

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Электроснабжение коттеджного поселка на 50 коттеджей в Восточном районе
Тюменской области

Обучающийся

В.Д. Казмирук

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., В.И. Платов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Аннотация

В выпускной квалификационной работе проведена разработка проекта системы электроснабжения коттеджного поселка на пятьдесят домов.

Ключевым вопросом бакалаврской работы является разработка системы электроснабжения, с оптимизированными параметрами и требуемой надежностью.

Целью бакалаврской работы является разработка проекта системы электроснабжения коттеджного поселка на пятьдесят домов. Для этого необходимо проанализировать электроприемники проектируемых коттеджей, выполнить расчет электрических нагрузок, рассчитать и выбрать силовые трансформаторы, электрооборудование высокого и низкого уровней напряжения, оценить необходимость проведения мероприятий по компенсации реактивной мощности, определить основные параметры главной понижающей подстанции, определиться со схемой электроснабжения, рассчитать токи короткого замыкания, подобрать электрооборудование и проверить его на электродинамическую стойкость.

Данная работа актуальна не только для данного коттеджного поселка, но и других аналогичных объектов компактного проживания населения.

Данная ВКР содержит пояснительную записку объемом 73 страницы, дополняемую 8 таблицами, 13 рисунками, а также 6 чертежами формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ объекта проектирования	6
2 Расчет электроснабжения коттеджного поселка	8
2.1 Расчет мощности электроприемников коттеджного поселка.....	8
2.2 Определение наружной осветительной нагрузки поселка	12
2.3 Определение электрической нагрузки.....	15
2.4 Определение электрической нагрузки.....	16
2.4.1 Расчет потерь напряжения	16
2.4.2 Подбор марки, численности трансформаторов	18
2.4.3 Техничко–экономическое сравнение вариантов	20
2.4.4 Техничко–экономическое сравнение вариантов	22
2.4.5 Выбор схемы и параметров распределительной сети 380 В	23
2.4.6 Расчет токов короткого замыкания.....	31
2.4.7 Выбор аппаратуры подстанции	43
2.4.8 Релейная защита	46
3 Техничко–экономические показатели проекта	58
3.1 Техничко–экономическое обоснование проекта	58
3.2 Бизнес–план проектирования ПС 10/0,4 кВ.....	58
3.3 Организационный план	59
3.4 Финансово–экономическая оценка проекта.....	60
3.5 Определение ежегодных издержек	61
Заключение	69
Список используемых источников.....	70

Введение

Развитие научно–технического прогресса и появление в магазинах разнообразной новейшей техники, особенно в отрасли электротехники, и стремление человечества к новым социальным условиям и улучшения материального благосостояния, изменило их представление об жилищных условиях с точки зрения комфортности, эстетичности и благоустройства.

Во все времена человечество стремилось и стремится к усовершенствованию своих бытовых условий, что возможно при строительстве благоустроенных одноэтажных и многоэтажных индивидуальных домов, полностью электрифицированных и газифицированных.

Немаловажную роль при этом играет такое понятие, как жить в элитном районе с экологически чистым воздухом, не смотря на отдаленность этого района от городских инфраструктур. Следовательно, при решении жилищных проблем люди особое внимание уделяют району, где будет расположен их дом, качество его строения и создания в нем всех необходимых условий [29].

В настоящее время одним из таких индивидуальных домов, который отвечал бы всем требованиям по усовершенствованию бытовых условий в частных домах, является коттедж.

Усовершенствование бытовых условий можно достичь только при использовании в коттеджах современного энергосберегающего бытового оборудования. Создания в коттеджах современного интерьера с помощью различного рода декоративных элементов, использование электроприборов, позволяют создать комфорт, уют и удобства в повседневной жизни современного человека. К таким электроприборам, которые создают необходимые в повседневной жизни комфортные условия можно отнести: холодильники, телевизоры, стиральные машины, пылесосы, электроплиты и

другие электроприборы, которые являются неотъемлемой частью жизни любой современной семьи.

Электроприборами, которые создают благоприятный микроклимат в коттеджах, являются кондиционеры, вентиляторы, обогреватели и т.п.

Электроприборами, которые создают дополнительный комфорт, являются джакузи, сауна, бассейны с подогревом и фильтрацией воды.

Так же в каждом доме не зависимо от статуса дома используют для различных целей индивидуальные компьютеры, ноутбуки и другие различные устройства на базе микропроцессорной техники (в том числе системы относящиеся к категории умный дом).

Из всего вышесказанного следует, что для создания необходимых условий по усовершенствованию бытовых условий необходимо использования электрической энергии, без которого современное человечество не может прожить ни одного дня. Даже непродолжительное отключение электричества на один час приводит к дискомфорту современного человека, так как он прекращает пользоваться бытовыми приборами.

Целью данной бакалаврской работы является проектирование системы электроснабжения коттеджного поселка. Для достижения этой цели, в проекте необходимо решить следующие задачи:

- разработать варианты электроснабжения коттеджного поселка, спроектировать распределительную ВЛ 10 кВ и привязать ее к существующим сетям;
- рассчитать электрическую нагрузку коттеджа и поселка в целом;
- выбрать мощность и количество силовых трансформаторов 10/0,4 кВ;
- рассчитать токи короткого замыкания и выбрать коммутационную аппаратуру для защиты трансформатора со стороны 10 и 04 кВ.

1 Анализ объекта проектирования

Предметом проектирования данного проекта является электроснабжение коттеджного поселка на 50 коттеджей, общей площадью 400–450 квадратных метров.

На рисунке 1 представлен генеральный план коттеджного поселка с нанесением расположения коттеджных домов, улиц и расположение других строительных сооружений, Электроснабжение проектируемого коттеджного поселка предполагается осуществлять от шин 0,4 кВ трансформаторного пункта который будет расположен на территории поселка.

Электроснабжение трансформаторного пункта коттеджного поселка будет осуществляться от трансформаторного пункта ТП–110/10 кВ с током короткого замыкания 35 кА на шинах 10 кВ, находящегося на балансе Восточной РЭК Тюменской области.

Проектируемый коттеджный поселок относится к третьей категории по надежности электроснабжения, то есть перерыв в электроснабжение может составлять не более одних суток (24 часа).

В проектируемом коттеджном поселке установлены газовые котлы и кухонные плиты.

Для проектирования коттеджного поселка необходимо получить техническую документацию на строительство, а затем получить документацию на подключение к инфраструктуре района.

Для подключения к электрическим сетям необходимо получить схемы возможного подключения к РУ 10 кВ. Для этого необходимо произвести расчеты установленной мощности потребителей коттеджного поселка, определить расчетную потребную мощность на вводе, определить максимально возможную нагрузку за данный расчетный период (пять – семь лет).

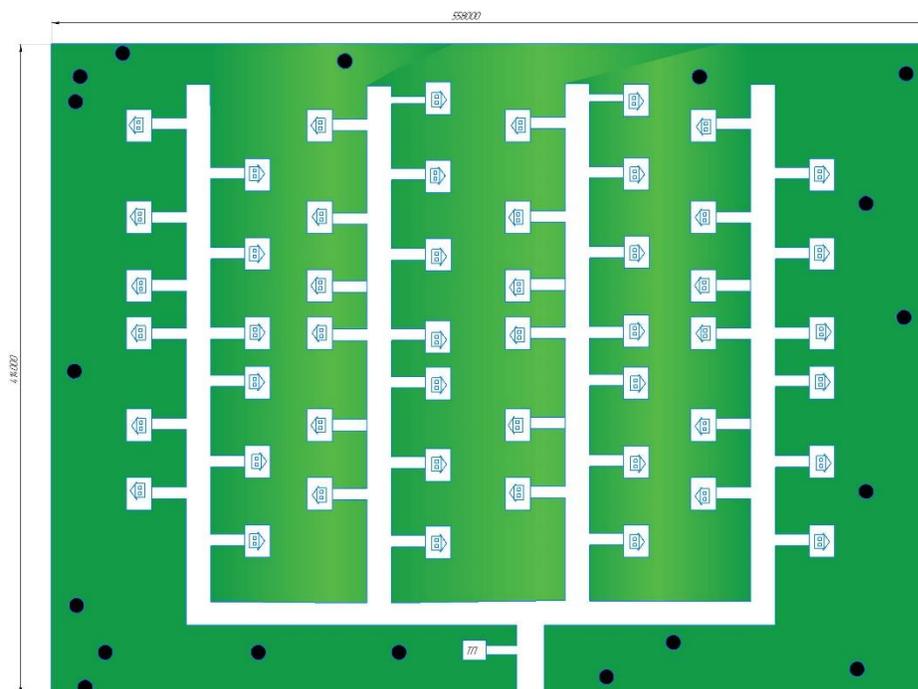


Рисунок 1 – Генеральный план расположения поселка и установка трансформаторного пункта

Климатические условия коттеджного поселка являются континентальными (от умеренного к резко континентальному). «Средняя температура января минус 15 °С. Минимальная температура минус 49,2 °С была зарегистрирована 26 декабря 1958 года. Количество дней с устойчивыми морозами составляет до 130. Средняя температура июля +18,8 °С. Максимальная температура летом +38,0 °С была зарегистрированы 1 июля 2021 года и 11 июля 2023 года» [6]. Осадков выпадает немного, в среднем 480 мм в год, преимущественно летом. Характерна крайне резкая смена погоды.

Выводы по разделу 1.

В первой главе представлен план расположения коттеджного поселка, рассмотрены климатические и географические условия, а также поставлены цели, которые необходимо достичь при выполнении данного проекта и какие задачи необходимо решить для достижения данной цели.

2 Расчет электроснабжения коттеджного поселка

2.1 Расчет мощности электроприемников коттеджного поселка

Все электроприемники коттеджного поселка условно можно отнести к коммунально–бытовой категории. В коттеджном поселке имеются электроприемники, которые можно отнести к первой группе по бесперебойности обеспечения электрической энергией. К ним можно отнести приемники электрической энергии, обеспечивающие питание устройств сигнализации пожарной безопасности и охранной безопасности поселка.

«Расчет электрической мощности на вводе в жилой дом, производится в соответствии с проектом размещения электрических установок внутри жилого дома и их количества» [18]. Расчет электрической мощности внутри жилого дома будет суммироваться из установленных мощностей приемников (приборов) электрической энергии $P_{\text{расч.кот}}$, кВт, с учетом одновременности их включения в существующий режим работы по выражению:

$$P_{\text{расч.кот}} = K_{\text{сп}} \cdot P_{\text{заяв}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{заяв}}$ – электрическая мощность, которая необходима для обеспечения приемников электрической энергии жилого дома, которая определяется «суммированием установленных мощностей бытовых приборов, освещения и мощности силовой сети дома, кВт; расчетную удельную мощность силовой сети принимаем равной 100 Вт» [18];

K_c – «коэффициент спроса, который является в зависимости от заявленной мощности, приводится в таблице 1» [19].

Расчет мощности на вводе в жилой дом суммируют в соответствии с проектом жилого дома и размещением в нем приемников электрической

энергии или с учетом коэффициента одновременности включения их в режим работы электрической сети дома или в соответствии с заявкой на необходимое количество энергии. Результат расчета занесены в таблицу 2.

Таблица 1 – Зависимость количества электроэнергии в жилой дома коттеджа от коэффициента спроса

Заявленная мощность, кВт	16	22	32	42	52	62
Коэффициент спроса	0,8	0,65	0,6	0,55	0,5	0,48

Таблица 2 – Расчет электрической нагрузок жилого дома

Электроприемники	Количество, шт	P, Вт	$\sum P_{\text{сум}}, \text{Вт}$	$P_{\text{уст}}, \text{Вт}$	$\cos\varphi$
Осветительные установки	45	60	2500	2500	1,0
Наружное освещение	4	150	600	600	1,0
Телевизоры	2	100	200	140	0,95
Радио и аудио аппаратура	2	150	300	200	0,95
Холодильники	2	200	400	300	0,85
Морозильники	1	140	140	140	0,85
Стиральные машины	1	2500	2500	2500	0,85
Джакузи	1	1500	3000	2500	0,85
Электропылесосы	1	1400	1400	1190	0,85
Электроутюги	1	1700	1700	1479	0,87
Электрочайники	1	2000	2000	1740	0,87
Посудомоечная машина	1	2500	2500	2125	0,85
Электрокофеварки	1	1000	1000	850	0,85
Электромясорубки	1	1100	1100	935	0,95
Соковыжималки	1	300	300	255	0,9
Миксеры	1	400	400	340	0,85
Электрофены	1	1600	1600	1360	0,85
СВЧ	1	1300	1300	1235	0,95
Надплитные фильтры	1	250	250	225	0,9
Вентиляторы	1	2000	2000	1700	0,85
Печи–гриль	1	1350	1350	1350	0,85
Компьютеры	1	500	500	450	0,90
Кондиционеры	1	1500	1500	1275	0,85
Насосы	1	750	750	611	0,815
Итого	74	–	29290	26000	–

Зная установленную мощность на вводе в жилой дом (коттедж), определим по формуле (1) расчетную активную мощность на вводе:

$$P_{\text{расч.кот}} = 0.65 \cdot 26 = 16,9 \text{ кВт.}$$

Расчет необходимой мощности приемников электрической на вводе в коттеджный поселок производим по выражению:

$$\Sigma P_{\text{расч.кот}} = P_{\text{расч.кот}} \cdot K_{\text{од}} \cdot n_{\text{кот}}, \quad (2)$$

где $n_{\text{кот}}$ – коттеджи в соответствии с заданием на проект, шт.;

$K_{\text{од}}$ – значение учитывающие одновременность включения в электрическую сеть приемников электрической энергии и зависящая от количества приемников, подключенной к этой сети [19, таблица 6.3].

$$\Sigma P_{\text{расч.кот}} = 16,9 \cdot 50 \cdot 0,75 = 633,75 \text{ кВт.}$$

Расчет полной мощности на стороне низкого напряжения трансформатора определяется по следующему выражению:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (3)$$

где Q_p – расчетная реактивная, на вводе в коттедж, кВар.

«Расчетная реактивная составляющая нагрузки на вводе в коттедж определяется по активной нагрузки и средневзвешенному коэффициенту мощности» [22].

