148,149, 150,151, 152	206	0,15	4x70	0,46	0,0612	0,98	0,2	6,21								
ТП - 5																	
1	105,106, 118,119, 120,121, 122,123, 124,125, 127,128	217	0,10	4x70	0,46	0,0612	0,98	0,2	4,34								
2	107,108, 109,110, 111,112, 113,114, 115,116, 117,126	278	0,15	4x95	0,34	0,0602	0,98	0,2	6,24	4x120	0,270	0,0602	5,00				
3	184,185, 186,187, 188,189, 190,191, 192	224	0,25	4x70	0,46	0,0612	0,98	0,2	11,22	4x120	0,270	0,0602	6,70				
4	157,161, 162,163, 164,165, 172,173, 174	126	0,10	4x25	1,28	0,0662	0,98	0,2	6,92								
5	158,159, 160,166, 167,168, 169,170, 171	126	0,10	4x25	1,28	0,0662	0,98	0,2	6,92								

Продолжение приложения Б

6	175,176, 177,178, 179,180, 181,182, 183	126	0,10	4x25	1,28	0,0662	0,98	0,2	6,92								
ТП - 6																	
1	193,194, 205,206, 207,208, 209,210, 211,256, 257,258,	395	0,20	4x185	0,17	0,0596	0,98	0,2	6,10								
2	195,196, 197,198, 212,213, 214	90	0,15	4x16	1,98	0,0675	0,98	0,2	11,47	4x25	1,280	0,0662				7,44	
3	199,200, 201,202, 203	65	0,10	4x10	3,16	0,073	0,98	0,2	8,79	4x16	1,980	0,0675				5,52	
4	247,248, 249,250, 251	262	0,15	4x95	0,34	0,0602	0,98	0,2	5,88								
5	252,253, 254,255	230	0,10	4x70	0,46	0,0612	0,98	0,2	4,61								
ТП - 7																	
1	239,244, 245,246	75	0,15	4x10	3,16	0,073	0,98	0,2	15,20	4x25	1,280	0,0662				6,19	
2	236,237, 238,240, 241,242, 243	129	0,05	4x25	1,28	0,0662	0,98	0,2	3,55								

Продолжение приложения Б

222,230, 231,232, 233,234, 3 235	139	0,05 4x35	0,92	0,0637	0,98	0,2	2,75						
223,224, 225,226, 227,228, 4 229	130	0,10 4x25	1,28	0,0662	0,98	0,2	7,16 4x35	0,920	0,0637	5,16			
218,219, 5 220,221	257	0,10 4x95	0,34	0,0602	0,98	0,2	3,84						
ТП - 8													
265,266, 270,280, 1 281,282	233	0,10 4x70	0,46	0,0612	0,98	0,2	4,68						
264,267, 268,269, 271,272, 2 273	281	0,15 4x95	0,34	0,0602	0,98	0,2	6,30						
274,275, 276,277, 3 278	67	0,15 4x10	3,16	0,073	0,98	0,2	13,62 4x25	1,280	0,0662	5,55			
260,261, 4 262,263	175	0,05 4x50	0,64	0,0625	0,98	0,2	2,42						
320,321, 322,323, 324,325, 5 326	107	0,10 4x25	1,28	0,0662	0,98	0,2	5,90						
285,287, 289,291, 293,294, 296,298, 6 300	182	0,15 4x50	0,64	0,0625	0,98	0,2	7,54 4x70	0,460	0,0612	5,46			

