ВВЕДЕНИЕ.

Увеличение потребности электроэнергии наряду с предстоящими качественными изменениями в составе потребителей требует коренного улучшения системы электроснабжения и решения таких важнейших задач, как повышения ее надежности. Под надежностью электроснабжения понимается способность электрической системы в любой момент времени снабжать электроэнергией присоединенных к ней потребителей. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) делят все потребители электрической энергии, с точки зрения необходимости обеспечения надежности их электроснабжения, на три категории:

1-я категория: потребители, перерыв в электроснабжении которых представляет опасность для жизни людей или может привести к значительным материальным потерям, вызвать повреждение оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса.

2-я категория: потребители, перерыв в электроснабжении которых связан с существенным снижением выпуска продукции или простоем людей и механизмов.

3-я категория: потребители, которые не попадают под определение первой и второй категории.

Любое отключение электроприемников (плановое – для ревизии и ремонта, неожиданное – аварийное) наносит ущерб потребителям электроэнергии, а также и самой энергосистеме.

Необходимо отметить, что система электроснабжения линейной части магистральных газопроводов исторически развивалась, как отпаечная система от фидеров сельских электрических сетей. Данные фидера отличаются достаточно большой длиной, разветвленностью, низким применением на них секционирующей аппаратуры, особенно автоматической, а в реалиях настоящего времени еще и низкой культурой эксплуатационного обслуживания ВЛ.

Данный подход был оправдан при строительстве газопровода, когда было необходимо с минимальными затратами выполнить электроснабжение линейной части газопровода. По сути сооружались отпайки в местах наиболее близкого подхода ВЛ-10 кВ к трассе магистрального газопровода. Однако следует отметить, что данная схема построения имеет большой недостаток: при аварийном отключении фидера возможно длительное обесточивание потребителей,
поскольку требуется большое время для выезда оперативной бригады на трассу ВЛ-10 кВ и ручное деление, секционирование, частичное включение фидера. Ситуация усугубляется тем, что трасса газопровода (а равно как и фидера ВЛ-10 кВ) проходит по сильно пересеченной, обильно покрытой лесными массивами, малозаселенной местности с плохо развитой сетью автомобильных дорог, что существенно увеличивает время для отыскания места повреждения силами оперативно-выездных бригад. Для требований, предъявляемых ПУЭ в области надежности к установкам электроснабжения трубопроводного транспорта данные длительные перерывы в электроснабжении неприемлемы.

В данной ВКР предусмотрим построение фидера 10 кВ вдольтрассового электроснабжения с возможностью трехстороннего питания от четырех подстанций класса напряжения 35…110/10 кВ, обустройством секционирующего пункта и глубоким секционированием фидера с использованием быстродействующих терминалов с автоматическим выключателем в комплексе со средствами первичных преобразователей, а также релейной защиты и технологической автоматики (АПВ/АВР) – реклоузеров.

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ.

1.1. Краткая характеристика Пермского линейно-производственного управления магистральных газопроводов (ЛПУМГ).

Пермское линейно-производственное управление магистральных газопроводов (ЛПУМГ) – один из 12-ти газотранспортных филиалов ООО «Газпром трансгаз Чайковский».

Адрес Пермского ЛПУМГ: РФ, 614000, Пермский край, г. Пермь, ул. Луначарского-54.

Основная задача ЛПУМГ–транспортирование газа с заданными параметрами по магистральным газопроводам «Ямбург-Тула»-1;2, «Нижняя Тура-Пермь»-1;2;3, «Пермь-Горький»-1;2, и газопроводам-отводам в целях бесперебойной поставки газа потребителям в соответствии с утвержденным планом.

Общая протяженность газопроводов в однониточном исполнении составляет 714,3 км. Прокладка газопроводов - подземная. Количество компрессорных станций -3. Количество газораспределительных станций (ГРС) -22.

Участок магистральных газопроводов, обслуживаемый Пермским ЛПУМГ, пересекает территорию с севера-востока на юго-запад по Пермскому, Оханскому, Частинскому, Добрянскому и Очёрскому районам Пермского края.

1.2. Нормативное обеспечение надёжности электроснабжения.

Производим выборку проектируемых объектов из перечня категорийности электроприемников промышленных объектов ООО «Газпром». (Л-5).

Таблица 1.1. Категорийность электроприемников промышленных объектов.

Наименование объекта	Категорийность в соответствии с ПУЭ	Кол-во независимых источников электроэнергии	Кол-во понизительных трансформаторов на подстанции	Автономность		Аварийный источник		Примечание
				Климатическое исполнение				
				У	ХЛ	У	ХЛ	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**
ГРС с суточной производительностью до 1 млн. м^2/сут.	Третья	1	Один	Нет	Нет	Нет	Нет	
Линейные устройства телемеханики.	Вторая	2	2 с загрузкой до 70 %	Да	Да	АБ	АБ	
Промежуточная станция радиорелейной связи.	Первая	2	2 с загрузкой до 50 %	Да	Да	ДГ АБ	ДГ АБ	
Узлы запуска (приема) поршня на МГ	Третья	1	Один	Нет	Нет	Нет	Нет	
Вертолетные площадки.	Вторая	2	2 с загрузкой до 70 %	Нет	Нет	Нет	Нет	

Примечания:

1. Электроприемники особой группы (особая группа электроприемников) должны иметь питание от источников электроснабжения объекта, на котором они установлены, и аварийные источники, обеспечивающие их автономное питание.
2. Насосные станции противопожарного водоснабжения, узлы связи, станции радиорелейной связи и котельные в случае отказов основных источников обеспечиваются автономным питанием от аварийных источников.

3. На ГРС суточной производительностью более 1 млн. $м^3$/сут при наличии особых требований и ТЭО в качестве второго источника рекомендуется применение аварийного двигатель-генератора.

4. Станции катодной защиты и линейные устройства телемеханики при отсутствии внешних источников рекомендуется питать от автономных источников: электроагрегатов с газовым, дизельным или бензиновым двигателями, различных моделей термоэлектрогенераторов и тд.

5. Установки катодной защиты подземных металлических трубопроводов от почвенной коррозии и от коррозии блуждающими токами для определения категорийности их электроприемников требуют дополнительной дифференциации, и ее следует принимать в соответствии с таблицей 1.2.

Таблица 1.2. Категорийность УКЗ защиты подземных металлических трубопроводов от коррозии.