Средневзвешенный коэффициент мощности определяется по формуле:

$$\cos\varphi_{\text{ср.взв}} = \sum_1^n \frac{P_i}{P_{\Sigma}} \cdot \cos\varphi_i, \quad (4)$$

где n – коттеджи в соответствии с заданием на проект поселка, шт;

P_i – расчетная активная мощность i -го электроприемника, кВт;

P_{Σ} – суммарная расчетная активная мощность всех электроприемников данной группы, кВт;

$\cos\varphi_i$ – коэффициент учитывающей угол сдвига между током и напряжением соответствующей фаз.

Расчетная реактивную мощность питающих линий, вводов и на шинах 0,4 кВ ТП от электроприемников коттеджей по формуле:

$$\Sigma Q_{\text{расч.кот}} = \Sigma P_{\text{расч.кот}} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (5)$$

где $\Sigma P_{\text{расч. кот.}}$ – суммарная расчетная активная мощность коттеджей, кВт;

$\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности (6).

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{\sqrt{1-\cos^2\varphi}}{\cos\varphi}, \quad (6)$$

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{\sqrt{1-0.92^2}}{0.92} = 0,43,$$

$$\Sigma Q_{\text{расч.кот}} = 633.75 \cdot 0.43 = 272,51 \text{ квар.}$$

Определяем расчетную полную мощность, потребляемую коттеджами по формуле (7)

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{P_{\text{расч.кот}}^2 + Q_{\text{расч.кот}}^2}, \quad (7)$$

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{633,75^2 + 272,51^2} = 688,65 \text{ кВА.}$$

2.2 Определение наружной осветительной нагрузки поселка

При проектирование коттеджного поселка принимались во внимание уличное освещение проезжей и пешеходной части [26].

Проектирование уличного освещения позволит обеспечить безопасность проживающих жителей коттеджного поселка и их гостей в вечернее время. При этом нормированную освещенность улиц принимаем в зависимости от ширины улиц, их протяженности и покрытия.

Удельная нагрузка для расчета наружного освещения ориентировочно определяются исходя из норм яркости или освещенности покрытия улиц и дорог для различных категорий улиц с учетом ширины дорожного покрытия по [22].

Производим расчет осветительной нагрузки, от освещения улиц населенного поселка принимая во внимание, что улицы являются улицами местного значения и по квалификации относятся к категории В.

В соответствии со строительными нормами и правилами уличные дорожные сети категории В1 классифицируются «следующем образом:

- категория объекта: улицы и дороги местного назначения;
- класс: В1;
- основное назначение объекта: транспортные и пешеходные связи в пределах жилых районов и выход на магистрали, кроме улиц с непрерывным движением. Движение регулируемое, пересечения в одном уровне;
- транспортная характеристика: легковой, специальный и грузовой транспорт, иногда общественный пассажирский;
- расчетная скорость км/ч: 60;
- число полос движения в обоих направлениях: 2 – 4;
- пропускная способность тыс.ед/ч: 1,5 – 3» [5].

«Электрические нагрузки сетей наружного освещения улиц определяются согласно СНиП по естественному и искусственному освещению. Уличное освещение коттеджного поселка производим светодиодными лампами, установленными в светильники серии ДиУС – 80, мощность которого – 90 Вт (аналог РКУ – 400), $L=0,8$ кд/м², на железобетонных опорах. Питание уличного освещения будет производиться от шкафа наружного освещения (ШНО), установленного в ТП проводом СИП–2 3×16–1×35» [5].

Допускаем, что освещение улиц осуществляется с однорядным расположением светильников. Определим, обеспечивают ли выбранные светильники, которые располагаются в 30 м друг от друга. Средняя яркость дорожного покрытия [22], при напряжении движения в двух направлениях 150 ед. в час и шириной улицы 10 м.

Найдем фактическую площадь освещения светильника $S_{\text{фак}}$, м², по формуле:

$$S_{\text{фак}} = h \cdot l, \quad (8)$$

где « h – высота подвеса светильника, м. Принимаем $h = 7$ м;

l – расстояние между опорами, м. Принимаем $l = 30$ м» [7].

$$S_{\text{фак}} = 7 \cdot 30 = 210 \text{ м}^2.$$

Определим необходимый световой поток Φ , Лм/м², по формуле:

$$\Phi = \frac{L \cdot k_{\text{зап}} \cdot \pi}{k_{\text{исп}}}, \quad (9)$$

где « L – нормируемая яркость покрытия, кд/м². Принимаем $L=0,8$ кд/м²;

$k_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса, о.е. Принимаем $k_{\text{зап}} = 1,2$;

$k_{\text{исп}}$ – коэффициент использования, о.е. Принимаем $k_{\text{исп}} = 0,086$ » [7].

$$\Phi = \frac{0,8 \cdot 1,2 \cdot 3,14}{0,086} = 35 \frac{\text{Лм}}{\text{м}^2}.$$

Принимая световой поток светильника ДиУС – 80 равным $I = 10400$ Лм определим площадь, которую осветит данный светильник при однорядном расположении светильников по формуле:

$$S_{рас} = \frac{I}{\Phi}, \quad (10)$$
$$S_{рас} = \frac{10400}{35} = 297 \text{ м}^2.$$

За счет определенного расчетного значения больше известной площади, светодиодные светильники серии ДиУС–80 совпадают для этой классификации улично–дорожной сети.

Найдем количество и нагрузку светильников уличного освещения:

$$N_{св} = \frac{L_{ул}}{l}, \quad (11)$$

где « $L_{ул}$ – общая протяженность улиц населенного пункта, м. Принимаем

$L_{ул} = 2800$ м;

l – расстояние между светильниками (опорами), м. Принимаем $l = 30$ м)» [7].

$$N_{св} = \frac{1200}{30} = 40 \text{ шт.}$$

Рассчитаем расчетную нагрузку уличного освещения по формуле:

$$P_{рас.ул.осв} = P_{уд.св} \cdot N_{св} \cdot 10^{-3}, \quad (12)$$

где « $P_{уд.св}$ – удельная мощность светильника, Вт;

$N_{св}$ – количество светильников используемых для освещения улиц населенного пункта, шт» [7].

$$P_{расч.ул.осв.} = 90 \cdot 40 \cdot 10^{-3} = 4,5 \text{ кВт.}$$

Найдем расчетную реактивную мощность уличного освещения по формуле (13)

$$Q_{\text{расч.ул.осв.}} = P_{\text{расч.ул.осв.}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (13)$$

$$Q_{\text{расч.ул.осв.}} = 4,5 \cdot 0,48 = 2,16 \text{ кВар.}$$

По формуле (14) определяем полную мощность уличного освещения:

$$S_{\text{расч.ул.осв.}} = \sqrt{P_{\text{расч.осв.}}^2 + Q_{\text{расч.осв.}}^2}, \quad (14)$$

$$S_{\text{расч.ул.осв.}} = \sqrt{4,5^2 + 2,16^2} = 4,96 \text{ кВА.}$$

2.3 Определение электрической нагрузки

При проектировании строительных сооружений (производственных, жилых и т.д.) с различным количеством помещений и этажей, производят расчет мощности электрических приемников в этом сооружении, а также «расчет пускозащитной аппаратуры в квартирах, для защиты оборудования на трансформаторном пункте и выбрать сечение воздушной линии от трансформаторного пункта или опоры воздушной линии электропередачи до коттеджа. Определение электрических нагрузок рассчитывается в целях защиты от перегрузки по потребляемой мощности, поэтому совокупная мощность работающих приемников электроэнергии не может превышать мощность, отведенная на эту ветку линии электропередач» [17]:

$$P_{\text{расч.пос}} = P_{\text{расч.кот(макс)}} + K_{\text{од}} \cdot \sum_i^{n-1} P_{\text{расч.кот}(n-1)} + P_{\text{расч.осв}}, \quad (15)$$

где « $k_{од}$ – величина учитывающая одновременность включения нагрузки при максимальном ее значении относительно электроприемника с максимальной мощностью;

$P_{расч.кот.(мак)}$ – расчетная активная нагрузка электроприемника с наибольшей электрической нагрузкой, кВт;

$P_{расч.кот.(n-1)}$ – расчетная активная нагрузка электроприемников с вычетом мощности потребителя с большей нагрузкой, кВт;

$P_{расч.осв}$ – расчетная активная мощность уличного освещения, кВт» [17].

$$P_{расч.пос} = 16,9 + 0,9 \cdot 49 \cdot 16,9 + 4,48 = 766,67 \text{ кВт.}$$

По формуле (16) определяем расчетную реактивную мощность поселка:

$$Q_{расч.пос} = P_{расч.пос} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (16)$$

$$Q_{расч.пос} = 766,67 \cdot 0,47 = 360,44 \text{ кВт.}$$

По формуле (17) определяем расчетную реактивную мощность поселка:

$$S_{расч.пос} = \sqrt{P_{расч.пос}^2 + Q_{расч.пос}^2}, \quad (17)$$

$$S_{расч.пос} = \sqrt{766,67^2 + 360,44^2} = 847,15 \text{ кВА.}$$

2.4 Определение электрической нагрузки

2.4.1 Расчет потерь напряжения

«Расчет мощности электроприемников главным образом состоит в определении отклонения напряжения в расчетных узлах электрической сети. Для коммунально–бытовых потребителей при нагрузке 100% Предельные

значения потерь напряжения для коммунально–бытовых потребителей при максимальной нагрузке (100 %) должна составлять не более – 5%, а при нагрузке 25% не более +5% от номинального значения напряжения.

Допустимые потери напряжения в линиях 10 кВ и 0,38 кВ выражаются составлением таблиц отклонения напряжения. Известно, что при составлении таблиц определяют ближайшую и удаленную трансформаторные подстанции в режиме максимальной (100%) и минимально (25%) нагрузки. Необходимо установить потери напряжения и надбавку для проектируемого трансформаторного пункта» [15].

Находим допустимые потери напряжения и надбавку трансформатора.

Отклонение напряжения выражаем, следующей формулой:

$$\delta U^{100} = \sum H^{100} + \sum U^{100}, \quad (18)$$

$$\delta U^{25} = \sum H^{25} + \sum U^{25}, \quad (19)$$

где $\sum U^{100}$ и $\sum U^{25}$ – измененная величина напряжения при 100% и 25% нагрузке, %;

$\sum H^{100}$ и $\sum U^{25}$ – добавленная величина при 100% и 25% нагрузке, %.

Отклонение напряжения у потребителя выражаем, следующей формулой:

$$\delta U_{\text{потр}} = \delta U_{\text{шин}} + \Delta U_{\text{ВЛ-10}} + \delta U_{\text{нб}} + \Delta U_{\text{ТР}} + \Delta U_{0,38}, \quad (20)$$

где « $\delta U_{\text{потр}}$ – изменение величины напряжения у электроприемника, %;

$\delta U_{\text{шин}}$ – изменение величины напряжения на секциях шинах 10 кВ, %;

$\Delta U_{\text{ВЛ-10}}$ – изменение величины напряжения в воздушной линии 10 кВ, %;

$\delta U_{\text{нб}}$ – добавленная величина напряжения на трансформаторе 10/0,4 кВ, %;

$\Delta U_{\text{тр.}}$ – изменение величины напряжения в трансформаторе 10/0,4 кВ,
%;

$\Delta U_{0,38}$ – изменение величины напряжения в линии 0,38кВ
(складывается из падений во внешних и внутренних сетях), %» [15].

Чтобы рассчитать остальное, используем таблицу отклонений напряжения и находим по ней допустимые потери напряжения в сетях. Известно, что «нормы технологического проектирования электрических сетей, потери в электрических сетях 0,38 кВ не может превышать $\pm 8\%$, из них во внутренних сетях – $\pm 2,5\%$, во внешних – $\pm 5,5\%$. Потери напряжения в линии 10 кВ не могут превышать $\pm 10\%$. Надбавку трансформатора принимаем $+5\%$, потери в трансформаторе -4% (при 100% нагрузке) и -1% (при 25%). А напряжение у потребителя не должно повышаться и снижаться больше на 5% от номинального» [15].

2.4.2 Подбор марки, численности трансформаторов

При составлении проекта сети по распределению энергии между электроприемниками до 1000 В и выполнены трехфазными 4–х проводными с глухозаземленной нейтралью.

По бесперебойности снабжения приемников электрической энергии, применяемые в застройке проектируемого коттеджного поселка, относятся к III (третьей) категории потребителей по надежности [13]. Необходимо отметить, что категория надежности может быть изменена по решению заказчика проекта. В соответствии с ПУЭ для приемников электрической энергии третьей категории надежности можно на ТП установить один трансформатор. Однако в соответствии с нормативными документами для повышения степени бесперебойности снабжения электроприемников электрической энергией необходимо предусмотреть резерв. Приемники электрической энергии обеспечивающих безопасность от возникновения пожаров и безопасность

проживания относятся к I-ой категории. Основным решением выше поставленных задач, является обеспечение бесперебойного электроснабжения с использованием АВР в ТП, на вводах к потребителю.

«Для обеспечения этих условий рассмотрим два варианта сети 380В. И сравним их по технико-экономическим показателям. В первом варианте будет установлена один трансформатор на подстанции типа КТПН, и для обеспечения электроэнергией электроприемников I-ой категории будут установлены индивидуальные источники питания (дизельные генераторы). Во втором варианте будет установлена два трансформатора подстанция типа 2КТПН с АВР на стороне низкого напряжения (НН) ТП» [2].

Первый вариант сети 380В.

Мощность трансформатора определяется с учетом перегрузочной способности.

Коэффициент систематической перегрузки трансформатора:

$$k_{пер.} = \frac{S_{рас}}{S_{н.мп}}, \quad (21)$$
$$k_{пер.} = \frac{847,15}{1000} = 0,847.$$

Значение находится в пределах нормы: $k_{пер.} \leq 1,4$.

На основании произведенных расчетов принимаем трансформатор мощностью 1000 кВА марки ТМГ-10/0,4-1000.

Второй вариант сети 380В.

Значение, определяющее загрузочную способность трансформаторов в нормальном режиме работы:

$$k_{заг.нор.} = \frac{S_{рас}}{S_{н.мп} \cdot n_{мп}}, \quad (22)$$

$$k_{заг.нор.} = \frac{847,15}{630 \cdot 2} = 0,67.$$

Значение, определяющее способность перегрузки трансформатора в послеаварийном режиме работы:

$$k_{заг.нор.} = \frac{S_{рас}}{S_{н.тр} \cdot (n_{тр} - 1)}, \quad (23)$$

$$k_{заг.нор.} = \frac{847,15}{630 \cdot (2 - 1)} = 1,34.$$

На основании произведенных расчетов принимаем 2-х трансформаторную подстанцию мощностью 630кВА с трансформаторами марки ТМГ–10/0,4–630.