Продолжение приложения Б

283,284, 286,288, 290,292, 295,297, 7 299,327	200	0,10	4x70	0,46	0,0612	0,98	0,2	4,01									
ТП - 9																	
317,318, 319,328, 332,333, 336,337, 1 340	182	0,10	4x50	0,64	0,0625	0,98	0,2	5,03									
313,314, 2 315,316	80	0,10	4x10	3,16	0,073	0,98	0,2	10,75	4x16	1,980	0,0675	6,75					
301,302, 303,304, 305,306, 307,308, 3 309,	179	0,10	4x50	0,64	0,0625	0,98	0,2	4,97									
310,311, 4 312	60	0,10	4x10	3,16	0,073	0,98	0,2	8,12	4x16	1,980	0,0675	5,10					
342,343, 344,345, 346,347, 348,349, 5 350,351	203	0,10	4x70	0,46	0,0612	0,98	0,2	4,08									
	4x10	4x16	4x25	4x35	4x50	4x70	4x95	4x120	4x150	4x185	4x240						
ДД	83,0	107,00	137,0	163,0	194,0	237,0	285,0	324,0	364,0	412,0	337,0						
АД	107,9	139,10	178,1	211,9	252,2	308,1	370,5	421,2	473,2	535,6	381,0						
РуД, Ом	3,160	1,98	1,280	0,920	0,640	0,460	0,340	0,270	0,210	0,170	0,132						
Худ, Ом	0,07300	0,07	0,06620	0,06370	0,06250	0,06120	0,06020	0,06020	0,05960	0,05960	0,05870						
Ик1с	0,70	1,13	1,81	2,50	3,38	4,95	6,86	8,66	10,64	13,37	17,54						

Продолжение приложения Б

Выбор мощности ТП и КРМ										
№ ТП	ТП-1	ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5	ТП-6	ТП-7	ТП-8	ТП-9	Итого
Росв	12,00	7,00	8,00	20,00	21,00	13,00	11,00	17,00	13,00	
Рзд	650,37	444,65	492,69	774,83	715,19	667,14	486,09	815,44	467,62	
Рнн	662,37	451,65	500,69	794,83	736,19	680,14	497,09	832,44	480,62	5636,02
Qнн	131,94	105,67	98,54	154,97	143,04	133,43	97,22	178,44	93,52	
Стп	675,38	463,84	510,29	809,79	749,96	693,11	506,51	851,35	489,64	
Spт	750,42	289,90	566,99	899,77	833,29	770,12	562,79	945,94	544,04	
St	1000	400	630	1000	1000	1000	630	1000	630	
Kз	0,68	0,58	0,81	0,81	0,75	0,69	0,80	0,85	0,78	
Kзпа	-	1,16	-	-	-	-	-	-	-	
tgф	0,20	0,23	0,20	0,19	0,19	0,20	0,20	0,21	0,19	
Qтрку	-99,89205	-52,4072	-76,7031	-123,224	-114,629	-104,621	-76,7635	-112,916	-74,6933	
Px	1,19	0,71	0,82	1,19	1,19	1,19	0,82	1,19	0,82	
Pк	9,65	4,76	6,58	9,65	9,65	9,65	6,58	9,65	6,58	
Iх	0,50	0,80	0,60	0,50	0,50	0,50	0,60	0,50	0,60	
Uк	5,50	4,50	5,00	5,50	5,50	5,50	5,00	5,50	5,00	
ΔPт	7,71	3,46	6,15	9,00	8,43	7,88	6,11	9,41	5,93	64,08
ΔQх	5	3,2	3,78	5	5	5	3,78	5	3,78	
ΔQк	37,15	10,44	25,51	44,54	41,25	38,12	25,33	46,82	24,48	
ΔQт	42,15	13,64	29,29	49,54	46,25	43,12	29,11	51,82	28,26	
Pвн	670,07	458,57	506,84	803,83	744,62	688,02	503,20	841,84	486,56	5703,56
Qвн	174,08	132,94	127,83	204,50	189,29	176,55	126,32	230,26	121,79	1483,57
СвнТП	692,32	477,45	522,71	829,44	768,30	710,31	518,81	872,76	501,57	