Наименование газопроводов	Категорийность электро-приемников СКЗ в соответствии с ПУЭ	Наличие резервных источников элек-троснаб-жения	Удельное электри-ческое сопро-тивление грунта, Ом·М	Количество незави-симых источников электро-энергии	Примечание
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
Газопроводы из стальных труб, расположенных в зоне с высокой и весьма высокой коррозионной активностью грунта.	2	Да	Менее 10	2	Обязательное наличие резервного источника.
Газопроводы, расположенные в анодной или знакопеременной зоне блуждающих токов.	2	Да	Не регламентируется	2	
Во всех остальных случаях прокладки газопроводов.	3	Нет	Более 10	1	

1.3. Анализ электрохозяйства объекта .

Вдольтрассовых распределительных сетей ЛЧМГ в настоящее время нет. Существует отпаечная система электроснабжения на отдельные объекты.

Ближайшее электроснабжение осуществляется для КС «Оханская» от электрических сетей ОАОиЭ «Пермэнерго» по ВЛЭП 110 кВ (двухцепная) на ПС «Факел» -110/35/10 кВ и по ВЛЭП-10 кВ резервного фидера № 6 от ПС «Оханск»-35/10 кВ. Расстояние от ПС "Факел" и резервируемой линии до ЛЧМГ - 0,5 км. Площадь проектируемого участка - 5.600.000 м^2 (100 х 56.000 м).

Таблица 1.4. Краткая характеристика объекта.

Наименование	Количество	Единица измерения
1	**2**	**3**
Количество отпаек ВЛЭП - 10 кВ	8	Шт.
Количество отпаек ВЛЭП - 0,4 кВ	1	Шт.
Количество отпаек ВЛЭП - 0,23 кВ	1	Шт.
Протяженность ВЛЭП - 10 кВ	2,9	Км.
Протяженность ВЛЭП - 0,4 кВ	0,6	Км.
Протяженность ВЛЭП - 0,23 кВ	1,82	Км.
Протяженность кабельных ЛЭП - 0,23 кВ	0,15	Км.
Количество распределительных пунктов	14	Шт.
Количество трансформаторных пунктов	8	Шт.
Количество трансформаторов	8	Шт.
Суммарная мощность трансформаторов	80	кВа
Количество воздушных опор	886	Шт.
Расчетные счетчики коммерческого учёта	10	Шт.
в т.ч. однофазные	9	Шт.
в т.ч. трехфазные	1	Шт.

1.4. Оценка уровня электрификации и обоснование вопросов комплексной электрификации.

Электрификация ЛЧМГ не обеспечивает в полной мере электроснабжение надёжности электроприёмников. Выполнено только частичное обеспечение электропитанием, не соответствие электроснабжения по категориям надёжности электроприёмников. В частности не обеспечены надёжным электроснабжением по категориям электроприёмники:

- Нет электроснабжения средств промежуточной радиорелейной связи;
- Нет эл.снабжения объектов линейной запорной арматуры и средств телемеханики;
- Нет эл.снабжения газопровода-отвода «Оханск-Киров»;
- Нет нужной категории электроснабжения средств ЭХЗ;
- Нет эл.снабжения на узлах запуска и приёма поршня;
- Нет эл.снабжения на дюкерной площадке через водный переход на правом берегу реки Кама;
- Нет эл.снабжения для бригад (постов) аварийно-востановительных работ.

Считаю необходимым произвести реконструкцию распределительной сети ЛЧМГ «Пермь-Горький»-1;2 с целью повышения надёжности электроснабжения в комплексе.

Категории электроприёмников по надёжности электроснабжения определяются в процессе проектирования системы электроснабжения на основании нормативной документации, а также технологической части проекта. Из таблиц 1.1. и 1.2. видно, что проектируемые объекты в основном принадлежат к 2 и 3 категории электроснабжения. Только промежуточные станции радиорелейной связи принадлежат к 1 категории электроснабжения.

Электроприемники I категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства значительный территориальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения. (Л-3).

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания. (Л-3)

Электроприемники II категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества
городских и сельских жителей. (Л-3).

Электроприемники III категории - все остальные электроприемники, не подходящие под определения I и II категорий. (Л-3).

Электроприёмники II категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. (Л-3).

Для электроприемников II категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады. (Л-3).

Для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 сутки. (Л-3).

1.5. Основные задачи ВКР

На основании вышеизложенного, основными задачами работы является реконструкция распределительной сети линейной части магистральных газопроводов «Пермь-Горький»-1,2 с целью повышения надёжности электроснабжения отвечающие существующим требованиям надежности электроснабжения, безопасной и экономичной эксплуатации.

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТА

2.1. Расчет электрических нагрузок.

Расчет электрических нагрузок производится с целью выбора сечений проводов линий и расчёта мощности ТП [1].

Для определения суммарной расчетной мощности потребителей исходные данные и результаты расчетов заносим в таблицу 2.1

Значения полной мощности дневного и вечернего максимумов нагрузки рассчитываются по формуле

$$S = \frac{P}{\cos}, \qquad (2.1)$$

где P - расчетная мощность, кВт;

cos φ - коэффициент мощности.

Суммарная расчетная мощность дневного и вечернего максимумов нагрузки всех потребителей населенного пункта определяется в следующей последовательности:

1. Для потребителей сравнимых по мощности (отличающихся не более чем в 4 раза) и графикам суточной нагрузки потребителей, суммарная нагрузка определяется по формуле:

$$P_n = n \cdot k_0 \cdot P, \qquad (2.2)$$

где P_n – расчетная нагрузка группы «n» одинаковых потребителей, кВт;

P – расчетная нагрузка одного потребителя, кВт;

k_o – коэффициент одновременности (учитывающий несовпадение максимумов различных групп потребителей), значение которого рекомендуется брать из таблицы 3.5 [2].

Таблица 2.1- Расчет нагрузок

№ п.п.	Энергопотребитель	Наименование электроприёмника	Расчетная мощность					
			P, кВт	ΣP, кВт	cosφ о.е.	Σcosφ о.е.	S, кВА	ΣS, кВА
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**
1	Узел связи (45 км)	Операторы сотовой связи	5	39,5	0,9	0,85	5,56	46,5
		Телевидение	5		0,9		5,56	
		Эл. снаб. дома оператора	10		0,85		11,76	
		прочие	20		0,85		23,53	
		ОМС	5		0,8		6,25	
		УДС	5		0,8		6,25	
2	УКЗ № 4 (44 км)	СКЗ № 1	3	7,9	0,87	0,89	3,45	8,9
		СКЗ № 2	3		0,87		3,45	
		Отопление	1		1,0		1	
		Освещение	0,2		0,92		0,22	
		Собственные нужды	1		0,9		1,11	
3	КЗПОУ (44 км)	Телемеханика, хоз.нужды	20	20	0,85	0,85	23,53	23,5
4	УКЗ № 5 (51 км)	СКЗ № 1;2, отопление, освещение, хоз.нужды	8,2	8,2	0,87	0,87	9,4	9,4
5	ГРС «Острожка» (54 км)	ГРС	5	19,2	0,85	0,83	5,88	23,1
		УКЗ № 5а	3		0,87		3,45	
		Ремонтная мастерская	10		0,8		12,5	
		Охранная сигнализация	0,2		0,95		0,21	
		Освещение	2		0,92		2,17	
6	УКЗ № 6 (58 км)	СКЗ № 1;2, отопление, освещение, хоз.нужды	8,2	8,2	0,87	0,87	9,4	9,4