2.4.3 Техничко–экономическое сравнение вариантов

Мощность силовых трансформаторов решаем по полной расчетной нагрузке потребителей, подсоединенных к этой подстанции ТП с компенсации реактивной мощности. Берем номинальную мощность трансформаторов и отталкиваемся следующими пунктами:

- загрузка трансформатора одно трансформаторной ТП в нормальном режиме составляет 90–120 %;
- загрузка всех трансформаторов двух трансформаторной ТП в нормальном режиме составляет 60–80 %;
- перегрузка трансформатора в аварийном режиме (для обеспечения всех потребителей II категории) определяется до 140 % номинальной мощности;
- последняя мощность трансформатора определяется по данным расчетным затратам:

$$Z = \left(E_H + \frac{\alpha_a}{100} \right) \cdot K + I_{\Sigma}, \quad (24)$$

где E_H – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, о.е.;

α_a – норма амортизационных отчислений, %;

K – капитальные вложения, тыс. руб.;

I_{Σ} – суммарные издержки на обслуживание, ремонт оборудования, заработную плату персонала и потери энергии, тыс. руб.

Вариант №1 – один трансформатор ТМГ–10/0,4–1000. В таблице 3 приведены каталожные данные трансформатора.

Таблица 3 – Характеристики трансформатора типа ТМГ–10/0,4–1000

S _{ном.} , кВА	Напряжение, кВ		Номинальный ток, А		I _{xx} , %	Потери мощности, кВт		U _{кз} , %	Цена, тыс. руб.
	ВН	НН	ВН	НН		ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$		
1000	10	0,4	57,8	1445	0,8	1,47	12,2	5,5	10120,16

Затраты на эксплуатацию трансформатора по первому варианту:

$$Z = \left(E_H + \frac{\alpha_a}{100} \right) \cdot K + (\Delta P_{xx} \cdot 8760 + 0,5 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau) \cdot \beta, \quad (25)$$

где $E_H = 0,12$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, о.е.;

$\alpha_a = 0,064$ – норма амортизационных отчислений, о.е.;

$K = 1012,16$ тыс. руб – капитальные вложения;

$\Delta P_{xx} = 1,47$ кВт – потери холостого хода трансформатора, каталожные данные;

$\Delta P_{кз} = 12,2$ кВт – потери в обмотках трансформатора, каталожные данные;

$\tau = 2000$ ч – время максимальных потерь электроэнергии в

трансформаторе;

$\beta = 4,91$ руб./кВт·ч – стоимость потерь электрической энергии, принято для проектируемого района в соответствии с данными энергетической компании.

$$Z = \left(0,12 + \frac{6,4}{100}\right) \cdot 1012 + (1,47 \cdot 8760 + 0,5 \cdot 12,2 \cdot 2000) \cdot 4,91$$

$$= 369,21 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант №2 – трансформатор ТМГ–630/10. В таблице 4 приведены каталожные данные трансформатора.

Таблица 4 – Технические характеристики трансформатора типа ТМГ–630/10

S _{ном.} , кВА	Напряжение, кВ		Номинальный ток, А		I _{хх} , %	Потери мощности, кВт		U _{кз} , %	Цена, тыс. руб
	ВН	НН	ВН	НН		ΔP _{хх}	ΔP _{кз}		

По формуле (25) рассчитаем затраты по второму варианту:

$$Z = \left(0,12 + \frac{6,4}{100}\right) \cdot 769,6 + (1,07 \cdot 8760 + 0,5 \cdot 7,6 \cdot 2000) \cdot 4,91$$

$$= 270,97 \text{ тыс. руб}$$

Устанавливаем трансформаторы ТМ–630/10, в которых меньше приведенных затрат.

2.4.4 Техничко–экономическое сравнение вариантов

Основную питающую подстанцию или главный распределительный пункт, отталкиваясь от технико–экономических данных, следует установить в центре электрических нагрузок предприятия [27]. Чтобы обнаружить центр нагрузок, строится картограмма электрических нагрузок, которая является

генеральным планом предприятия, представленная силовыми и осветительными нагрузками по всем зданиям. Таким же методом теоретической механики по определению центра тяжести на плоскости, где находятся силы веса нескольких групп масс.

ТП находится вблизи внутриквартальных проездов на расстоянии не менее 10 м от зданий, и не может строиться в центральных частях зон озеленения, отдыха, спорт– и детских площадок и на «красной линии» местности.

Место расположение трансформаторного пункта:

$$X_{ц.нагр} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n S_i}, \quad (26)$$

$$Y_{ц.нагр} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n S_i}, \quad (27)$$

где S_i – нагрузка на вводе в здание кВА;

x_i, y_i – геометрические центры жилых домов по оси X и Y, о.е.;

n – количество приемников электрической энергии, питающихся от источника.

Генеральный план расположения поселка и выбор места расположения трансформаторного пункта показан в графической части проекта.

2.4.5 Выбор схемы и параметров распределительной сети 380 В

«В проектируемом микрорайоне имеются электроприемники III–ей категорий надежности электроснабжения, и сети 380 В определяются по магистральной схеме. Трассы линий устанавливаются с учетом выбранной ТП, зданий и участков с жилыми домами. Трассы должны находиться по линии контуров зданий не ближе 1 м, внутри контуров участков и дорогами. Ответвления в проектируемой зоне будут строиться от железобетонных опор.

Сечения жил воздушных линий 380 В могут быть определены по необходимым расчетным электрическим нагрузкам линий в нормальных и послеаварийных режимах работы на основном плане технических ограничений допустимого нагрева и допустимых потерь напряжения с учетом применения минимальных сечений по решениям механической прочности (по условиям монтажа и эксплуатации)» [23]

«Воздушные линии в сети 380 В сделаны самонесущими изолированными проводами марки СИП–2А с изоляцией из сшитого полиэтилена. Провод определяют по длительным допустимым токам с помощью поправочных коэффициентов, удовлетворяя требованиям допустимого нагрева в нормальном, и в послеаварийном режимах» [23]

$$I_{\text{рас.нор.реж}} < I_{\text{дл.доп}} \quad (28)$$

$$I_{\text{рас.авар.реж}} < I_{\text{дл.доп}} \quad (29)$$

Длительно допустимый ток:

$$I_{\text{дл.доп}} = I_{\text{доп.таб}} \cdot K_{\text{заг}} \cdot K_{\text{тем}} \cdot K_{\text{пер}} \quad (30)$$

«Так как линии электропередач длинные, то заведомо видно, что проверку по потерям напряжения целесообразней осуществлять одновременно с выбором проводов по допустимым токам» [23].

Допустимые потери напряжения в сетях 380В в нормальном и послеаварийном режимах работы равны $\Delta U_{\text{доп.}}=2,5\%$:

$$\Delta U_{\text{рас}} = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{\text{ном}}} \quad (31)$$

Выберем вариант сетевой схемы кабельной сети, который питается от источника с двумя трансформаторами и индивидуальными источниками питания в общественных зданиях. У этой схемы нет режима в последствии аварии (рисунок 2).

Рассмотрим вариант схемы сети, показанный на рисунке 2, выполненный «по воздушной линии с изолированными проводами марки СИП–2А с двухтрансформаторной подстанцией и индивидуальными источниками питания в общественных сооружениях. В этом варианте нет послеаварийного режима» [23].

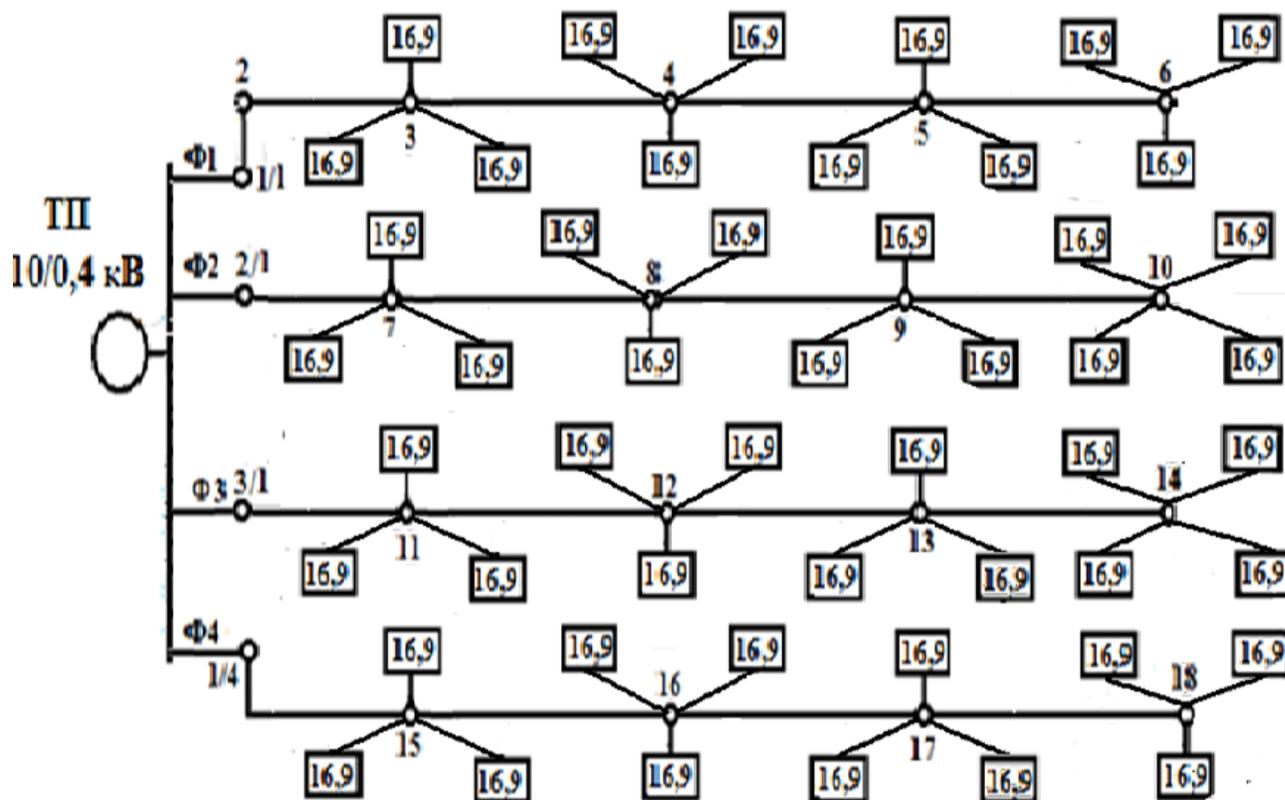


Рисунок 2 – Схема сети 0,38 кВ

Длительно допустимый ток рассчитывается немного по другому:

$$I_{\text{дл.доп}} = I_{\text{рас}} \cdot k_{\text{заг}} \cdot k_{\text{тем}}, \quad (30)$$

где « $I_{\text{рас}}$ – расчетный длительный ток для выбранного провода, А;

$k_{\text{заг}}$ – для расчетной температуры среды -5°C ($k_{\text{заг}}=1,13$);

$k_{\text{тем}}$ – для нормального режима ($k_{\text{тем}}=1,0$)» [23].

Например, выбор сечения для первой магистральной линии от ТП до опоры №3.

Определим расчетный ток для участка ТП–3:

$$I_{\text{расч.}(ТП-3)} = \frac{S_{\text{расч.}(ТП-3)}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n}, \quad (31)$$

$$I_{\text{расч.}(ТП-3)} = \frac{219,7}{1,73 \cdot 0,38 \cdot 1} = 317,5 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{\text{дл.доп.таб.}} = 340 \text{ А}$, для провода сечением $F=3 \times 120 + 1 \times 95 \text{ мм}^2$ по формуле (32):

$$I_{\text{дл.доп.нор.}} = I_{\text{дл.доп.таб.}(ТП-3)} \cdot k_{\text{заг}} \cdot k_{\text{тем.}}, \quad (32)$$

$$I_{\text{дл.доп.нор.}} = 340 \cdot 1,0 \cdot 1,13 = 384,2 \text{ А.}$$

Окончательно принимаем провод сечением $F = 3 \times 185 + 1 \times 95 \text{ мм}^2$, $I_{\text{дл.доп.таб.}} = 380 \text{ А} > I_{\text{дл.доп.нор.}} = 384,2 \text{ А}$ ($r_0=0,164 \text{ Ом/км}$, $x_0=0,073 \text{ Ом/км}$; $l=0,135 \text{ км}$).

Активная мощность на расчетном отрезке:

$$P_{\text{рас.}(ТП-7)} = S_{\text{расч.}(ТП-7)} \cdot \cos\varphi, \quad (33)$$

$$P_{\text{рас.}(ТП-7)} = 219,7 \cdot 0,92 = 202,1 \text{ кВт.}$$

Индуктивным сопротивлением пренебрегаем, так как оно мало, тогда изменения напряжение на отрезке ТП–3 составят:

$$\Delta U_{\text{нор.реж.}}^{(\text{ТП-7})} = \frac{P_{\text{рас.}}(\text{ТП-7}) \cdot r_0 \cdot \ell_{\text{ТП-7}}}{U_{\text{ном}} \cdot n}, \quad (34)$$

$$\Delta U_{\text{нор.реж.}}^{(\text{ТП-7})} = \frac{202,1 \cdot 0,164 \cdot 0,1}{0,38 \cdot 1} = 8,7 \text{ В.}$$

В процентах:

$$\Delta U_{\text{нор.реж.}\%}^{(\text{ТП-7})} = \frac{\Delta U_{\text{нор.реж.}}^{(\text{ТП-7})}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (35)$$

$$\Delta U_{\text{нор.реж.}\%}^{(\text{ТП-7})} = \frac{8,7}{380} \cdot 100\% = 2,3 \text{ \%}.$$

Рассчитаем участок от опоры 7 до опоры 8.