	ТП-1	ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5	ТП-6	ТП-7	ТП-8	ТП-9
Px	1,19	0,71	0,82	1,19	1,19	1,19	0,82	1,19	0,82
Pк	9,65	4,76	6,58	9,65	9,65	9,65	6,58	9,65	6,58
Iх	0,50	0,80	0,60	0,50	0,50	0,50	0,60	0,50	0,60
Uк	5,50	4,50	5,00	5,50	5,50	5,50	5,00	5,50	5,00
ΔPт	7,71	3,46	6,15	9,00	8,43	7,88	6,11	9,41	5,93
ΔQт	42,15	13,64	29,29	49,54	46,25	43,12	29,11	51,82	28,26
СвнТП	692,32	477,45	522,71	829,44	768,30	710,31	518,81	872,76	501,57

Расчёт распределительной сети 10 кВ									
Нормальный Режим			вселеварийный режи						
Ртп2-1	2561,33	РтпΣ	4562,84	cosφ					0,97
Qтп2-1	678,687	QтпΣ	1186,85	sinφ					0,25
Стп2-1	2649,72	СтпΣ	4714,68						
Ip нр	153	Ip па	272						
	3x50		3x95						
	154		231						

Расчёт питающей сети 10 кВ										
	Ip, А	Фсеч, мм2	Iдд	ΔР	ΔQ	Рпр	Qпр	Qку	ΔUn	ΔUпа
Ip па	347	3x150	297	117,14	169,10	4679,99	1355,95	-516,04	2,11	4,22
Ip нр	174	3x70	191							

АПВП	3x50	3x70	3x95	3x120	3x150	3x185			
ДД	156	193	233	265	300	338			
АД	203	251	303	345	390	439			
Руд	0,387	0,268	0,193	0,153	0,124	0,0991			
Худ	0,204	0,196	0,189	0,184	0,179	0,175			

Потери мощности на распределительных линиях 10 кВ									
	ТП-1	ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5	ТП-6	ТП-7	ТП-8	ТП-9
L, км	0,2	0	0,2	0,6	0,8	0,9	1,2	1,1	1,3
P _p кл, кВт	2743,1	0,0	2501,9	1995,1	2073,0	1191,2	503,2	1328,4	486,6
Q _p кл, кВт	715,4	0,0	635,2	507,4	541,3	302,9	126,3	352,0	121,8
R, Ом/км	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193
$\Delta W_{\text{кл}}$, кВт·ч	77551	0	64297	40894	44298	14579	2597	18225	2428
Итого	264868								

	ТП-1	ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5	ТП-6	ТП-7	ТП-8	ТП-9
L, км	0,2	0	0,2	0,6	0,8	0,9	1,2	1,1	1,3
I _p , А	164	0	149	119	124	71	30	79	29
$\Delta U_{\text{рн}}$, %	0,13	0,00	0,12	0,31	0,43	0,40	0,44	0,53	0,55
U _{тп н}	10,26	10,28	10,27	10,25	10,23	10,24	10,23	10,22	10,22
U _{тп па}	10,04	10,06	10,04	10,03	10,01	10,02	10,01	10,00	10,00
K _т	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
U _{тп н нн}	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
U _{тп па нн}	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
U _{тп н нб}	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
U _{тп па нб}	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,38	0,37	0,37
U _{тп н нб}	381	382	383	380	381	379	384	383	381
U _{тп па нб}	373	374	375	371	373	371	376	375	373

Продолжение приложения Б

[illegible]