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	УКЗ № 7 (70 км)	СКЗ № 1;2, отопление, освещение, хоз.нужды	8,2	8,2	0,87	0,87	9,4	9,4
8	УКЗ № 8 (78 км)	СКЗ № 1;2, отопление, освещение, хоз.нужды	8,2	8,2	0,87	0,87	9,4	9,4
9	ЗА МГ «Пермь-Горький»-1 (81 км)	Телемеханика, хоз.нужды	12	12	0,8	0,8	15	15
10	ЗА МГ «Пермь-Горький»-2 (83 км)	Телемеханика, хоз.нужды	12	12	0,8	0,8	15	15
11	Узел связи (86 км)	ОМС, хоз. нужды	8	8	0,9	0,9	8,9	8,9
12	УКЗ № 8а (87 км)	СКЗ № 1;2, отопление, освещение, хоз.нужды	8,2	8,2	0,87	0,87	9,4	9,4
13	УКЗ № 9 (98 км)	СКЗ № 1;2, отопление, освещение, хоз.нужды	8,2	8,2	0,87	0,87	9,4	9,4
14	КЗОУ ГО «Оханск-Киров» (0,2 км)	Телемеханика, хоз.нужды	20	20	0,85	0,85	23,5	23,5
15	УКЗ № 1 (7 км)	СКЗ № 1;2, отопление, освещение, хоз.нужды	8,2	8,2	0,87	0,87	9,4	9,4
16	УКЗ № 2 (17 км)	СКЗ № 1;2, отопление, освещение, хоз.нужды	8,2	8,2	0,87	0,87	9,4	9,4

Пример для потребителей Т1:

$$P = 0{,}79 \cdot (5 + 5 + 20 + 10 + 5 + 5) = 39{,}5\ \text{кВт}$$

2. Расчетная мощность для потребителей имеющих различные суточные графики нагрузки, а также потребителей значительно отличающихся по мощности (в четыре и более раз):

$$Р_Р = Р_Б + Р_{доб1} + Р_{доб2} + Р_{доб3} + \ldots + Р_{доб.m-1}, \qquad (2.3)$$

где $P_Б$ – наибольшее значение расчетной мощности дневного максимума нагрузки одного из потребителей или группы одинаковых потребителей, кВт;

m – число потребителей и групп одинаковых потребителей населенного пункта, нагрузки которых суммируются;

$P_{доб1}$ $P_{доб2}$ $P_{доб3}$,…$P_{доб.m-1}$ – добавки, определяемые расчетной мощностью дневного максимума нагрузки всех других потребителей и групп одинаковых потребителей, кВт; берутся из таблицы 3.6 [2].

При расчете группы потребителей групповой средневзвешенный COS φ определится как:

$$\cos\phi\Sigma = \frac{\sum P_i \cdot \cos\phi_i}{\sum P_i}, \qquad (2.4)$$

где P_i – мощность i-го потребителя в группе, кВт

$\cos\varphi_i$ – коэффициент мощности i-го потребителя в группе.

2.2 Выбор мощности и числа трансформаторов потребительских подстанций.

Мощность трансформатора для каждой выбранной зоны потребителей выбирается по наибольшей расчетной полной мощности суммарной нагрузки потребителей зоны, соответствующей дневному или вечернему максимуму нагрузки, и с учетом интервалов экономических нагрузок для трансформаторов, по приложению Ж [3].

Число трансформаторов на подстанции определяется категорией потребителей по надежности электроснабжения, критерии обозначены в ПУЭ, для электроснабжения трубопроводного транспорта приведены в таблице 1.1 и 1.2. количество фаз потребительских трансформаторов определяется потребителем, если потребитель двухфазный и малой мощности, то примем к установке двухфазные трансформаторы (в первую очередь для электроснабжения установок катодной защиты и маломощных мачт связи).

Т1 – двухтрансформаторная с двумя трансформаторами ТМ-63/10, 2х63 кВА,
Т3,Т14 - двухтрансформаторная с двумя трансформаторами ТМ-25/10, 2х25 кВА,
Т5 – однотрансформаторная с одним трансформатором ТМ-25/10, 1х25 кВА,
Т9,Т10 - однотрансформаторная с одним трансформатором ТМ-16/10, 1х16 кВА,
Т2,Т4,Т6,Т7,Т8,Т11,Т12,Т13,Т15,Т16 – однотрансформаторная с одним двухфазным трансформатором ОМП-10-10/0,23, 1х10 кВА.

2.3 Расчет режимов сети 10 кВ.

Зная максимальную полную мощность на участке, можно определить

максимальный ток: $$I_{ii} = \frac{S_{ii}}{\sqrt{3} \cdot U_{íîì}}\ , \qquad (2.5)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение линии, кВ;

$$I_{i2\square 1} = \frac{177,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 10,24À$$

Определяем экономическое сечение провода на участках, мм^2:

$$F_i = \frac{I_{ìi}}{j_{ýê}}, \qquad (2.6)$$

где $j_{ЭК}$=1,3 А/мм^2 – экономическая плотность тока, выбранная по таблице 5.1 [1].

$$F_{2\ 1} = \frac{10,24}{1,3} = 7,87\ ìì^2$$

По механической прочности рекомендуется выбирать для ВЛ-10 кВ провода с сечением не менее 35 мм^2. Примем к установке провода марки АС-70, с допустимым током 265 А.

Таблица 2.2: Параметры провода АС-70

Провод	$D_{ср}$, мм	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	$I_{доп}$, А
АС 70/11	1500	0,42	0,392	265

Проверка по условию допустимого нагрева:

$$I_{äîï} \geq I_i, \qquad (2.7)$$

где $I_{доп}$ – допустимый ток для провода на участке; Выбранный провод удовлетворяет условиям механической прочности и условиям нагрева.

Окончательный вывод о применимости данного провода можно сказать после расчета сети 10 кВ, при нахождении потерь напряжения на участках сети и построения таблицы отклонения напряжений.