Рассчитаем расчетную полную мощность на данном участке

$$S_{\text{расч.}(7-8)} = S_{\text{расч.}}(\text{ТП-7}) - S_{\text{расч.}}(7), \quad (36)$$

$$S_{\text{расч.}(7-8)} = 219,7 - 50,7 = 169 \text{ кВА.}$$

Расчет активной мощности на расчетном отрезке:

$$P_{\text{рас.}(7-8)} = S_{\text{расч.}(7-8)} \cdot \cos\varphi, \quad (37)$$

$$P_{\text{рас.}(7-8)} = S_{\text{расч.}(7-8)} \cdot \cos\varphi = 169 \cdot 0,92 = 155,48 \text{ кВт.}$$

Определим расчетный ток для участка 7–8

$$I_{\text{расч.}(7-8)} = \frac{S_{\text{расч.}(7-8)}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n}, \quad (38)$$

$$I_{\text{расч.}(7-8)} = \frac{169}{1,73 \cdot 0,38 \cdot 1} = 257,07 \text{ А.}$$

Принимаем допустимый табличный ток равный $I_{\text{дл.доп.таб.}} = 300 \text{ А} > I_{\text{расч.}(7-8)} = 257,07 \text{ А}$, для провода сечением $F=3 \times 120 + 1 \times 95 \text{ мм}^2$. Для принятого тока:

$$I_{\text{дл.доп.нор.}} = I_{\text{дл.доп.таб.}(7-8)} \cdot k_{\text{заг.}} \cdot k_{\text{тем.}}, \quad (39)$$

$$I_{\text{дл.доп.нор.}} = 300 \cdot 1,0 \cdot 1,13 = 339 \text{ А.}$$

Окончательно принимаем провод сечением $F= 3 \times 120 + 1 \times 95 \text{ мм}^2$
 $I_{\text{дл.доп.табл.}} = 340 \text{ А} > I_{\text{дл.доп.нор.}} = 320,7 \text{ А}$ ($r_0=0,206 \text{ Ом/км}$, $\ell_{7-8}=0,035 \text{ км}$)

На данном расчетном участке потери составят:

$$\Delta U_{\text{нор.реж.}}^{(7-8)} = \frac{P_{\text{рас.}(7-8)} \cdot r_0 \cdot \ell_{7-8}}{U_{\text{ном}} \cdot n}, \quad (40)$$

$$\Delta U_{\text{нор.реж.}}^{(7-8)} = \frac{155,48 \cdot 0,206 \cdot 0,035}{0,38 \cdot 1} = 2,95 \text{ В.}$$

В процентах:

$$\Delta U_{\text{нор.реж.}\%}^{(7-8)} = \frac{\Delta U_{\text{нор.реж.}}^{(7-8)}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (41)$$

$$\Delta U_{\text{нор.реж.}\%}^{(7-8)} = \frac{2,95}{380} \cdot 100\% = 0,8 \text{ \%}.$$

Рассчитаем участок между 8 и 9 опорами.

Определяем расчетную полную мощность на данном участке

$$S_{\text{расч.}(8-9)} = S_{\text{расч.}(7-8)} - S_{\text{расч.}(8)}, \quad (42)$$

$$S_{\text{расч.}(8-9)} = 169 - 50,7 = 118,3 \text{ кВА.}$$

Расчет активной мощности на расчетном отрезке:

$$P_{\text{рас.}(8-9)} = S_{\text{расч.}(8-9)} \cdot \cos\varphi, \quad (43)$$

$$P_{\text{рас.}(8-9)} = 118,3 \cdot 0,92 = 108,8 \text{ кВт.}$$

Рассчитаем расчетный ток для участка 8–9

$$I_{\text{расч.}(8-9)} = \frac{S_{\text{расч.}(8-9)}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}n}}, \quad (44)$$

$$I_{\text{расч.}(8-9)} = \frac{118,3}{1,73 \cdot 0,38 \cdot 1} = 179,95 \text{ А.}$$

Принимаем допустимый табличный ток равный $I_{\text{дл.доп.таб.}} = 195 \text{ А} > I_{\text{расч.}(8-9)}$.
 $= 179,95 \text{ А}$, для провода сечением $F = 3 \times 50 + 1 \times 50 \text{ мм}^2$. Для принятого тока:

$$I_{\text{дл.доп.нор.}} = I_{\text{дл.доп.таб.}(8-9)} \cdot k_{\text{заг.}} \cdot k_{\text{тем.}}, \quad (45)$$

$$I_{\text{дл.доп.нор.}} = 195 \cdot 1,0 \cdot 1,13 = 220,35 \text{ А.}$$

Окончательно принимаем провод сечением $F = 3 \times 70 + 1 \times 95 \text{ мм}^2$
 $I_{\text{дл.доп.таб.}} = 240 \text{ А} > I_{\text{дл.доп.нор.}} = 220,35 \text{ А}$ ($r_0 = 0,443 \text{ Ом/км}$, $\ell_{8-9} = 0,035 \text{ км}$)

Расчет активной мощности на расчетном отрезке:

$$\Delta U_{\text{нор.реж.}}^{(8-9)} = \frac{P_{\text{рас.}(8-9)} \cdot r_0 \cdot \ell_{(8-9)}}{U_{\text{ном}n}}, \quad (46)$$

$$\Delta U_{\text{нор.реж.}}^{(8-9)} = \frac{108,8 \cdot 0,443 \cdot 0,035}{0,38 \cdot 1} = 4,44 \text{ В.}$$

В процентах:

$$\Delta U_{\text{нор.реж.}\%}^{(8-9)} = \frac{\Delta U_{\text{нор.реж.}}^{(8-9)}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (47)$$

$$\Delta U_{\text{нор.реж.}\%}^{(8-9)} = \frac{\Delta U_{\text{нор.реж.}}^{(8-9)}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{4,44}{380} \cdot 100\% = 1,16 \%$$

Выбор сечения провода остальных воздушных линий аналогичен. Результаты расчетов сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Выбор сечения проводов воздушных линий 380 В и проверка их по допустимым потерям напряжения×

Участок	L, м	P, кВт	Q, кВАр	S, кВА	I _{р.н/р} , А	I _{д.н/р} , А	F, мм ²	г ₀ , Ом/км	$\Delta U_{\text{н.р.}}$, В	$\Delta U_{\text{н.р.}}$, %	ΔU , В	ΔU , %
Фидер 1 для электроснабжения 12 коттеджей												
ТП-3	80	186,6	79,45	202,8	308,5	384,2	3×185+1×95	0,188	7,38	1,94		
3-4	35	140	59,27	152,1	231	271,2	3×150+1×95	0,206	2,65	0,67	10,03	2,61
4-5	35	93,2	39,7	101,4	154,1	180,8	3×50+1×50	0,641	5,5	1,45	15,53	4,06
5-6	35	46,64	19,87	50,7	77,1	113	3×50+1×50	0,641	2,75	0,72	18,28	4,78
Фидер 2 для электроснабжения 13 коттеджей												
ТП-7	100	202,1	86,16	219,7	334,2	384,2	3×185+1×95	0,188	8,7	2,3		
7-8	35	155,48	66,23	169	257	339	3×150+1×95	0,206	2,95	0,8	11,65	3,1
8-9	35	108,8	46,45	118,3	179,95	220,35	3×70+1×95	0,443	4,44	1,16	16,09	4,26
9-10	35	62,2	26,5	67,6	102,83	146,9	3×70+1×95	0,443	2,54	0,66	18,63	4,92
Фидер 3 для электроснабжения 13 коттеджей												
ТП-11	75	202,1	86,16	219,7	334,2	384,2	3×185+1×95	0,188	3,5	0,9		
11-12	35	155,48	66,23	169	257	339	3×150+1×95	0,206	2,95	0,77	6,45	1,67
12-13	35	108,8	46,45	118,3	179,95	220,35	3×70+1×95	0,443	4,44	1,17	10,89	2,83
13-14	35	62,2	26,5	67,6	102,83	146,9	3×70+1×95	0,443	2,54	0,68	13,43	3,51
Фидер 4 для электроснабжения 12 коттеджей												
ТП-15	100	186,6	79,45	202,8	308,5	384,2	3×185+1×95	0,188	9,2	2,4		
15-16	35	140	59,27	152,1	231	271,2	3×150+1×95	0,206	2,65	0,7	11,85	3,1
16-17	35	93,2	39,7	101,4	154,1	180,8	3×70+1×95	0,443	3,8	1,0	15,65	4,1
17-18	35	46,64	19,87	50,7	77,1	113	3×50+1×50	0,641	2,75	0,72	18,4	4,82

2.4.6 Расчет токов короткого замыкания

«Расчеты токов короткого замыкания определяются для выбора или контроля параметров электрооборудования.

Также для выбора или проверки установок релейной защиты и автоматики. Расчет токов короткого замыкания в системах электроснабжения напряжением до 1000 В необходим для определения работы электроаппаратов и проводников в режиме сверхтоков, для проверки автоматического отключения линий в сетях до 1000 В с глухозаземленной нейтралью при появлении замыканий на корпус» [16].

Расчеты токов коротких замыканий выполнены для простых электрических сетей, примыкающих к отдельным узлам энергосистемы. Для таких сетей вычисления выполняются аналитическим методом, ибо применение электронных цифровых вычислительных машин или электрических моделей нецелесообразно.

Расчет тока короткого замыкания для указанного случая требует учета активного сопротивления элементов расчетной цепи ввиду их значительной величины. Для упрощения расчета допускается не учитывать сопротивлений токовых катушек автоматов, ТТ и др. Поэтому в расчетную схему вводятся только полные сопротивления питающего трансформатора и кабеля.

Расчет токов короткого замыкания во вторичных цепях ТН определяется для того, чтобы выбрать предохранители и автоматы.

Расчет токов короткого замыкания для всех главных узлов системы, где установлены выключатели для отключения этих токов, является очень трудоемкой задачей. В основном это принадлежит к современным электроэнергетическим системам, где сети различаются большей протяженностью и разветвленностью, с наличием значительного числа связей среди отдельных частей, кольцевых линий и сеток. Аналитические расчеты токов короткого замыкания следует заменить измерениями в эквивалентной

цепи, в которой отражаются в сильно уменьшенном масштабе действительную систему. Эта модель имеет столько сопротивлений, индуктивных катушек и конденсаторов, и отдельных линий, и аппаратов имеется в исследуемой системе.

Расчет токов короткого замыкания определяют для трехфазного и двухфазного короткого замыкания из-за значения токов короткого замыкания выражаются величиной расчетного относительного сопротивления схемы $X_{расч}$, которая приведена к месту короткого замыкания [30].

Для расчета тока короткого замыкания имеется расчетная схема, где указываются все элементы электрической сети. За счет расчетной схемы составляется схема замещения, где все элементы расчетной схемы меняются нужными индуктивными сопротивлениями, которыми они обладают.

Составляем расчетную схему, рисунок 3, и соответствующую ей схему замещения, рисунок 4.

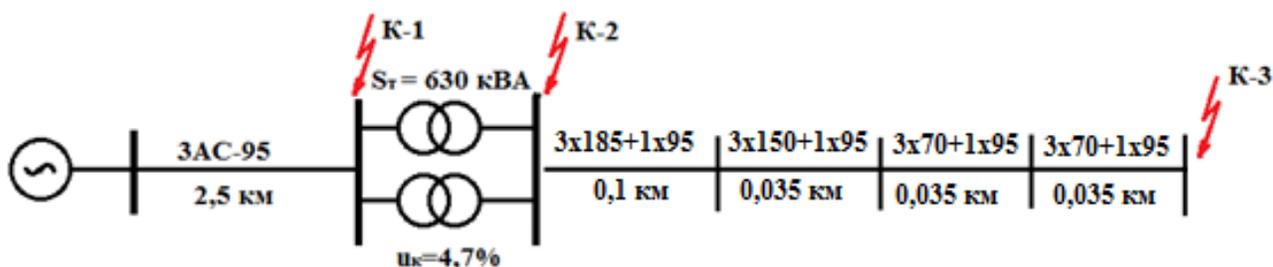


Рисунок 3 – Расчетная схема сети

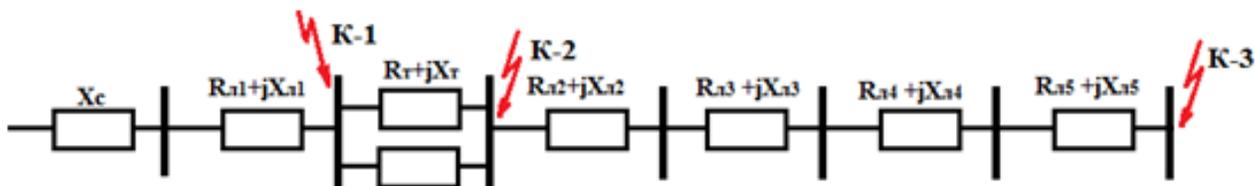


Рисунок 4 – Схема замещения

Рассчитываем в относительных единицах

Задаемся базисными значениями: $S_B=100$ МВА; $U_{B1}=1,05 \cdot U_H=1,05 \cdot 10=10,5$ кВ; $U_{B2}=0,4$ кВ.