Продолжение приложения Б

X(1), мОм	81,78376	338,6	328,9238	338,08	214,4637604	322,2	298,6237604	547,36	226,4837604	278,08	246,5437604	340,8	177,6637604	421,2	199,5437604	421,2	214,4637604	338,6
Z(1), мОм	202,692	1702,315	848,743	1428,872	652,247	1164,463	999,512	2000,633	678,760	1228,195	706,663	2167,263	524,205	2952,498	639,585	2952,498	652,247	1702,315
Im(3), кА	7,264	0,583	1,571	0,990	2,184	1,196	1,573	0,626	2,508	0,990	2,819	0,365	2,794	0,244	2,231	0,244	2,184	0,583
Ta(3)	0,0017	0,0001	0,0007	0,0002	0,0008	0,0003	0,0007	0,0002	0,0010	0,0002	0,0014	0,0001	0,0011	0,0001	0,0007	0,0001	0,0008	0,0001
Is(3)	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Im(3), кА	10,30	0,82	2,22	1,27	3,69	1,69	2,22	0,89	3,55	1,27	3,99	0,52	3,95	0,34	3,23	0,34	3,09	0,82
Im(1), кА	3,418	0,407	0,815	0,485	1,062	0,595	0,693	0,346	1,021	0,564	0,980	0,320	1,322	0,235	1,083	0,235	1,062	0,407
Ta(1)	0,0014	0,0006	0,0013	0,0008	0,0011	0,0009	0,0010	0,0009	0,0011	0,0007	0,0012	0,0005	0,0011	0,0005	0,0010	0,0005	0,0011	0,0006
Is(1)	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Im(1), кА	4,84	0,58	1,15	0,69	1,50	0,84	0,98	0,49	1,44	0,80	1,39	0,45	1,37	0,33	1,23	0,33	1,20	0,58
r1→2, мОм/м	4x16	4x25	4x35	4x50	4x70	4x95	4x120	4x150										
x1→2, мОм/м	2,4	1,54	1,1	0,68	0,769	0,549	0,405	0,32	0,066	0,065	0,064	0,063	0,064	0,064	0,064	0,064	0,063	
r0, мОм/м	0,072	0,072	0,072	0,072	0,066	0,065	0,064	0,063	2,449	2,039	1,665	1,54	1,665	1,665	1,665	1,665	1,665	1,276
x0, мОм/м	4,38	3,42	2,97	2,41	0,949	0,741	0,559	0,545										0,43
	1,558	1,258	1,241	1,241	0,949	0,741	0,559	0,545										

Проверка КЛ 10 кВ на термическую стойкость			
Фидер	$I^{(3)}_{\text{по}}, \text{кА}$	$F_{\text{терм.}}$	$F_{\text{кл.факт}}$
ТП-1	5,40	22	95
ТП-2	5,50	23	95
ТП-3	5,40	22	95
ТП-4	5,22	22	95
ТП-5	5,13	21	95
ТП-6	5,09	21	95
ТП-7	4,96	21	95
ТП-8	5,00	21	95
ТП-9	4,92	20	95

Проверка КЛ 10 кВ по потере напряжения							
Включаемые Т	$I_p, \text{А}$	$L, \text{км}$	$\cos \varphi, \text{мм}^2$	$\sin \varphi$	$R_{\text{уд}}, \text{Ом/км}$	$X_{\text{уд}}, \text{Ом/км}$	$\Delta U_{\text{КЛ}}, \%$
ТП 2,1,5,8,9	153	1,1	0,97	0,2	0,193	0,189	0,66
ТП 3,4,6,7	119	1,4	0,97	0,2	0,193	0,189	0,65
ТП 2,1,5,8,9, 7,6,4,3	272	3,2	0,97	0,2	0,193	0,189	3,39

Продолжение приложения Б

Проверка выключателей нагрузки					
Фидер	$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	$i_{\text{уд к1}}$, кА	Вк, кА2с	Вк ном, к	$I_{\text{дин}}$, кА
ТП-1	5,40	9,09	4,23	400	51
ТП-2	5,50	9,39	4,39	400	51
ТП-3	5,40	9,09	4,23	400	51
ТП-4	5,22	8,57	3,95	400	51
ТП-5	5,13	8,34	3,82	400	51
ТП-6	5,09	8,23	3,75	400	51
ТП-7	4,96	7,93	3,57	400	51