Так как проектируемая ВЛ-10 кВ вдольтрассового электроснабжения линейной части магистральных газопроводов предусматривает наличие 3 источников питания, то необходимо произвести расчет при питании указанной ВЛ от каждого источника построить таблицы отклонения напряжения и рассмотреть из них один как наиболее оптимальный для основного варианта электроснабжения. [3].

На каждом из участков линии необходимо определить потерю напряжения:

$$\Delta U = \frac{(P \cdot r_0 + Q \cdot x_0) \cdot L}{U_{íîì}}, \qquad (2.8)$$

где L, P и Q – длина участка и мощности, передаваемые по участку,

Полученную по формуле (2.8) потерю напряжения в вольтах необходимо перевести в киловольты и представить в процентах:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_{íîì}} \cdot 100\%, \qquad (2.9)$$

а затем вписать в соответствующие столбцы таблицы 2.4-2.6.

Потери напряжения от шин 10 кВ до конца расчетного участка определяются путем суммирования потерь напряжения тех участков, по которым передается нагрузка рассматриваемого участка ВЛ 10 кВ. Полученные результаты вписываются в столбцы таблицы 2.4 В столбце 2.4 таблицы указываются потери электрической энергии на участкахлинии, которые рассчитываются по формуле:

$$\Delta W = 3 \cdot I^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau$$

,где τ - время максимальных потерь, час; может быть принято по таблице 14.2 [2].

Потери энергии по всей линии подсчитываются суммированием потерь энергии на всех участках ВЛ 10 кВ.

Рисунок 2.1- Схема для расчета электроснабжения.

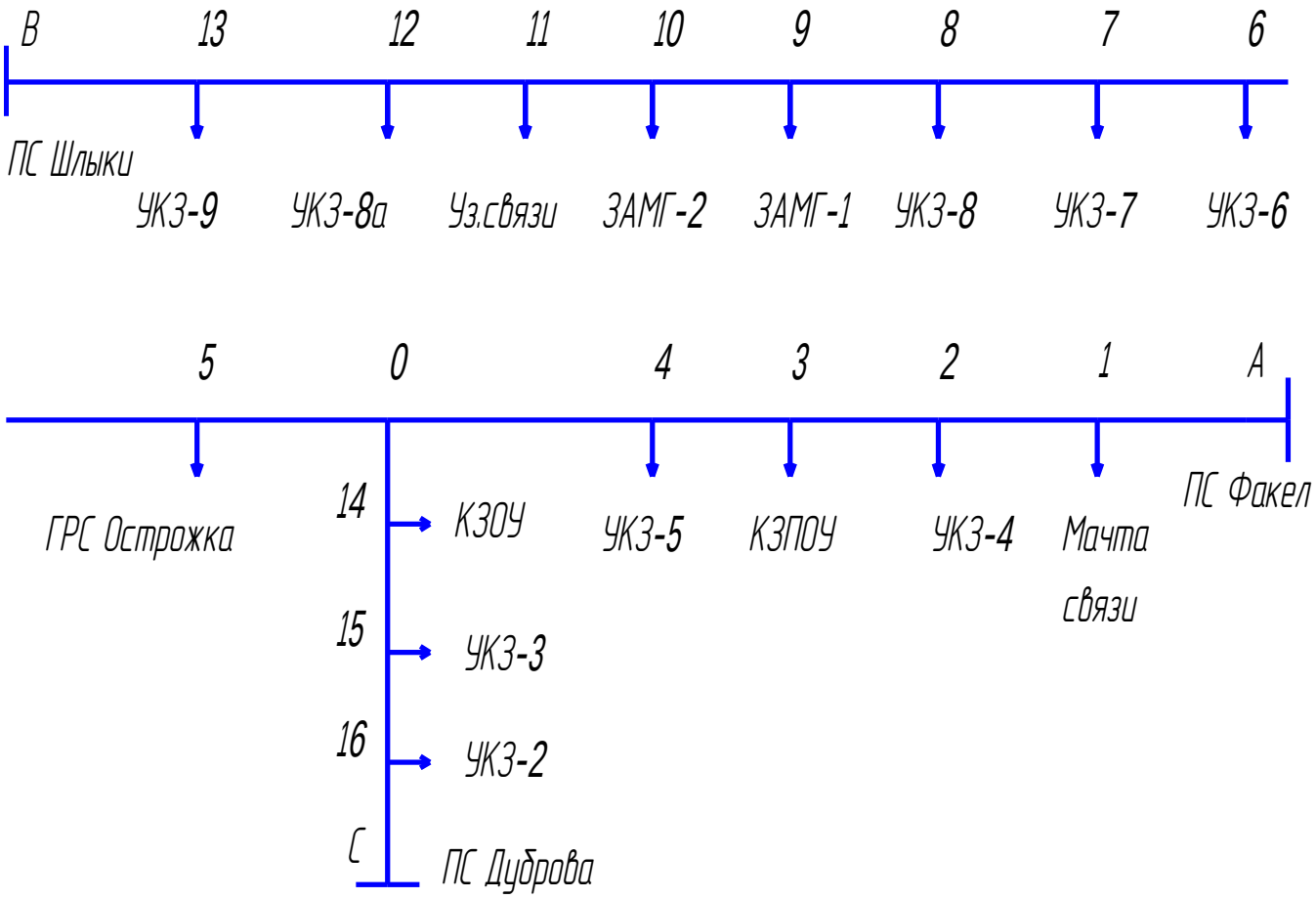


Таблица 2.4 - Расчёт ВЛЭП-10 кВ при питании от ПС «Факел»-110/35/10 кВ.