Находим относительные базисные сопротивления

Система:

$$X_c = \frac{S_B}{S_H}, \quad (48)$$

$$X_c = \frac{100}{630} = 0,16 \text{ о. е.}$$

«Определяем сопротивление линии 10 кВ» [16]

– индуктивное:

$$X_1 = X_0 \ell_1 \cdot \frac{S_B}{U_{B1}^2}, \quad (49)$$

$$X_1 = 0,38 \cdot 2,5 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,86 \text{ о. е.}$$

– активное:

$$r_1 = r_0 \ell_1 \cdot \frac{S_B}{U_{B1}^2}, \quad (50)$$

$$r_1 = 0,31 \cdot 2,5 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,7 \text{ о. е.}$$

Принимаем для трансформатора $R_T \approx 0$. Так как его величина очень мала, то общее сопротивление трансформатора:

$$Z_r = X_T = \frac{\Delta U_H \cdot S_B}{100 \cdot S_H \cdot n_T}, \quad (51)$$

$$Z_r = X_T = \frac{4,7 \cdot 100}{100 \cdot 0,63 \cdot 2} = 3,73 \text{ o. e.}$$

Для ВЛ-0,4 кВ:

$$r_{\text{ТП-7}} = r_0 \cdot \ell_{\text{ТП-7}} \cdot \frac{S_B}{U_{B2}^2}, \quad (52)$$

$$r_{\text{ТП-7}} = 0,164 \cdot 0,1 \cdot \frac{100}{0,4^2} = 10,25 \text{ o. e.}$$

$$X_{\text{ТП-7}} = X_0 \cdot \ell_{\text{ТП-7}} \cdot \frac{S_B}{U_{B2}^2}, \quad (53)$$

$$X_{\text{ТП-7}} = 0,072 \cdot 0,1 \cdot \frac{100}{0,4^2} = 4,5 \text{ o. e.}$$

$$r_{7-8} = r_0 \cdot \ell_{7-8} \cdot \frac{S_B}{U_{B2}^2}, \quad (54)$$

$$r_{7-8} = 0,206 \cdot 0,035 \cdot \frac{100}{0,4^2} = 4,5 \text{ o. e.}$$

$$X_{7-8} = X_0 \cdot \ell_{7-8} \cdot \frac{S_B}{U_{B2}^2}, \quad (55)$$

$$X_{7-8} = 0,073 \cdot 0,035 \cdot \frac{100}{0,4^2} = 1,6 \text{ o. e.}$$

$$r_{8-9} = r_0 \cdot \ell_{8-9} \cdot \frac{S_B}{U_{B2}^2}, \quad (56)$$

$$r_{8-9} = 0,443 \cdot 0,035 \cdot \frac{100}{0,4^2} = 9,7 \text{ o. e.}$$

$$X_{8-9} = X_0 \cdot \ell_{8-9} \cdot \frac{S_B}{U_{B2}^2}, \quad (57)$$

$$X_{8-9} = 0,0789 \cdot 0,035 \cdot \frac{100}{0,4^2} = 1,73 \text{ o. e.}$$

$$r_{9-10} = r_0 \cdot \ell_{9-10} \cdot \frac{S_B}{U_{B2}^2}, \quad (58)$$

$$r_{9-10} = 0,443 \cdot 0,035 \cdot \frac{100}{0,4^2} = 9,7 \text{ o. e.}$$

$$X_{9-10} = X_0 \cdot \ell_{9-10} \cdot \frac{S_B}{U_{B2}^2}, \quad (59)$$

$$X_{9-10} = 0,0789 \cdot 0,035 \cdot \frac{100}{0,4^2} = 1,73 \text{ о. е.}$$

«Рассчитываем результирующее сопротивление до точки К1. Для этого составляем схему замещения до точки КЗ К–1, представленную на рисунке 5» [16]. Определяем результирующее активное, индуктивное и полное сопротивление до точки К1:

– индуктивное:

$$x_{p1} = x_c + x_{l1}, \quad (60)$$

$$x_{p1} = 0,16 + 0,86 = 1,02 \text{ о. е.}$$

– активное: $r_{p1} = r_{л1} = 0,7 \text{ о. е.}$

– полное:

$$z_{p1} = \sqrt{r_{p1}^2 + x_{p1}^2}, \quad (61)$$

$$z_{p1} = \sqrt{0,7^2 + 1,02^2} = 1,24 \text{ о. е.}$$

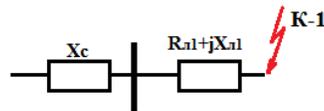


Рисунок 5 – Схема замещения до точки КЗ К–1

Получаем следующую преобразованную схему замещения, показанную на рисунке 6.

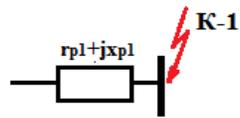


Рисунок 6 – Схема замещения до точки КЗ К-1 после преобразования

«Определяем базисный ток в точке К1» [16]

$$I_{Б1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{Б1}}, \quad (62)$$

$$I_{Б1} = \frac{100}{1,73 \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

«Определяем токи и мощность КЗ в точке К1» [16]:

– ток трехфазного КЗ:

$$I_{кзК-1}^{(3)} = \frac{I_{Б1}}{Z_{п1}}, \quad (63)$$

$$I_{кзК-1}^{(3)} = \frac{5,5}{1,24} = 4,43 \text{ кА.}$$

– ток двухфазного КЗ:

$$I_{кз.К-1}^{(2)} = 0,87 I_{кз.К-1}^{(3)}, \quad (64)$$

$$I_{кз.К-1}^{(2)} = 0,87 \cdot 4,43 = 3,86 \text{ кА.}$$

– ударный ток трехфазного КЗ:

$$i_{уд.К-1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{кз.К-1}^{(3)}, \quad (65)$$

где k_y – величина учитывающая значение максимального тока, о.е. (для ВЛ–10 кВ согласно [22] принимаем равным $k_y=1,2$)

$$i_{уд,К-1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,2 \cdot 4,43 = 7,5 \text{ кА.}$$

– действующее значение ударного тока трехфазного КЗ

$$I_{уд.}^{(3)} = I_{кз,К-1}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2}, \quad (66)$$

$$I_{уд.}^{(3)} = 4,43 \cdot \sqrt{1 + 2(1,2 - 1)^2} = 4,6 \text{ кА.}$$

– мощность трехфазного КЗ

$$S_{кз,К-1}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{Б1} \cdot I_{кз,К-1}^{(3)}, \quad (67)$$

$$S_{кз,К-1}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 4,43 = 80,47 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

«Определяем результирующее сопротивление до точки К2 по схеме замещения рисунка 7» [16]

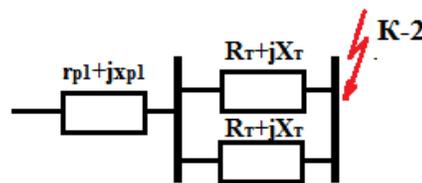


Рисунок 7– Схема замещения до точки КЗ К–2

Определяем результирующее активное, индуктивное и полное сопротивление до точки К–2:

– индуктивное:

$$x_{p2} = x_{p1} + x_m, \quad (68)$$

$$x_{p2} = 1,02 + 3,73 = 4,75 \text{ о.е.}$$

– активное:

$$r_{p2} = r_{p1} + r_m, \quad (69)$$

$$r_{p2} = 0,7 + 0 = 0,7 \text{ о.е.}$$

– полное:

$$z_{p2} = \sqrt{r_{p2}^2 + x_{p2}^2}, \quad (70)$$

$$z_{p2} = \sqrt{0,7^2 + 4,75^2} = 4,8 \text{ о.е.}$$

На рисунке 8 представлена следующая преобразованная схема замещения.

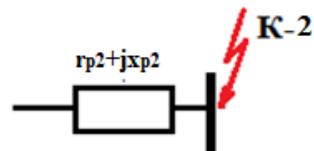


Рисунок 8 – Схема замещения до точки КЗ К–2 после преобразования

Определяем базисный ток в точке КЗ К–2

$$I_{Б2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{Б2}}, \quad (71)$$

$$I_{Б2} = \frac{100}{1,73 \cdot 0,4} = 144,5 \text{ кА.}$$

«Определяем токи и мощность КЗ в точке К-2» [16]:

– ток трехфазного КЗ

$$I_{\text{кз.К-2}}^{(3)} = \frac{I_{\text{Б2}}}{Z_{\text{p2}}}, \quad (72)$$

$$I_{\text{кз.К-2}}^{(3)} = \frac{144,5}{4,8} = 30,1 \text{ кА.}$$

– ток двухфазного КЗ

$$I_{\text{кз.К-2}}^{(2)} = 0,87 I_{\text{кз.К-2}}^{(3)}, \quad (73)$$

$$I_{\text{кз.К-2}}^{(2)} = 0,87 \cdot 30,1 = 26,02 \text{ кА.}$$

– «ударный ток трехфазного КЗ» [16]

$$i_{\text{кз.К-2}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{кз.К-2}}^{(3)}, \quad (74)$$

где $k_y=1,1$ – для ВЛ – 0,4кВ согласно [22];

$$i_{\text{кз.К-2}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 30,1 = 46,69 \text{ кА.}$$

– действующее значение ударного тока трехфазного КЗ

$$I_{\text{уд.}}^{(3)} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2}, \quad (75)$$

$$I_{\text{уд.}}^{(3)} = 30,1 \cdot \sqrt{1 + 2(1,1 - 1)^2} = 30,3 \text{ кА.}$$

– мощность трехфазного КЗ

$$S_{\text{кз.К-2}}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{Б2}} \cdot I_{\text{кз.К-2}}^{(3)}, \quad (76)$$

$$S_{\text{КЗ.К-2}}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 30,1 = 20,83 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Находим «результатирующее сопротивление до точки КЗ К-3. Для этого составляем схему замещения до точки К-3, представленную на рисунке 9» [16].

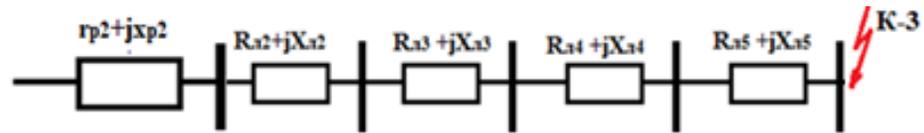


Рисунок 9 – Схема замещения до точки КЗ К-3

Определяем результирующее активное, индуктивное и полное сопротивление до точки К-3:

– индуктивное

$$x_{p3} = x_{p2} + x_{\text{ТП-7}} + x_{7-8} + x_{8-9} + x_{9-10}, \quad (77)$$

$$x_{p3} = 4,75 + 4,5 + 1,6 + 1,73 + 1,73 = 14,31 \text{ о.е.}$$

– активное

$$r_{p3} = r_{p2} + r_{\text{ТП-7}} + r_{7-8} + r_{8-9} + r_{9-10}, \quad (78)$$

$$r_{p3} = 0,7 + 10,25 + 4,5 + 9,7 + 9,7 = 34,85 \text{ о.е.}$$

– полное

$$z_{p3} = \sqrt{r_{p3}^2 + x_{p3}^2}, \quad (79)$$

$$z_{p3} = \sqrt{34,85^2 + 14,31^2} = 37,67 \text{ о.е.}$$

Получаем следующую преобразованную схему замещения, представленную на рисунке 10.

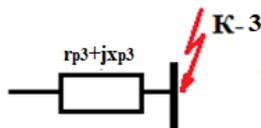


Рисунок 10 – Схема замещения до точки КЗ К–3 после преобразования

«Определяем базисный ток в точке К2» [16]

$$I_{Б2} = \frac{S_{Б}}{\sqrt{3} \cdot U_{Б2}}, \quad (80)$$

$$I_{Б2} = \frac{100}{1,73 \cdot 0,4} = 144,5 \text{ кА.}$$

«Определяем токи и мощность КЗ в точке К–3» [16]

– ток трехфазного КЗ

$$I_{К3}^{(3)} = \frac{I_{Б2}}{Z_{p2}}, \quad (81)$$

$$I_{К3}^{(3)} = \frac{144,5}{37,67} = 3,8 \text{ кА.}$$

– ток двухфазного КЗ

$$I_{К3}^{(2)} = 0,87 I_{К2}^{(3)}, \quad (82)$$

$$I_{К3}^{(2)} = 0,87 \cdot 3,8 = 3,33 \text{ кА.}$$

– ударный ток трехфазного КЗ

$$i_{\text{уд.к-3}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K2}^{(3)}, \quad (83)$$

где $k_y=1,1$ – для ВЛ – 0,4кВ согласно [22];

$$i_{\text{уд.к-3}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 3,8 = 5,9 \text{ кА.}$$

– действующее значение ударного тока трехфазного КЗ

$$I_{\text{уд.к-3}}^{(3)} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2}, \quad (84)$$

$$I_{\text{уд.к-3}}^{(3)} = 3,8 \cdot \sqrt{1 + 2(1,1 - 1)^2} = 3,8 \text{ кА.}$$

– мощность трехфазного КЗ

$$S_{\text{кз К-3}}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{Б2}} \cdot I_K^{(3)}, \quad (85)$$

$$S_{\text{кз К-3}}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 3,8 = 2,63 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

«Однофазный ток КЗ определяем в именованных единицах» [16]

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_T^{(1)}}{3} + Z_\Pi}, \quad (86)$$

где Z_Π – полное сопротивление петли;

Z_T – «сопротивление трансформатора току однофазного КЗ, Ом» [16]

$$Z_\Pi = \sqrt{(r_\phi + r_N)^2 + (X_\phi + X_N)^2}, \quad (87)$$

$$Z_\Pi = \sqrt{(0,0164 + 0,0164)^2 + (0,00573 + 0,0065)^2} = 0,042 \text{ Ом.}$$

$$r_\phi = r_0 \cdot \ell_{\text{ТП-7}}, \quad (88)$$

$$r_\phi = 0,164 \cdot 0,1 = 0,0164 \text{ Ом,}$$

$$r_N = r_0 \cdot \ell, \quad (89)$$

$$r_N = 0,164 \cdot 0,1 = 0,0164 \text{ Ом}$$

$$x_\phi = x_0 \cdot \ell, \quad (90)$$

$$x_\phi = 0,073 \cdot 0,1 = 0,0073 \text{ Ом}$$

$$x_N = x_0 \cdot \ell, \quad (91)$$

$$x_N = 0,065 \cdot 0,1 = 0,0065 \text{ Ом},$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_T}{3} + Z_\Pi} = \frac{220}{1,43 + 0,042} = 149 \text{ А} = 0,149 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчета токов КЗ

Место к.з.	$I_{K3}^{(3)}$,кА	$I_{K3}^{(2)}$,кА	$I_{уд}^{(3)}$,кА	$i_{уд}^{(3)}$,кА	$I_{K3}^{(1)}$,кА	$S_K^{(3)}$,кА
К1	4,43	3,85	4,6	7,5	—	80,47
К2	30,1	26,02	30,3	46,69	—	20,83
К3	3,58	3,12	3,6	5,55	0,149	1,08

2.4.7 Выбор аппаратуры подстанции

Выбор оборудования для трансформаторной подстанции (ТП) осуществляется только после того, как будет определен тип и мощность ТП, а также проведен расчет токов короткого замыкания. Электрические аппараты подбираются с учетом условий максимального рабочего режима, и они обязательно проверяются на соответствие режиму токов короткого замыкания [10].

Необходимо разработать подробную схему электрических соединений подстанции. Эта схема представлена на рисунке 11, и на ней указаны все

основные электрические аппараты. Результаты расчетов затем сопоставляются с каталожными значениями соответствующих аппаратов.

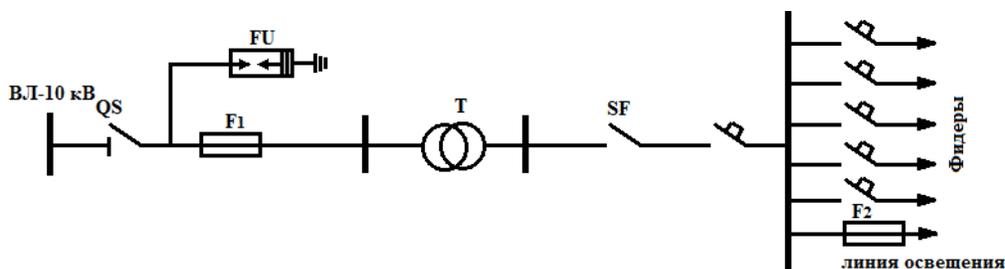


Рисунок 11– Принятая расчетная схема

«В соответствии с ПУЭ электрические аппараты выбирают по ключевым параметрам.