ТП-8	5,00	8,02	3,63	400	51
ТП-9	4,92	7,83	3,52	400	51

Выбор выключателей нагрузки 10 кВ			
№ ТП	S_T , кВА	$I_{\text{РАСЧ}}$, А	$I_{\text{пред}}$
ТП-1	1000	58	80
ТП-2	400	46	50
ТП-3	630	36	40
ТП-4	1000	58	80
ТП-5	1000	58	80
ТП-6	1000	58	80
ТП-7	630	36	40
ТП-8	1000	58	80
ТП-9	630	36	40

Выбор автоматов 0,4 кВ										
	ТП-1	ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5	ТП-6	ТП-7	ТП-8	ТП-9	
S, кВА	675,379	463,84478	510,291	809,794	749,961	693,107	506,507	851,346	489,637	
I _{AB} , А	975	670	737	1169	1082	1000	731	1229	707	
I _{расц} , А	1000	1000	1000	1600	1600	1600	1000	1600	1000	
Марка АВ	ВА53-41	ВА53-41	ВА53-41	ВА53-43	ВА53-43	ВА53-43	ВА53-41	ВА53-43	ВА53-41	
I _p /I _{расц}	1	0,7	0,8	0,5	0,7	0,5	0,56	0,36	0,8	
I _p	1000	700	800	800	1120	800	560	576	800	
I _{по(1)} , А	407	485	595	346	564	320	235	235	407	
I _{уст расц} , А	400	280	320	320	448	320	224	230	320	
i _{уд(3)к2} , А	31,12	14,58	20,52	31,12	31,12	31,12	20,52	31,12	20,52	

Выбор выключателей нагрузки 0,4 кВ										
№ Линии	I _p , А	Ином руб, А	Марка	I _{вст} , А	Марка	Гсеч, мм ²	I _{дд} *3, А	I _{вст} *3, А	I _{по(3)} , кА	I _{по(1)} , кА
ТП - 1										
1	343	500	ВНК-39	355	ПН-400	4x150	1092	1065	7,2644	0,40699
2	102	200	ВНК-35	125	ПН-250	4x25	411	375	7,2644	0,40699
3	186	200	ВНК-35	200	ПН-250	4x70	711	600	7,2644	0,40699
4	73	200	ВНК-35	80	ПН-100	4x16	321	240	7,2644	0,40699
5	160	200	ВНК-35	200	ПН-250	4x50	582	600	7,2644	0,40699
6	120	200	ВНК-35	125	ПН-250	4x35	489	375	7,2644	0,40699

ТП - 2									
1	85	200	ВНК-35	100	ПН-250	4x25	411	300	1,57073 0,48487 100
2	83	200	ВНК-35	100	ПН-250	4x25	411	300	1,57073 0,48487 100
3	148	200	ВНК-35	160	ПН-250	4x35	489	480	1,57073 0,48487 100
4	245	315	ВНК-37	250	ПН-400	4x50	582	750	1,57073 0,48487 40
5	174	200	ВНК-35	200	ПН-250	4x70	711	600	1,57073 0,48487 100
ТП - 3									
1	224	315	ВНК-37	250	ПН-400	4x70	711	750	2,18416 0,59497 40
2	226	315	ВНК-37	250	ПН-400	4x70	711	750	2,18416 0,59497 40
3	136	200	ВНК-35	160	ПН-250	4x50	582	480	2,18416 0,59497 100
4	162	200	ВНК-35	200	ПН-250	4x50	582	600	2,18416 0,59497 100
ТП - 4									
1	134	200	ВНК-35	160	ПН-250	4x35	489	480	1,5733 0,3463 100
2	107	200	ВНК-35	125	ПН-250	4x25	411	375	1,5733 0,3463 100
3	93	200	ВНК-35	100	ПН-250	4x35	489	300	1,5733 0,3463 100
4	112	200	ВНК-35	125	ПН-250	4x25	411	375	1,5733 0,3463 100
5	120	200	ВНК-35	125	ПН-250	4x25	411	375	1,5733 0,3463 100
6	212	315	ВНК-37	250	ПН-400	4x95	855	750	1,5733 0,3463 40
7	194	200	ВНК-35	200	ПН-250	4x70	711	600	1,5733 0,3463 100
8	206	315	ВНК-37	250	ПН-400	4x70	711	750	1,5733 0,3463 40
ТП - 5									
1	217	315	ВНК-37	250	ПН-400	4x70	711	750	2,50787 0,5641 40
2	278	315	ВНК-37	315	ПН-400	4x120	972	945	2,50787 0,5641 40
3	224	315	ВНК-37	250	ПН-400	4x120	972	750	2,50787 0,5641 40
4	126	200	ВНК-35	160	ПН-250	4x25	411	480	2,50787 0,5641 100
5	126	200	ВНК-35	160	ПН-250	4x25	411	480	2,50787 0,5641 100
6	126	200	ВНК-35	160	ПН-250	4x25	411	480	2,50787 0,5641 100