Участок ВЛ 10 кВ	Длина участка l, км	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Максимальная полная мощность $S_м$, кВ·А	Максимальная активная мощность $P_м$, кВт	Максимальная реактивная мощность $Q_м$, кВАр	Максимальный ток $I_м$, А	Потеря напряжения на участке сети ΔU, В	Потеря напряжения на участке сети ΔU%, %	Потеря напряжения относительно головного участка сети ΔU, В	Потеря напряжения относительно головного участка сети ΔU%, %	Потери электроэнергии на участке,W, кВТч
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**
А-1	0,5	0,21	0,2	177,4	140,7	80,7	8,69	46,49	0,46	46	0,46	417
1-2	0,5	0,21	0,2	130,9	101,2	59,9	6,41	33,83	0,34	80	0,8	227
2-3	0,5	0,21	0,2	127,9	98,5	58,7	6,25	33,01	0,33	113	1,13	216
3-4	6,5	2,73	2,55	104,4	78,5	47,2	5,09	343,16	3,43	456	4,56	1859
4-0	1	0,42	0,39	101,3	75,8	45,9	4,93	51,11	0,51	507	5,07	268
0-5	2	0,84	0,78	71,6	50,4	32,8	3,45	69,89	0,7	577	5,77	263
5-6	4	1,68	1,57	48,5	31,2	22,1	2,34	89,54	0,9	667	6,67	242
6-7	12	5,04	4,7	45,4	28,5	20,8	2,18	248,47	2,48	915	9,15	629
7-8	8	3,36	3,14	42,3	25,8	19,5	2,02	152,21	1,52	1067	10,67	360
8-9	3	1,26	1,18	39,2	23,1	18,2	1,86	52,04	0,52	1119	11,19	115
9-10	2	0,84	0,78	24,2	20,1	11	1,17	26,12	0,26	1145	11,45	30
10-11	3	1,26	1,18	9,2	8,1	3,8	0,48	14,99	0,15	1160	11,6	8
11-12	1	0,42	0,39	6,2	5,4	2,6	0,32	3,36	0,03	1163	11,63	1
12-13	11	4,62	4,31	3,1	2,7	1,3	0,16	18,48	0,18	1181	11,81	3
13-В	0,5	0,21	0,2	0	0	0	0	0	0	1181	11,81	0
0-14	0,2	0,08	0,08	29,7	25,4	13,1	1,48	3,08	0,03	510	5,1	5
14-15	7	2,94	2,74	6,2	5,4	2,6	0,32	23,52	0,24	534	5,34	8
15-16	10	4,2	3,92	3,1	2,7	1,3	0,16	16,8	0,17	551	5,51	3
16-С	1	0,42	0,39	0	0	0	0	0	0	551	5,51	0

Таблица 2.5- Расчёт ВЛЭП-10 кВ при питании от ПС «Шлыки», фидер № 6 -10 кВ.

Участок ВЛ 10 кВ	Длина участка l, км	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Максимальная полная мощность $S_м$, кВ·А	Максимальная активная мощность $P_м$, кВт	Максимальная реактивная мощность $Q_м$, кВАр	Максимальный ток $I_м$, А	Потеря напряжения на участке сети ΔU, В	Потеря напряжения на участке сети ΔU%, %	Потеря напряжения относительно головного участка сети ΔU, В	Потеря напряжения относительно головного участка сети ΔU%, %	Потери электроэнергии на участке,W, кВТч
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**
А-1	0,5	0,21	0,2	0	0	0	0	0	0	39,65	3965	0
1-2	0,5	0,21	0,2	46,5	39,5	20,8	2,28	12,66	0,13	39,65	3965	29
2-3	0,5	0,21	0,2	49,5	42,2	22	2,44	13,48	0,13	39,52	3952	33
3-4	6,5	2,73	2,55	73	62,2	32,5	3,6	258,53	2,59	39,39	3939	930
4-0	1	0,42	0,39	76,1	64,9	33,8	3,76	41,45	0,41	36,8	3680	156
0-5	2	0,84	0,78	105,8	90,3	46,9	5,24	115,25	1,15	36,39	3639	606
5-6	4	1,68	1,57	128,9	109,5	57,6	6,35	280,73	2,81	35,24	3524	1780
6-7	12	5,04	4,7	132	112,2	58,9	6,51	862,34	8,62	32,43	3243	5613
7-8	8	3,36	3,14	135,1	114,9	60,2	6,67	588,34	5,88	23,81	2381	3928
8-9	3	1,26	1,18	138,2	117,6	61,5	6,83	225,67	2,26	17,93	1793	1545
9-10	2	0,84	0,78	153,2	129,6	68,7	7,52	166,57	1,67	15,67	1567	1248
10-11	3	1,26	1,18	168,2	132,3	75,9	8,21	262,33	2,62	14	1400	2232
11-12	1	0,42	0,39	171,2	135	77,2	8,37	89,12	0,89	11,38	1138	773
12-13	11	4,62	4,31	174,3	137,7	79,5	8,53	1003,46	10,03	10,49	1049	8834
13-В	0,5	0,21	0,2	177,4	140,7	80,7	8,69	46,49	0,46	0,46	46	417
0-14	0,2	0,08	0,08	29,7	25,4	13,1	1,48	3,08	0,03	36,83	3683	5
14-15	7	2,94	2,74	6,2	5,4	2,6	0,32	23,52	0,24	37,07	3707	8
15-16	10	4,2	3,92	3,1	2,7	1,3	0,16	16,8	0,17	37,24	3724	3
16-С	1	0,42	0,39	0	0	0	0	0	0	37,24	3724	0

Таблица 2.6- Расчёт ВЛЭП-10 кВ при питании от ПС «Дуброва», фидер № 5 -10 кВ.

Участок ВЛ 10 кВ	Длина участка l, км	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Максимальная полная мощность $S_м$, кВ·А	Максимальная активная мощность $P_м$, кВт	Максимальная реактивная мощность $Q_м$, кВАр	Максимальный ток $I_м$, А	Потеря напряжения на участке сети ΔU, В	Потеря напряжения на участке сети ΔU%, %	Потеря напряжения относительно головного участка сети ΔU, В	Потеря напряжения относительно головного участка сети ΔU%, %	Потери электроэнергии на участке,W, кВТч
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**
А-1	0,5	0,21	0,2	0	0	0	0	0	0	1965	19,65	0
1-2	0,5	0,21	0,2	46,5	39,5	20,8	2,28	12,66	0,13	1965	19,65	29
2-3	0,5	0,21	0,2	49,5	42,2	22	2,44	13,48	0,13	1952	19,52	33
3-4	6,5	2,73	2,55	73	62,2	32,5	3,6	258,53	2,59	1939	19,39	930
4-0	1	0,42	0,39	76,1	64,9	33,8	3,76	41,45	0,41	1680	16,8	156
0-5	2	0,84	0,78	71,6	50,4	32,8	3,45	69,89	0,7	1709	17,09	263
5-6	4	1,68	1,57	48,5	31,2	22,1	2,34	89,54	0,9	1799	17,99	242
6-7	12	5,04	4,7	45,4	28,5	20,8	2,18	248,47	2,48	2047	20,47	629
7-8	8	3,36	3,14	42,3	25,8	19,5	2,02	152,21	1,52	2199	21,99	360
8-9	3	1,26	1,18	39,2	23,1	18,2	1,86	52,04	0,52	2251	22,51	115
9-10	2	0,84	0,78	24,2	20,1	11	1,17	26,12	0,26	2277	22,77	30
10-11	3	1,26	1,18	9,2	8,1	3,8	0,48	14,99	0,15	2292	22,92	8
11-12	1	0,42	0,39	6,2	5,4	2,6	0,32	3,36	0,03	2295	22,95	1
12-13	11	4,62	4,31	3,1	2,7	1,3	0,16	18,48	0,18	2313	23,13	3
13-В	0,5	0,21	0,2	0	0	0	0	0	0	2313	23,13	0
0-14	0,2	0,08	0,08	147,7	115,3	66,3	7,12	14,53	0,15	1639	16,39	107
14-15	7	2,94	2,74	171,2	135,3	76,8	8,28	623,57	6,24	1624	16,24	5297
15-16	10	4,2	3,92	174,1	138	78,1	8,44	907,62	9,08	1000	10	7862
16-С	1	0,42	0,39	177,4	140,7	79,4	8,6	92,44	0,92	92	0,92	816

Произведем расчет режимов питания вдольтрассового фидера электроснабжения линейной части магистрального газопровода от 3-х источников: ПС 110/35/10 кВ Факел, ф.6 ПС Шлыки и ф.5 ПС Дуброва и сведем в таблицу значения максимальной потери напряжения и суммарных годовых потерь мощности.