Разъединители выбирают по:

- номинальному напряжению: $U_N \geq U_{N,УСТ}$;
- конструкции и роду уставок;
- номинальному току: $I_N \geq I_{P,МАКС}$;
- условию динамической устойчивости: $i_{\text{макс}}^{(3)} \geq i_y^{(3)}$;
- условию термической устойчивости: $I_{T,t} \geq I_K^{(3)} \cdot t_{\phi}$.

Плавкие предохранители выбирают по:

- номинальному напряжению: $U_N \geq U_{N,УСТ}$;
- номинальному току плавкой вставки;
- роду установки;
- предельному отключающему току: $I_{\text{откл}} \geq I_K^{(3)}$.

ОПН выбирают по:

- номинальному напряжению: $U_N \geq U_{N,УСТ}$;
- защитным характеристикам.

Автоматические выключатели выбирают по:

- номинальному напряжению: $U_{Н.АВТ} \geq U_{Н.УСТ}$;
- номинальному току: $I_{Н.АВТ} \geq I_{Р.МАКС}$;
- проверке на динамическую устойчивость: $I_{пред.авт} \geq i_y^{(3)}$ » [3].

Итак, чтобы выбрать электрическую аппаратуру определяем необходимые параметры.

Максимальный рабочий ток определяем по следующей формуле:

$$I_{раб.макс} = 1,4 \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (92)$$

где « $S_{н.тр}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{н}$ – номинальное напряжение трансформатора, кА» [3].

$$I_{раб.макс} = 1,4 \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 51 \text{ А.}$$

Фиктивное время отключения:

$$t_{\phi} = t_{защ} + t_{вык}, \quad (93)$$

где « $t_{защ}$ – выдержка времени защиты на питающей стороне линии 10 кВ,

(принимаем для МТЗ $t_{защ} = 1,2$ с);

$t_{в}$ – собственное время отключения выключателя, принимаем

(принимаем $t_{в} = 0,2$ с)» [3].

$$t_{\phi} = 1,2 + 0,2 = 1,4 \text{ с.}$$

Рабочий ток определяется следующим образом:

$$I_{раб} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}, \quad (92)$$

где « P – активная мощность фидера–2, кВт (принимаем из таблицы 11 равным $P = 202,1$ кВт);

U_n – номинальное напряжение, $U_n = 380\text{В}$;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности на этом фидере, $\cos\varphi = 0,92$ » [3].

$$I_{\text{раб}} = \frac{202100}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,92} = 334,16 \text{ А.}$$

По полученным значения выбираем аппаратуру:

- разъединитель РВЗ 10/400УЗ [14];
- предохранитель типа ПКТ 105–12–80–20ТЗ [12];
- на стороне ВН –ОПН–110У11 [9];
- автоматический выключатель АЗ710Б [1].

2.4.8 Релейная защита

Электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенными для [24]:

- автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (электроустановки) с помощью выключателей; если повреждение (например, замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью) непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал:
- реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы (например, перегрузку, повышение напряжения в обмотке статора гидрогенератора); в зависимости от режима работы и условий эксплуатации электроустановки релейная защита должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения.

С целью удешевления электроустановок вместо автоматических выключателей и релейной защиты следует применять предохранители или открытые плавкие вставки, если они [24]:

- могут быть выбраны с требуемыми параметрами (номинальное напряжение и ток, номинальный ток отключения и др.);
- обеспечивают требуемые селективность и чувствительность;
- не препятствуют применению автоматики (автоматическое повторное включение – АПВ, автоматическое включение резерва – АВР и т. п.), необходимой по условиям работы электроустановки.

При использовании предохранителей или открытых плавких вставок в зависимости от уровня несимметрии в неполнофазном режиме и характера питаемой нагрузки следует рассматривать необходимость установки на приемной подстанции защиты от неполнофазного режима.

Устройства релейной защиты должны обеспечивать наименьшее возможное время отключения КЗ в целях сохранения бесперебойной работы неповрежденной части системы (устойчивая работа электрической системы и электроустановок потребителей, обеспечение возможности восстановления нормальной работы путем успешного действия АПВ и АВР, самозапуска электродвигателей, втягивания в синхронизм и пр.) и ограничения области и степени повреждения элемента.

Релейная защита, действующая на отключение, как правило, должна обеспечивать селективность действия с тем, чтобы при повреждении какого-либо элемента электроустановки отключался только этот поврежденный элемент.

Допускается неселективное действие защиты (исправляемое последующим действием АПВ или АВР) для обеспечения, если это необходимо, ускорения отключения КЗ при использовании упрощенных

главных электрических схем с отделителями в цепях линий или трансформаторов, отключающими поврежденный элемент в бестоковую паузу.

Устройства релейной защиты с выдержками времени, обеспечивающими селективность действия, допускается выполнять, если:

- при отключении КЗ с выдержками времени обеспечивается выполнение требований 3;
- защита действует в качестве резервной.

Надежность работы релейной защиты должна быть обеспечена использованием устройств, которые соответствуют своим параметрам и характеристикам, а также важным аспектом является их надлежащее обслуживание, что включает регулярные проверки и калибровку. Для повышения надежности функционирования релейной защиты могут применяться различные специальные меры, такие как схемное резервирование и непрерывный или периодический мониторинг состояния устройств, а также другие методы повышения надежности. Также необходимо учитывать вероятность ошибочных действий обслуживающего персонала при выполнении операций с релейной защитой, что требует дополнительных мер предосторожности и обучения.

Сети напряжением 10 кВ имеют изолированную нейтраль, что требует применения специальных устройств релейной защиты от междуфазных замыканий и однофазных замыканий на землю для обеспечения безопасности и надежности электроснабжения. Для питающих и распределительных сетей 10 кВ основным типом защиты является максимальная токовая защита, которая обеспечивает защиту от междуфазных замыканий в двухфазном исполнении, по фазам А и С, с учетом того, что трансформаторы тока для защит других элементов сети также установлены в этих фазах. Для кабельных линий 10 кВ применяется защита от замыканий на землю, которая осуществляется с использованием реле типа РТ-85/2 и защитой на переменном оперативном токе

с зависимой выдержкой времени, что обеспечивает высокую надежность и точность.

Источниками переменного оперативного тока в таких системах служат трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, которые обеспечивают стабильное и надежное питание для релейной защиты и других защитных устройств.

Расчет МТЗ для защиты питающей линии на участке ПС110/10 кВ и ТП – РП, показанной на рисунке 12.

Ток сети рассчитан ранее и составляет 51 А. Для контроля тока выбрали трансформатор тока марки ТПЛ–10–150/5. Способ соединения «неполная звезда».

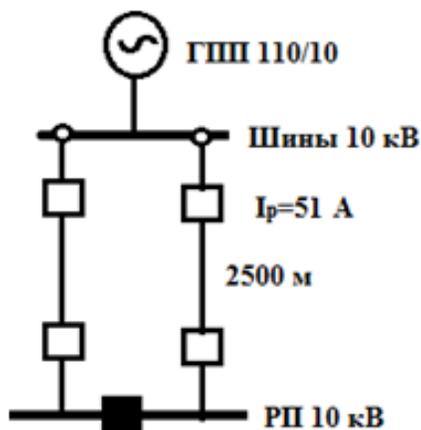


Рисунок 12– Рассматриваемая питающая сеть

«Ток, который позволит защитить электроустановки сети определяется по формуле» [25]:

$$I_{с.з} = \frac{k_H \cdot k_{с.з}}{k_B} \cdot I_{раб.макс}, \quad (93)$$

где « k_H – значение, определяющее безотказность, то есть безотказность защиты путем учета погрешности реле с необходимым запасом, (принимая для реле типа РТ–85/2 $k_H=1,2$);
 $k_{с.з}$ – значение определяющее величину самозапуска, зависящая от типа электроприемника, (принимая $k_{с.з}=1,2$);
 k_B – значение, определяющее способность реле приходить в исходное состояние, (для РТ–85/2 $k_B=0,8$)» [25].

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,8} \cdot 51 = 90,9 \text{ А.}$$

Ток, значение которого позволит произвести защиту:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot k_{с.х}}{n_{ТТ}}, \quad (94)$$

где $k_{с.х}$ – значение определяющее соединение витков, (для схемы «неполная звезда» равным $k_{с.х}=1$);
 $n_{ТТ}$ – «значение, учитывающий величину преобразования ТТ, $n_{ТТ}=30$ » [25].

$$I_{с.р} = \frac{90,9 \cdot 1}{30} = 3,03 \text{ А.}$$

Округляем в большую сторону и принимаем – 3,5 А.

«Проверяем чувствительность защиты» [25]:

$$k_{ч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.мин}^{(2)}}{I_{с.з}}, \quad (95)$$

$$k_{ч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{3850}{90,9} = 36,8 > 1,5.$$

Результаты остальных расчетов снесены в таблицу 7.

Расчет токовой отсечки.

«Определяется ток срабатывания токовой отсечки» [25]:

$$I_{c.o} = k_n \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (96)$$

где « k_n – значение надежности, учитывающий погрешность в токе срабатывания реле» [25], $k_n=1,5$ – для реле РТ–85 [11];

$$I_{c.o} = 1,5 \cdot 4430 = 6645 \text{ A.}$$

Таблица 7 – Результаты расчетов МТЗ распределительной сети 10 кВ

Место установки защиты	п _{тт}	Схема в нормальном режиме				Схема в аварийном режиме			
		I _p , А	I _{сз} , А	I _{ср} , А	k _ч	I _p , А	I _{сз} , А	I _{ср} , А	k _ч
Ячейка ввода	30	48	76	3,5/4	40,7	50,5	90,9	3,03/3,5	36,8
Ячейка отходящей линии	30	32,6	44,5	2,9/3	36,3	38,8	56,8	2,4/3	24,2

«Определяется ток срабатывания реле» [25]:

$$I_{ср.p} = \frac{I_{c.o} \cdot k_{сх}}{n_{тт}}, \quad (97)$$

$$I_{ср.p} = \frac{6645 \cdot 1}{30} = 221,5 \text{ A,}$$

$$I_{p.к.max} = \frac{I_{кз.max} \cdot k_{сх}}{n_{тт}}, \quad (98)$$

$$I_{p.к.max} = \frac{4740 \cdot 1}{30} = 158 \text{ A.}$$

«Определяется коэффициент чувствительности» [25]:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз.max}}{I_{ср}}, \quad (99)$$

$$k_u = \frac{4740}{221,5} = 21,4 > 1,2.$$

Токовая отсечка проходит по чувствительности.

Защита трансформаторов 10/0,4 кВ со стороны 10 кВ.

«Защита потребительских трансформаторов со стороны высокого напряжения производится плавкими предохранителями типа ПКТ, ток плавкой вставки которой определяется так» [4]:

$$I_{bc} \geq k_n \cdot I_n, \quad (100)$$

где « $k_n = 1,2 \dots 2$ – коэффициент надежности;

I_n – номинальный ток трансформатора» [4].

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n'} \quad [101]$$

$$I_n = \frac{630}{1,73 \cdot 10} = 36,4 \text{ A},$$

$$I_{bc} \geq 1,3 \cdot 36,4 = 47,32 \text{ A}.$$

Принимают плавкую вставку $I_{bc} = 50 \text{ A}$.

Защита ВЛ–10 кВ.

Максимальная токовая защита [28].

«Определяют максимальный рабочий ток линии, питающий» [8]

$$I_{pm} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_n'} \quad [102]$$

$$I_{pm} = \frac{873,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 66,4 \text{ A}.$$

Ток, обеспечивающий безопасность работы установки, определяем из следующих условий [8].

«По условию отстройки от максимального тока нагрузки» [8]

$$I_{с.з.1} = \frac{k_H \cdot k_{зап}}{k_B} \cdot I_{р.т}, \quad (103)$$

где k_H – величина определяющее безотказность. Принимаем для реле РТ-85/1 $k_H = 1,2$;

k_B – величина определяющее способность устройства возвращаться в исходное состояние. Принимаем для реле РТ-85/1 $k_B = 0,8$;

$k_{зап}$ – величина учитывающее самопроизвольное включение приемника. Принимаем $k_{зап} = 1,1$ (10%)» [8].

$$I_{с.з.1} = \frac{1,2 \cdot 1,1}{0,8} \cdot 66,4 = 109,5 \text{ A.}$$

Ток работоспособности предохранителя:

$$I_{с.з.2} \geq k_H \cdot I_{n5}, \quad (104)$$

где k_H – значение безотказности, используемая для устройств с зависимой характеристикой. Принимаем для реле РТ-85/1 $k_H = 1,4$;

I_{n5} – ток плавкой вставки, определенный по типовой характеристике при времени перегорания;

I_{n5} – для плавкой вставки с $I_{ср} = 100 \text{ A}$ равен 50 A » [8];

$$I_{с.з.2} \geq 1,4 \cdot 50 = 70 \text{ A.}$$

Из двух условий ток срабатывания защиты принимается $I_{сз} = 109,5 \text{ A}$. Находим ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{k_{сх} \cdot I_{ср}}{k_{ТТ}}, \quad (105)$$

$$I_{с.р} = \frac{1,0 \cdot 109,5}{15} = 7,3 \text{ A.}$$

Принимается ток уставки $I_y = 7,5 \text{ A}$:

$$I'_{cp} = I_y \cdot k_{тт}, \quad (106)$$

$$I'_{cp} = 7.5 \cdot 60 = 440 \text{ A.}$$

«Определяют коэффициент чувствительности МТЗ по формуле» [8]

$$k_{ч} = \frac{I_{min}^{(2)}}{I'_{cp}}, \quad (107)$$

где $I_{min}^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ в конце линии в минимальном режиме

$$I_{min}^{(2)} = 3120 \text{ A.}$$

$$k_{ч} = \frac{3120}{440} = 7,1 \text{ о. е.}$$

Время действия МТЗ:

$$t_y = t_{уст} + \Delta t, \quad (108)$$

где $t_{уст} = 0,5 \text{ с}$ – время срабатывания токовой защиты;

$\Delta t = 0,5 \text{ с}$ – время передвижения защитного механизма.

$$t_y = 0,5 + 0,5 = 1,0 \text{ с.}$$

Максимальная токовая отсечка (ТО).

Ток срабатывания ТО определяется с помощью двух условий.