Продолжение приложения Б

	ПН-100	ПН-100	ПН-250	ПН-250	ПН-250	ПН-250	ПН-400	ПН-400	ПН-400	ПН-600	ПН-600
I _{ном} , А	63	80	100	125	160	200	250	315	355	400	500
I _{отк} , кА	100	100	100	100	100	100	40	40	40	25	25

	ВНК-35	ВНК-37	ВНК-39	ВНК-41
I _{те} , А	200	315	500	800

Выбор выключателей ПС 10 кВ

Вк	$i_{a.ном}$	проверка Л	Проверка П
3,93	11,31	19,09	39,598

Расчёт устройств РЗА

МТЗ		МТО	
I _{сз} , А	284	I _{сз} , А	6,05
K _т	120	K _т	120
I _{сп} , А	2,4	K _ч	0,8
K _ч	15,0	I _{сп}	50,4

Продолжение приложения Б

Расчёт технико-экономических показателей проекта			
Расчёт потерь			
ΔP_{10} п, кВт	117,14	ΔW_{10} п, кВт ч	585712
ΔP_{10} р, кВт	52,97	ΔW_{10} р, кВт ч	264868
$\Delta P_{0,4}$, кВт	184,08	$\Delta W_{0,4}$, кВт ч	920400
$\Delta P_{тр}$, кВт	64,08	$\Delta W_{тр}$, кВт ч	320394
		$\Delta W_{сумм}$, кВт ч	2091375
		$\Delta W_{сумм}$, МВт ч	2091

Фсеч	Lсумм	Цена, руб/км	Стоимость, тыс руб
4x16	0,8	183700	146,96
4x25	2,9	266290	772,24
4x35	1,4	320640	448,90
4x50	1,6	443270	709,23
4x70	3	534800	1604,40
4x95	1,2	809000	970,80
4x120	0,8	851000	680,80
4x150	0,1	1030000	103,00
4x185	0,4	1192000	476,80
3x150	17	1926000	32742,00
3x95	2,4	1817000	4360,80
Итого, тыс руб			43015,93

Марка	n	Цена, руб	Стоимость, тыс руб
КТП 1x1000	5	1100000	5500
КТП 1x630	4	800000	3200
КТП 2x400	1	900000	900
		Итого, тыс руб	9600

Тип оборудования	Количество, шт.	Стоимость, руб/шт	Всего, тыс. руб.
Комплекты РЗиА	2	1500000	3 000
Ячейка линейная с выключателем ВВ/TEL-10-20/630	3	2450000	7 350
Итого, тыс руб			10 350

Продолжение приложения Б

Клэп, тыс руб	43015,93
Кпс, тыс руб	19 950
КΣ, тыс руб	86157
КΣ, млн руб	86,157
Тээ, руб/МВтч	394,57
ИΔWсумм, руб	825194
ИΔWсумм, млн	0,825
Иам	0,319
Исумм	1,144
ПОТР, кВт	5636,02
Т, руб/кВтч	3,92
ПР, млн руб	110,466
Н, млн руб	21,864
Пч	87,458
Ток	0,99