Таблица 2.7- Сравнительная характеристика электроснабжения от различных фидеров

Источник питания	Максимальная потеря напряжения в ВЛ 10 кВ ΔU, кВ	Суммарные годовые потери электроэнергии W, кВтч
1	**2**	**3**
ПС Факел	11,81	4654
ПС Дуброва	23,13	16881
ПС Шлыки	39,65	28140

Анализируя данные таблицы 2.7 делаем вывод, что для нормального режима питания применим вариант электроснабжения от ПС Факел, режим тупикового питания фидера от ПС Дуброва и ПС Шлыки неприемлем ввиду больших потерь напряжения в ВЛ-10 кВ.

Наиболее оптимальным на мой взгляд является секционирование сети в районе отпайки Оханск-Киров (точка 0 в расчетной схеме сети). В данном случае получается наиболее простая схема секционирования с АВР а также малые потери напряжения и электроэнергии в установившемся режиме.

Также рассмотрим ремонтные схемы при выводе в ремонт головных участков ВЛ-10 кВ:

А-В схема: вывод в ремонт ВЛ-10 кВ на ПС Факел, питание участка 0-А от ПС Шлыки

А-С схема: вывод в ремонт ВЛ-10 кВ на ПС Факел, питание участка 0-А от ПС Дуброва

В-А схема: вывод в ремонт ВЛ-10 кВ на ПС Шлыки, питание участка 0-В от ПС Факел

В-С схема: вывод в ремонт ВЛ-10 кВ на ПС Шлыки, питание участка 0-В от ПС Дуброва

С-А схема: вывод в ремонт ВЛ-10 кВ на ПС Дуброва, питание участка 0-С от ПС Факел

С-В схема: вывод в ремонт ВЛ-10 кВ на ПС Дуброва, питание участка 0-С от ПС Шлыки

Результаты расчетов представим в таблицах 2.8-2.14.

Таблица 2.8- Расчет ВЛ-10 кВ, схема питания от трех фидеров (нормальная).

Участок ВЛ 10 кВ	Длина участка l, км	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Максимальная полная мощность $S_м$, кВ·А	Максимальная активная мощность $P_м$, кВт	Максимальная реактивная мощность $Q_м$, кВАр	Максимальный ток $I_м$, А	Потеря напряжения на участке сети ΔU, В	Потеря напряжения на участке сети ΔU%, %	Потеря напряжения относительно головного участка сети ΔU, В	Потеря напряжения относительно головного участка сети ΔU%, %	Потери электроэнергии на участке,W, кВТч
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**
А-1	0,5	0,21	0,2	76,1	64,9	33,8	4,28	20,73	0,21	21	0,21	31
1-2	0,5	0,21	0,2	29,6	25,4	13	1,48	8,06	0,08	29	0,29	4
2-3	0,5	0,21	0,2	26,6	22,7	11,8	1,32	7,25	0,07	36	0,36	3
3-4	6,5	2,73	2,55	3,1	2,7	1,3	0,16	10,92	0,11	47	0,47	1
4-0	1	0,42	0,39	0	0	0	0	0	0	47	0,47	0
0-5	2	0,84	0,78	71,6	50,4	32,8	3,45	69,89	0,7	70	0,7	80
5-6	4	1,68	1,57	48,5	31,2	22,1	2,34	89,54	0,9	160	1,6	74
6-7	12	5,04	4,7	45,4	28,5	20,8	2,18	248,47	2,48	408	4,08	192
7-8	8	3,36	3,14	42,3	25,8	19,5	2,02	152,21	1,52	560	5,6	110
8-9	3	1,26	1,18	39,2	23,1	18,2	1,86	52,04	0,52	612	6,12	35
9-10	2	0,84	0,78	24,2	20,1	11	1,17	26,12	0,26	638	6,38	9
10-11	3	1,26	1,18	9,2	8,1	3,8	0,48	14,99	0,15	653	6,53	2
11-12	1	0,42	0,39	6,2	5,4	2,6	0,32	3,36	0,03	656	6,56	0
12-13	11	4,62	4,31	3,1	2,7	1,3	0,16	18,48	0,18	674	6,74	1
13-В	0,5	0,21	0,2	0	0	0	0	0	0	674	6,74	0
0-14	0,2	0,08	0,08	0	0	0	0	0	0	251	2,51	0
14-15	7	2,94	2,74	23,5	20	10,5	0,16	89,67	0,9	251	2,51	1
15-16	10	4,2	3,92	26,6	22,7	11,8	1,32	144,9	1,45	161	1,61	59
16-С	1	0,42	0,39	29,7	25,4	12,1	1,48	15,75	0,16	16	0,16	7

Таблица 2.9- Расчет ВЛ-10 кВ, ремонтная схема А-В.