«По условию отстройки от бросков намагничивающих токов трансформаторов ТП–10/0,4 кВ» [18]

$$I_{с.з} \geq 0.25 \cdot S_H, \quad (109)$$

$$I_{с.з} \geq 0.25 \cdot 873 = 218,25 \text{ A.}$$

«По условию отстройки от КЗ на шинах 0,38 кВ трансформаторов ТП–10/0,4 кВ» [18]

$$I_{\text{co2}} \geq k_H \cdot I_{0,38}, \quad (110)$$

где k_H – значение учитывающее надежность установки (для реле РТ–85 $k_H = 1,5$);

$I_{0,38}$ – ток трехфазного КЗ на шинах 0,38 кВ наиболее мощного трансформатора ($I_{0,38}^{(3)} = 3,58$ кА)» [18].

$$I_{0,38} = \left(0,4 \cdot 4,2 \cdot \frac{1000}{10} \right) = 168 \text{ A},$$

$$I_{\text{co2}} \geq 1,5 \cdot 168 = 261 \text{ A}.$$

Из двух условий ток срабатывания ТО принимают равным $I_{\text{co2}} = 261$ А.
«Определяется ток срабатывания реле» [18]

$$I_{\text{срo}} = \left(\frac{k_{\text{сх}}}{k_{\text{тт}}} \right) \cdot I_{\text{co}}, \quad (111)$$

$$I_{\text{срo}} = \left(\frac{261}{15} \right) \cdot 1 = 17,4 \text{ A}.$$

«Кратность срабатывания отсечки реле РТ–85» [18]:

$$k_{\text{отс}} = \frac{I_{\text{срo}}}{I_y}, \quad (112)$$

$$k_{\text{отс}} = \frac{17,4}{7,5} = 2,3$$

«Коэффициент чувствительности ТО» [18]

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min}}^{(2)}}{I_{\text{co}}}, \quad (113)$$

где $I_{\text{min}}^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ на месте установки отсечки в минимальном режиме $I_{\text{min}}^{(2)} = 3600 \text{ А}$.

$$k_{\text{ч}} = \frac{3600}{261} = 14 \text{ о. е.}$$

Время срабатывания реле МТЗ.

При токе КЗ 700 А реле РТ–85 МТЗ ВЛ–10 кВ работает в независимой части, следовательно $t_{\text{усв}} = t_{\text{вып}} + \Delta t = 1.0 + 0.5 = 1.5 \text{ с}$.

МТЗ ввода (ВВ) 10 кВ.

МТЗ ввода выполнена на реле РТВ. Трансформатор тока ТОЛ–10 $I_{1\text{н}} = 600 \text{ А}$, $I_{2\text{н}} = 5 \text{ А}$, $K_{\text{тт}} = 120$.

«Максимальный рабочий ток ввода» [18] по формуле (102):

$$I_{\text{рм}} = \frac{2759}{\sqrt{3} \cdot 10} = 159,5 \text{ А.}$$

Рассчитывают ток срабатывания защиты из максимального тока нагрузки по формуле (103)

$$I_{\text{сз1}} = 1,3 \cdot 1,1 \cdot \frac{159,5}{0,7} = 325,8 \text{ А.}$$

«Ток срабатывания защиты из условия согласования с предыдущей защитой» [18]

$$I_{\text{сз2}} \geq k_{\text{нс}} \cdot (I_{\text{сз1}} + I_{\text{сз}}), \quad (114)$$

$$I_{сз2} \geq 1,4 \cdot (325,8 + 77) = 564 \text{ А.}$$

«Ток срабатывания защиты из условия обеспечения требуемой чувствительности защиты» [18] по формуле (113)

$$I_{срз} = \frac{1800}{1,5} = 1200 \text{ А.}$$

Из трех условий ток срабатывания защиты не должен превышать $I_{ср} \leq 1200 \text{ А}$. Находим ток срабатывания реле по формуле (111):

$$I_{ср} = 1 \cdot \left(\frac{1200}{120}\right) = 10 \text{ А.}$$

Принимаем реле РТВ–1 $I_y = 10 \text{ А}$.

Выводы по разделу 2.

Во второй главе произведен расчет электрических нагрузок коттеджного поселка, выбор мощности и количества трансформаторов для электроснабжения коттеджного поселка, выбор сечения проводов для обеспечения питания жилых домов коттеджного поселка, произведен расчет токов короткого замыкания и на основании этих расчетов произведен выбор и проверка коммутационных аппаратов для защиты выбранного трансформатора.

3 Технико–экономические показатели проекта

3.1 Технико–экономическое обоснование проекта

Проекты монтажа сети 10 и 0,38 кВ с сооружением трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ реализуются в течение одного года. Отсюда следует, что капитальные затраты осуществляются в первый год реализации проекта, а вот со второго года после осуществления строительства начинается эксплуатация сети с неизменными ежегодными издержками. Экономическим эффектом является так же сроком окупаемости определяемый по формулам, изложенным в [8].

3.2 Бизнес–план проектирования ПС 10/0,4 кВ

Резюме проекта.

Целью данного раздела ВКР является оценка экономической эффективности проектирования ПС 10/0,4 кВ для электроснабжения коттеджного поселка. Модернизированная подстанция будет находится на балансе ТОО Восточные РЭК г. Тюмень.

Самая главная задача данного раздела:

- определение наиболее эффективных организационных, технических и экономических решений для ввода в работу новых производственных мощностей;
- оформление результатов технико–экономических исследований, определяющих целесообразность и возможности реализации инвестиционного проекта.

Анализ рынка.

Подстанция 10/0,4 кВ, от которой планируется электроснабжение коттеджного поселка, состоит на балансе ТОО Восточные РЭК и является важным звеном в надежном обеспечении электроэнергией потребителей коттеджного поселка.

Трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ является двухтрансформаторной, с мощностью трансформаторов по 630 кВ·А каждый. Оборудование установлено с учетом будущего роста энергопотребления данного проектируемого коттеджного поселка.

3.3 Организационный план

Сооружение трансформаторной подстанции и применение на подстанции технически современного оборудования, как и «возведение любого промышленного объекта состоит из многочисленных работ: изыскательских, проектных, общестроительных, монтажных, наладочных» [28]. С подготовительных работ начинается с сооружения трансформаторной подстанции и установка на ней технически современного оборудования. После прикрепляется «оборудование, монтируется и готовится к работе противоаварийная автоматика и другие системы. После окончания монтажных работ начинаются пусконаладочные работы. А уже затем объект может быть введен в эксплуатацию» [20].

Установка трансформаторов их монтаж и установка технически современного оборудования нужны совместные работы специалистов самого разного профиля. «К основному проекту привлекают специалистов высокой квалификации, которые могут предложить самое правильное инженерно–техническое решение, разработать проектную документацию и найти ответственных субподрядчиков. Для разработки проекта предполагают

правильное составление бюджета и правовое сопровождение этапов работы» [20]

3.4 Финансово–экономическая оценка проекта

«При финансово–экономической оценке проекта определяется расчет экономической эффективности вложенных средств и времени окупаемости и расчет дисконтированной суммы капитальных вложений.

Капитальные вложения в проектирование состоят из:

- стоимости оборудования;
- стоимости монтажных работ;
- стоимости транспортных услуг.

А также учитываются затраты на строительство здания, сооружения» [21]

Общая сумма капитальных вложений ΣK :

$$\Sigma K = K_o + K_c + K_m + K_{пр}, \quad (115)$$

где K_o – капитальные вложения на приобретение оборудования, 53% от ΣK . По укрупненным данным «SIEMENS» вложения составят около 52987 тыс. руб;

K_c – капитальные вложения на строительные работы, 30 % от ΣK ;

K_m – капитальные вложения на монтажные и пуско–наладочные работы, 11% от ΣK ;

$K_{пр}$ – капитальные вложения на прочие расходы, 6% от ΣK .

«Капиталовложения в подстанцию определяются по приведенным в справочнике укрупненным показателям стоимости суммированием следующих составляющих» [21]:

- РУ напряжений 10 и 0,4 кВ;

– постоянная часть затрат.

«Расчетная стоимость ячеек РУ учитывает стоимость трансформаторов 10/0,4 кВ, выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, а также напряжения, ОПН, аппаратуры защиты, ошиновки, строительных конструкций и фундаментов, и необходимых строительного–монтажных работ. Ко всему этому учитываются затраты на оборудование высокочастотной связи для линейных ячеек» [21].

Расчетная стоимость должна включать в себя затраты на контрольные кабели, РЗ, монтажные, а также демонтажные работы.

Суммарные капитальные вложения на приобретение оборудования подстанции, согласно формулы (115), сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Капитальные вложения

Показатели	Единицы измерения	Величины
Капитальные вложения на приобретение оборудования	тыс.руб.	28083
Капитальные вложения на строительные работы	тыс.руб.	15896
Капитальные вложения на монтажные и пуско–наладочные работы.	тыс.руб.	5828,6
Капитальные вложения на прочие расход	тыс.руб.	3179,4
Общая сумма капитальных вложений	тыс.руб.	52987

3.5 Определение ежегодных издержек

Экономическая оценка реконструкции подстанции заключается в определении затрат и ежегодных издержек. Для этого определяются приведенные годовые затраты:

$$Z_{\text{пр}} = C + E_H \cdot K, \quad (116)$$

где C – годовые текущие расходы, тыс.руб./год;

E_n – коэффициент возврата средств, (принимается равным $E_n=0,12$);

K – капитальные вложения, тыс. руб.

Годовые текущие расходы определяются по выражению

$$C_{\text{год}} = I_{\text{экс}} + I_a + C_э, \quad (117)$$

где « $I_{\text{экс}}$ – эксплуатационные затраты на обслуживание и эксплуатацию, тыс. руб./год;

I_a – амортизационные отчисления, тыс. руб./год;

$C_э$ – затраты на потери энергии, тыс. руб./год» [21].

Эксплуатационные затраты определяются по формуле:

$$I_{\text{экс}} = \Sigma K \cdot \frac{\alpha_{\text{эк}}}{100}, \quad (118)$$

где $K_{\text{об}}$ – капитальные затраты на закупку оборудования, тыс. руб.;

$\alpha_э$ – норма эксплуатационных отчислений, %. Принимаем в размере 2,5 % от стоимости оборудования.

$$I_{\text{экс}} = 52987 \cdot \frac{2,5}{100} = 1324,67 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизационные отчисления определяются по формуле:

$$I_a = \Sigma K_{\text{об}} \cdot \frac{\alpha_a}{100}, \quad (119)$$

где α_a – норма амортизационных отчислений, % (120).

$$\alpha_a = \frac{1}{t_{\text{сл}}} \cdot 100\%, \quad (120)$$

где $t_{\text{сл}}$ – нормативный срок службы оборудования, лет. Нормативный срок службы принимается согласно эксплуатационным характеристикам

выключателей равным 25 лет.

$$\alpha_a = \frac{1}{25} \cdot 100 = 4\%,$$

$$И_a = 52987 \cdot \frac{4}{100} = 2119,48 \text{ тыс. руб.}$$

Время максимальных потерь в трансформаторе определяем, используя следующую формулу:

$$\tau_{\text{макс}} = \left(0,124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760, \quad (121)$$

где $T_{\text{нб}}$ – наибольшее время использования максимальной нагрузки, ч.

Принимаем $T_{\text{м}}=4500$ ч.

$$\tau_{\text{макс}} = \left(0,124 + \frac{4500}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 2826 \text{ ч.}$$

Определяем потери энергии в трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ

$$\Delta A_{\text{тр}} = 2 \cdot P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{г}} + \frac{P_{\text{кз}}}{2} \cdot \left(\frac{S_{\text{рас}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau_{\text{макс}}, \quad (122)$$

где « $P_{\text{хх}}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт;

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

$S_{\text{рас}}$ – расчетная мощность на шинах трансформатора, кВА;

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

$\tau_{\text{макс}}$ – время максимальных потерь, ч» [10].

$$\Delta A_{\text{тр}} = 2 \cdot 1,05 \cdot 8760 + \frac{7,6}{2} \cdot \left(\frac{847,15}{630}\right)^2 \cdot 2826 = 38480,46 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Затраты, связанные с потерями электроэнергии определяются по формуле

$$C_{\text{Э}} = \Delta A_{\text{тр}} \cdot \beta_{\text{пот.ээ}} \cdot 10^{-3}, \quad (123)$$

где $\Delta A_{\text{тр}}$ – потери электроэнергии в трансформаторах подстанции, кВт/час;

$\beta_{\text{э}}$ – стоимость электроэнергии руб./кВт·час. Принимаем стоимость потерь энергии в соответствии с данными сетевой компании $\beta_{\text{э}}=1,75$ руб/кВт·ч.

$$C_{\text{Э}} = 38480,46 \cdot 1,75 \cdot 10^{-3} = 67,34 \text{ тыс. руб}$$

Определяем потери энергии в линиях 10 и 0,4 кВ.

Для расчёта потерь энергии в линиях используется следующая формула:

$$\Delta A_{\text{ВЛ}} = 3 \cdot I_{\text{расч.}i}^2 \cdot r_{o.i} \cdot l_i \cdot \tau_{\text{м}}, \quad (124)$$

где $I_{\text{расч.}i}$ – расчетный максимальный ток на i -ом участке, А;

r_{oi} – удельное активное сопротивление провода на i -ом участке, Ом/км;

l_i – протяженность i -го участка, км.

По формуле (124) определяем потери энергии на фидере Ф–1:

$$\begin{aligned} \Delta A_{\text{ВЛ}(\text{Ф}-1)} = & 3(308,5^2 \cdot 0,164 \cdot 0,08 + 231^2 \cdot 0,206 \cdot 0,035 + 154,1^2 \cdot 0,641 \\ & \cdot 0,035 + 77,1^2 \cdot 0,641 \cdot 0,035) \cdot 2826 \cdot 10^{-3} = 19495 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Аналогично производим расчет на оставшихся фидерах, получаем следующие результаты: $\Delta A_{\text{ВЛ}(\text{Ф}-2)} = 25213 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$, $\Delta A_{\text{ВЛ}(\text{Ф}-3)} = 21331 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$, $\Delta A_{\text{ВЛ}(\text{Ф}-4)} = 20746 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$.

Суммарные потери мощности составили на ВЛ–0,4 кВ:

$$\Delta A_{ВЛ(\Sigma 0,4)} = \Delta A_{ВЛ(\Phi-1)} + \Delta A_{ВЛ(\Phi-2)} + \Delta A_{ВЛ(\Phi-3)} + \Delta A_{ВЛ(\Phi-4)}, \quad (125)$$

$$\Delta A_{ВЛ(\Sigma 0,4)} = 19495 + 25213 + 21331 + 20746 = 86785 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Определяем потери энергии ВЛ–10 кВ по формуле (124):

$$\Delta A_{ВЛ(10)} = 3 \cdot 51^2 \cdot 0,21 \cdot 2,5 = 4631 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Суммарные потери мощности в проектируемой сети составят:

$$\Delta A_{ВЛ\Sigma} = \Delta A_{ВЛ(10)} + \Delta A_{ВЛ(\Sigma 0,4)}, \quad (126)$$

$$\Delta A_{ВЛ\Sigma} = 86785 + 4631 = 91416 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определяем стоимость потери мощности в линиях:

$$C_{ВЛ} = \Delta A_{ВЛ\Sigma} \cdot \beta_{\text{пот.э.э}} \cdot 10^{-3}, \quad (127)$$

$$C_{ВЛ} = 91416 \cdot 1,75 \cdot 10^{-3} = 159,97 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем стоимость потери мощности в линиях и трансформаторах:

$$C_{\Sigma} = C_{\text{ТР}} + C_{ВЛ}, \quad (128)$$

$$C_{\Sigma} = 67,34 + 159,97 = 227,32 \text{ тыс. руб.}$$

Годовые текущие расходы по формуле (117):

$$C_{\text{год}} = 1324,67 + 2119,48 + 227,32 = 3671,47 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные годовые затраты по формуле (116):

$$Z_{\text{пр}} = 3671,47 + 0,12 \cdot 52987 = 10029,91 \text{ тыс. руб.}$$

Одним из таких факторов является, обеспечение безопасности персонала выполняющих электромонтажные работы с использованием малых механических и ручных машин.

Электромонтажные работы по выполнению строительных работ линий электропередач выполняются в два этапа.

Первый этап – подготовительные работы, которые производятся одновременно с общестроительными. Это: подготовка трасс для установки опор и бухт с проводами СИП, раскатка и регулировка проводов воздушных линий электропечи напряжением 0,4 и 10 кВ, а так же подготовка места установки трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ.

Второй этап – установка железобетонных опор и крепление на них линейной арматуры, протяжка самонесущих изолированных проводов по земле при этом необходимо учитывать, что наличие на этих проводах полиэтиленовой пленки чрезвычайно чувствительной к контактам с землей и конструкциям, поднятие проводов на опоры и их крепление на них.

Процесс установки трансформаторов и проведения монтажных и наладочных работ включает несколько последовательных этапов. Крепежные кронштейны предварительно устанавливаются на опоры с использованием стальной ленты, когда они еще находятся на земле.

При монтаже линий электропередач с изолированными самонесущими проводами необходимо обеспечить сохранность качества проводов. Это особенно важно во время их раскатки, поднятия на опоры и последующего крепления. Процесс делится на следующие основные этапы:

На первой стадии осуществляется установка раскаточной тележки с барабаном, как показано на рисунке 13, позиция 1, у одной из опор участка. В то же время механическая лебедка (позиция 6) устанавливается у противоположной стороны участка.

Далее производится крепление раскаточных роликов (позиция 3) на опорах, начиная с опоры, находящейся рядом с лебедкой. После установки каждого ролика трос (позиция 5) разматывается с барабана лебедки и заправляется в установленный ролик.

Когда трос подтягивается к барабану с СИП, его закрепляют к концу провода через монтажный чулок с вертлюгом. Это устройство предотвращает разматывание пучка проводов при протяжке.

Пучок СИП затем протягивается лебедкой через все опоры. После этого он крепится к анкерному зажиму (позиция 1). Провода натягиваются с помощью лебедки, а затем дополнительно натягиваются с противоположной стороны с использованием ручного устройства (позиция 3) с контролем силы натяжения при помощи динамометра.

На начальном участке осуществляется крепление нулевой жилы к анкерному зажиму на кронштейне (позиция 4).

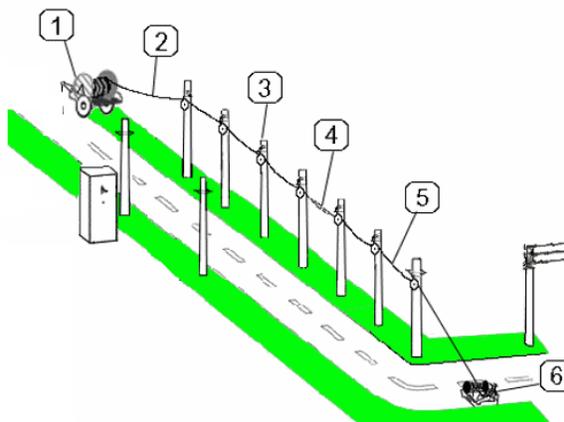


Рисунок 13 – Монтаж магистральной линии, выполненной СИП

Провод переключается на поддерживающие зажимы с раскаточных роликов. Несущая нулевая жила затем отсоединяется клиньями от фазных

проводов и закрепляется фиксатором в поддерживающем зажиме. С обеих сторон жгут СИП стягивается кабельными ремешками высокой прочности. После этого ролик снимается с опоры.

При выполнении монтажных работ с самонесущими изолированными проводами необходимо выполнить следующие требования:

- прокладку линии следует проводить при температуре воздуха выше минус 20⁰С;
- при регулировке натяжения проводов обязательно следует соблюдать стрелу провеса

Выводы по разделу 3.

Приведены расчетные значения годовых эксплуатационных затрат на содержание, обслуживание и ремонт оборудования необходимого для обеспечения электроэнергией коттеджный поселок.

При выполнении электромонтажных и наладочных работ (монтаж и наладка распределительных устройств напряжением 0,4 и 10 кВ; монтаж и наладка трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ; монтаж воздушных линий, выполненных СИП; монтаж осветительных сетей с использованием такелажных устройств и передвижных механизмов) возможны воздействия опасных и вредных производственных факторов, связанных с характером выполняемых работ.

Заключение

При выполнении выпускной квалификационной работы были рассчитаны электрические нагрузки, на основании которых было выбрано необходимое силовое, распределительное и защитное электрооборудование для обеспечения электрической энергией заданного коттеджного поселка, и их координаты на самом плане местности.

В первой главе представлен план расположения коттеджного поселка, краткое описание, расположение трансформаторного пункта, рассмотрены климатические и географические условия, а также поставлены цели, которые необходимо достичь при выполнении данного проекта и какие задачи необходимо решить для достижения данной цели.

Во второй главе произведен расчет электрических нагрузок коттеджного поселка, выбор мощности и количества силовых трансформаторов на пункте питания для электроснабжения коттеджного поселка, выбор сечения проводов для обеспечения питания жилых домов коттеджного поселка, произведен расчет токов короткого замыкания и на основании этих расчетов произведен выбор и проверка коммутационных аппаратов для защиты выбранного силового трансформатора.

В третьем разделе приведены расчетные значения годовых эксплуатационных затрат на содержание, обслуживание и ремонт электротехнического оборудования необходимого для обеспечения электроэнергией коттеджный поселок.

Электрический расчет 10кВ и 0,38 кВ позволил выбрать конфигурацию линий и сечение проводов. При этом сечения на протяженности каждой из линий остаются постоянными, а потери напряжения не превышают допустимых значений. Это все благоприятно влияет на экономическую составляющую проекта.

Список используемых источников

1. Автоматический выключатель А3710Б [Электронный ресурс] : каталог продукции компании «РОСС». URL: <https://ross.com.ru/vyklyuchatel-a3710b> (дата обращения: 25.03.2024).
2. Выбор мощности силового трансформатора [Электронный ресурс] : URL: <https://www.kesch.ru/info/articles/vybor-moshchnosti-silovogo-transformatora/> (дата обращения: 05.02.2024)
3. Глава 1.4 Выбор электрических аппаратов и проводников по условиям короткого замыкания [Электронный ресурс] : URL: https://svel.ru/tekhnicheskaya-dokumentaciya/pue/obshchie_pravila/vybor_elektricheskikh_apparatov_i_provodnikov_po_usloviyam_korotkogo_zamykaniya/ (дата обращения: 06.02.2024)
4. Инструкция по проектированию городских электрических сетей: РД 34.20.185–94. с изменениями [Электронный ресурс] : URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294851/4294851704.pdf> (дата обращения: 19.04.2024).
5. Категории автомобильных дорог и улично-дорожной сети по ФЗ и СП [Электронный ресурс] : информационный ресурс «Buildingclub». URL: <https://buildingclub.ru/kategorii-dorog-po-fz-257-gost-r-52398-sp-34-13330-sp-42-13330/> (дата обращения: 19.01.2024)
6. Климат. Тюменская область [Электронный ресурс] : информационный ресурс «СОТИ». URL: <https://nbcrs.org/regions/tyumenskaya-oblast/klimat> (дата обращения: 15.01.2024)
7. Методические рекомендации по проектированию искусственного освещения автомобильных дорог общего пользования [Электронный ресурс] : URL: <https://rosavtodor.gov.ru/storage/app/media/uploaded-files/242odm-2188007-2016.pdf> (дата обращения: 19.01.2024)

8. Нормы и правила проектирования коттеджной застройки. МГСН 3.01–96 дополнение 3. [Электронный ресурс] : URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003198/titles/2EVO41T> (дата обращения: 14.04.2024)
9. ОПН–110У11 [Электронный ресурс] : каталог продукции «Завод энергозащитных устройств». URL: <https://opnzeu.ru/opn/opn-110-farfor-uxl-1.html> (дата обращения: 23.03.2024).
10. Определение потерь в трансформаторе [Электронный ресурс] : информационный ресурс «Все про трансформаторы» URL: <https://protransformatory.ru/raschety/poteri-v-transformatore> (дата обращения: 02.04.2024).
11. Пособие по проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 0,38–20 кВ с самонесущими изолированными и защищенными проводами. Книга 2. Система самонесущих изолированным нулевым несущим проводником. [Электронный ресурс] : URL: <https://www.ensto.com/globalassets/brochures/brochures/overhead-lines/russian/knigi/-2--5--2.pdf> (дата обращения: 19.01.2024)
12. Предохранитель типа ПКТ 105–12–80–20ТЗ [Электронный ресурс] : каталог продукции компании «Грантэк-Эл». URL: <https://grantek-svet.ru/catalog/2476/> (дата обращения: 22.03.2024).
13. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Издание 7 [Электронный ресурс] : URL: <https://www.elec.ru/library/direction/pue.html> (дата обращения: 19.01.2024)
14. Разъединитель РВЗ 10/400УЗ [Электронный ресурс] : каталог продукции компании «УралЭнерго». URL: <https://uralen.ru/catalog/raz/group-203/134.html> (дата обращения: 19.02.2024).
15. Расчет потери напряжения [Электронный ресурс] : URL: <https://edsy.ru/raschet-poteri-napryazheniya/> (дата обращения: 03.02.2024)

16. Расчет токов короткого замыкания в электрических системах [Электронный ресурс] : URL: <https://nvsu.ru/ru/Intellekt/1134/Ernst%20A.D.%20Raschet%20tokov%20korotkogo%20zamikaniya%20-%20Uch.%20posobie%20-%202012.pdf> (дата обращения: 04.02.2024)

17. Расчет электрических нагрузок в системах электроснабжения АПК [Электронный ресурс] : URL: <https://kubsau.ru/upload/iblock/9c8/9c84fdd278d8a5fe88fff572e33f466a.pdf> (дата обращения: 02.02.2024)

18. РМ–2696 «Инструкция по расчету электрических нагрузок жилых зданий» [Электронный ресурс] : URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294847/4294847687.pdf> (дата обращения: 14.01.2024)

19. Свод правил по проектированию и строительству СП–31–11 0–2003 [Электронный ресурс] : URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294815/4294815197.pdf> (дата обращения: 18.01.2024)

20. Технико-экономическое обоснование проекта «Энергоцентр на базе газопоршневых машин» [Электронный ресурс] : URL: <https://forelevoe-hozyaistvo.ru/wp-content/uploads/2020/11/2.pdf> (дата обращения: 26.03.2024).

21. Финансовая модель электрической подстанции [Электронный ресурс] : официальный сайт компании «ESFC» URL: <https://esfccompany.com/services/elektricheskie-podstantsii/finansovaya-model-elektricheskoy-podstantsii/> (дата обращения: 27.03.2024).

22. Электрические сети и электрооборудование жилых и общественных зданий [Электронный ресурс] : URL: <https://www.proektant.org/books/0056-05-1983.pdf> (дата обращения: 19.01.2024)

23. Электроснабжение городов [Электронный ресурс] : URL: https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7123.pdf (дата обращения: 25.01.2024)

24. Электроснабжение района. Методические указания по курсовому проекту [Электронный ресурс] : URL: <http://62.182.30.44/ft/301-001157.pdf> (дата обращения: 18.03.2024).

25. Электротехнический справочник (том 3) – 8–е издание, исправленное и дополненное. Под общей редакцией профессоров Московского энергетического института (технического университета) В.Г. Герасимова, А.Ф. Дьякова, Н.Ф. Ильинского, В.А. Лабунцова, В.П. Морозкина, И.Н. Орлова, А.И. Пова (главный редактор), В.А. Строева – Москва, издательство МЭИ [Электронный ресурс] : URL: https://ntc-eds.ru/userfiles/images/teachers/dolin_pa/books/1995/Elektrotehnicieski_spravocnik/Elektrotehnicieski_spravocnik.pdf (дата обращения: 26.01.2024)

26. Calculation of short-circuit currents [Electronic resource] : URL: https://www.studiecd.dk/cahiers_techniques/Calculation_of_short_circuit_currents.pdf (дата обращения: 10.04.2024).

27. Lighting Standards [Electronic resource] : URL: <https://www.energy.gov/energysaver/lighting-standards> (дата обращения: 10.04.2024).

28. Load Centers and CSEDs [Electronic resource] : URL: <https://www.se.com/us/en/product-category/6400-load-centers-and-cseds/> (дата обращения: 10.04.2024).

29. Overcurrent Protection [Electronic resource] : URL: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/overcurrent-protection> (дата обращения: 10.04.2024).

30. Uses of Electricity in Daily Life [Electronic resource] : URL: <https://www.geeksforgeeks.org/uses-of-electricity-in-daily-life/> (дата обращения: 10.04.2024).