Участок ВЛ 10 кВ	Длина участка l, км	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Максимальная полная мощность $S_м$, кВ·А	Максимальная активная мощность $P_м$, кВт	Максимальная реактивная мощность $Q_м$, кВАр	Максимальный ток $I_м$, А	Потеря напряжения на участке сети ΔU, В	Потеря напряжения на участке сети ΔU%, %	Потеря напряжения относительно головного участка сети ΔU, В	Потеря напряжения относительно головного участка сети ΔU%, %	Потери электроэнергии на участке,W, кВТч
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**
А-1	0,5	0,21	0,2	0	0	0	0	0	0	3214	32,14	0
1-2	0,5	0,21	0,2	46,5	39,5	20,8	2,28	12,66	0,13	3214	32,14	9
2-3	0,5	0,21	0,2	49,5	42,2	22	2,44	13,48	0,13	3201	32,01	10
3-4	6,5	2,73	2,55	73	62,2	32,5	3,6	258,53	2,59	3188	31,88	283
4-0	1	0,42	0,39	76,1	64,9	33,8	3,76	41,45	0,41	2929	29,29	48
0-5	2	0,84	0,78	76,1	64,9	33,8	3,76	82,91	0,83	2888	28,88	95
5-6	4	1,68	1,57	99,2	84,1	44,5	4,87	216,05	2,16	2805	28,05	319
6-7	12	5,04	4,7	102,3	86,8	45,8	5,03	668,3	6,68	2589	25,89	1020
7-8	8	3,36	3,14	105,4	89,5	47,1	5,19	458,98	4,59	1921	19,21	724
8-9	3	1,26	1,18	108,5	92,2	48,4	5,35	177,16	1,77	1462	14,62	289
9-10	2	0,84	0,78	123,5	104,2	55,6	6,04	134,23	1,34	1285	12,85	245
10-11	3	1,26	1,18	138,5	106,9	62,8	6,73	213,82	2,14	1151	11,51	457
11-12	1	0,42	0,39	141,5	109,6	64,1	6,89	72,95	0,73	937	9,37	160
12-13	11	4,62	4,31	144,6	112,3	66,4	7,05	825,59	8,26	864	8,64	1837
13-В	0,5	0,21	0,2	147,7	115,3	67,6	7,21	38,41	0,38	38	0,38	87
0-14	0,2	0,08	0,08	29,7	25,4	13,1	1,48	3,08	0,03	3	0,03	1
14-15	7	2,94	2,74	6,2	5,4	2,6	0,32	23,52	0,24	27	0,27	2
15-16	10	4,2	3,92	3,1	2,7	1,3	0,16	16,8	0,17	44	0,44	1
16-С	1	0,42	0,39	0	0	0	0	0	0	44	0,44	0

Таблица 2.10- Расчет ВЛ-10 кВ, ремонтная схема А-С.

Участок ВЛ 10 кВ	Длина участка l, км	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Максимальная полная мощность $S_м$, кВ·А	Максимальная активная мощность $P_м$, кВт	Максимальная реактивная мощность $Q_м$, кВАр	Максимальный ток $I_м$, А	Потеря напряжения на участке сети ΔU, В	Потеря напряжения на участке сети ΔU%, %	Потеря напряжения относительно головного участка сети ΔU, В	Потеря напряжения относительно головного участка сети ΔU%, %	Потери электроэнергии на участке,W, кВТч
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**
А-1	0,5	0,21	0,2	0	0	0	0	0	0	1331	13,31	0
1-2	0,5	0,21	0,2	46,5	39,5	20,8	2,28	12,66	0,13	1331	13,31	9
2-3	0,5	0,21	0,2	49,5	42,2	22	2,44	13,48	0,13	1318	13,18	10
3-4	6,5	2,73	2,55	73	62,2	32,5	3,6	258,53	2,59	1305	13,05	283
4-0	1	0,42	0,39	76,1	64,9	33,8	3,76	41,45	0,41	1046	10,46	48
0-5	2	0,84	0,78	71,6	50,4	32,8	3,45	69,89	0,7	70	0,7	80
5-6	4	1,68	1,57	48,5	31,2	22,1	2,34	89,54	0,9	160	1,6	74
6-7	12	5,04	4,7	45,4	28,5	20,8	2,18	248,47	2,48	408	4,08	192
7-8	8	3,36	3,14	42,3	25,8	19,5	2,02	152,21	1,52	560	5,6	110
8-9	3	1,26	1,18	39,2	23,1	18,2	1,86	52,04	0,52	612	6,12	35
9-10	2	0,84	0,78	24,2	20,1	11	1,17	26,12	0,26	638	6,38	9
10-11	3	1,26	1,18	9,2	8,1	3,8	0,48	14,99	0,15	653	6,53	2
11-12	1	0,42	0,39	6,2	5,4	2,6	0,32	3,36	0,03	656	6,56	0
12-13	11	4,62	4,31	3,1	2,7	1,3	0,16	18,48	0,18	674	6,74	1
13-В	0,5	0,21	0,2	0	0	0	0	0	0	674	6,74	0
0-14	0,2	0,08	0,08	76,1	64,9	33,8	3,76	7,9	0,08	1005	10,05	9
14-15	7	2,94	2,74	99,6	84,9	44,3	4,92	379,85	3,8	997	9,97	569
15-16	10	4,2	3,92	102,7	87,6	45,6	5,08	559,44	5,59	617	6,17	867
16-С	1	0,42	0,39	105,8	90,3	46,9	5,24	57,62	0,58	58	0,58	92

Таблица 2.11- Расчет ВЛ-10 кВ, ремонтная схема В-А.

Участок ВЛ 10 кВ	Длина участка l, км	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Максимальная полная мощность $S_м$, кВ·А	Максимальная активная мощность $P_м$, кВт	Максимальная реактивная мощность $Q_м$, кВАр	Максимальный ток $I_м$, А	Потеря напряжения на участке сети ΔU, В	Потеря напряжения на участке сети ΔU%, %	Потеря напряжения относительно головного участка сети ΔU, В	Потеря напряжения относительно головного участка сети ΔU%, %	Потери электроэнергии на участке,W, кВТч
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**
А-1	0,5	0,21	0,2	147,4	115,3	66,6	7,21	38,2	0,38	38	0,38	87
1-2	0,5	0,21	0,2	100,9	75,8	45,8	4,93	25,54	0,26	64	0,64	41
2-3	0,5	0,21	0,2	97,9	73,1	44,6	3,77	24,72	0,25	89	0,89	24
3-4	6,5	2,73	2,55	74,7	53,1	34,1	3,61	238,06	2,38	327	3,27	285
4-0	1	0,42	0,39	71,6	50,4	32,8	3,45	34,94	0,35	362	3,62	40
0-5	2	0,84	0,78	71,6	50,4	32,8	3,45	69,89	0,7	432	4,32	80
5-6	4	1,68	1,57	48,5	31,2	22,1	2,34	89,54	0,9	522	5,22	74
6-7	12	5,04	4,7	45,4	28,5	20,8	2,18	248,47	2,48	770	7,7	192
7-8	8	3,36	3,14	42,3	25,8	19,5	2,02	152,21	1,52	922	9,22	110
8-9	3	1,26	1,18	39,2	23,1	18,2	1,86	52,04	0,52	974	9,74	35
9-10	2	0,84	0,78	24,2	20,1	11	1,17	26,12	0,26	1000	10	9
10-11	3	1,26	1,18	9,2	8,1	3,8	0,48	14,99	0,15	1015	10,15	2
11-12	1	0,42	0,39	6,2	5,4	2,6	0,32	3,36	0,03	1018	10,18	0
12-13	11	4,62	4,31	3,1	2,7	1,3	0,16	18,48	0,18	1036	10,36	1
13-В	0,5	0,21	0,2	0	0	0	0	0	0	1036	10,36	0
0-14	0,2	0,08	0,08	29,7	25,4	13,1	1,48	3,08	0,03	44	0,44	1
14-15	7	2,94	2,74	6,2	5,4	2,6	0,32	23,52	0,24	41	0,41	2
15-16	10	4,2	3,92	3,1	2,7	1,3	0,16	16,8	0,17	17	0,17	1
16-С	1	0,42	0,39	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 2.12- Расчет ВЛ-10 кВ, ремонтная схема В-С.

Участок ВЛ 10 кВ	Длина участка l, км	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Максимальная полная мощность $S_м$, кВ·А	Максимальная активная мощность $P_м$, кВт	Максимальная реактивная мощность $Q_м$, кВАр	Максимальный ток $I_м$, А	Потеря напряжения на участке сети ΔU, В	Потеря напряжения на участке сети ΔU%, %	Потеря напряжения относительно головного участка сети ΔU, В	Потеря напряжения относительно головного участка сети ΔU%, %	Потери электроэнергии на участке,W, кВТч
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**
А-1	0,5	0,21	0,2	76,1	64,9	33,8	3,76	20,73	0,21	21	0,21	24
1-2	0,5	0,21	0,2	29,6	25,4	13	1,48	8,06	0,08	29	0,29	4
2-3	0,5	0,21	0,2	26,6	22,7	11,8	1,32	7,25	0,07	36	0,36	3
3-4	6,5	2,73	2,55	3,1	2,7	1,3	0,16	10,92	0,11	47	0,47	1
4-0	1	0,42	0,39	0	0	0	0	0	0	47	0,47	0
0-5	2	0,84	0,78	71,6	50,4	32,8	3,45	69,89	0,7	954	9,54	80
5-6	4	1,68	1,57	48,5	31,2	22,1	2,34	89,54	0,9	1044	10,44	74
6-7	12	5,04	4,7	45,4	28,5	20,8	2,18	248,47	2,48	1292	12,92	192
7-8	8	3,36	3,14	42,3	25,8	19,5	2,02	152,21	1,52	1444	14,44	110
8-9	3	1,26	1,18	39,2	23,1	18,2	1,86	52,04	0,52	1496	14,96	35
9-10	2	0,84	0,78	24,2	20,1	11	1,17	26,12	0,26	1522	15,22	9
10-11	3	1,26	1,18	9,2	8,1	3,8	0,48	14,99	0,15	1537	15,37	2
11-12	1	0,42	0,39	6,2	5,4	2,6	0,32	3,36	0,03	1540	15,4	0
12-13	11	4,62	4,31	3,1	2,7	1,3	0,16	18,48	0,18	1558	15,58	1
13-В	0,5	0,21	0,2	0	0	0	0	0	0	1558	15,58	0
0-14	0,2	0,08	0,08	71,6	50,4	32,5	2,84	6,63	0,07	884	8,84	5
14-15	7	2,94	2,74	95,1	70,4	43	4	333,4	3,33	877	8,77	376
15-16	10	4,2	3,92	98	73,1	44,3	4,16	493,08	4,93	544	5,44	581
16-С	1	0,42	0,39	101,3	75,8	45,6	4,32	50,99	0,51	51	0,51	63

Таблица 2.13- Расчет ВЛ-10 кВ, ремонтная схема С-А.

Участок ВЛ 10 кВ	Длина участка l, км	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Максимальная полная мощность $S_м$, кВ·А	Максимальная активная мощность $P_м$, кВт	Максимальная реактивная мощность $Q_м$, кВАр	Максимальный ток $I_м$, А	Потеря напряжения на участке сети ΔU, В	Потеря напряжения на участке сети ΔU%, %	Потеря напряжения относительно головного участка сети ΔU, В	Потеря напряжения относительно головного участка сети ΔU%, %	Потери электроэнергии на участке,W, кВТч
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**
А-1	0,5	0,21	0,2	105,8	90,3	46,9	5,24	28,81	0,29	29	0,29	46
1-2	0,5	0,21	0,2	59,3	50,8	26,1	2,96	16,15	0,16	45	0,45	15
2-3	0,5	0,21	0,2	56,3	48,1	24,9	2,8	15,33	0,15	60	0,6	13
3-4	6,5	2,73	2,55	32,8	28,1	14,4	1,64	116,03	1,16	176	1,76	59
4-0	1	0,42	0,39	29,7	25,4	13,1	1,48	16,17	0,16	192	1,92	7
0-5	2	0,84	0,78	71,6	50,4	32,8	3,45	69,89	0,7	70	0,7	80
5-6	4	1,68	1,57	48,5	31,2	22,1	2,34	89,54	0,9	160	1,6	74
6-7	12	5,04	4,7	45,4	28,5	20,8	2,18	248,47	2,48	408	4,08	192
7-8	8	3,36	3,14	42,3	25,8	19,5	2,02	152,21	1,52	560	5,6	110
8-9	3	1,26	1,18	39,2	23,1	18,2	1,86	52,04	0,52	612	6,12	35
9-10	2	0,84	0,78	24,2	20,1	11	1,17	26,12	0,26	638	6,38	9
10-11	3	1,26	1,18	9,2	8,1	3,8	0,48	14,99	0,15	653	6,53	2
11-12	1	0,42	0,39	6,2	5,4	2,6	0,32	3,36	0,03	656	6,56	0
12-13	11	4,62	4,31	3,1	2,7	1,3	0,16	18,48	0,18	674	6,74	1
13-В	0,5	0,21	0,2	0	0	0	0	0	0	674	6,74	0
0-14	0,2	0,08	0,08	29,7	25,4	13,1	1,48	3,08	0,03	195	1,95	1
14-15	7	2,94	2,74	6,2	5,4	2,6	0,32	23,52	0,24	219	2,19	2
15-16	10	4,2	3,92	3,1	2,7	1,3	0,16	16,8	0,17	236	2,36	1
16-С	1	0,42	0,39	0	0	0	0	0	0	236	2,36	0

Таблица 2.14- Расчет ВЛ-10 кВ, ремонтная схема С-В.

Участок ВЛ 10 кВ	Длина участка l, км	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Максимальная полная мощность $S_м$, кВ·А	Максимальная активная мощность $P_м$, кВт	Максимальная реактивная мощность $Q_м$, кВАр	Максимальный ток $I_м$, А	Потеря напряжения на участке сети ΔU, В	Потеря напряжения на участке сети ΔU%, %	Потеря напряжения относительно головного участка сети ΔU, В	Потеря напряжения относительно головного участка сети ΔU%, %	Потери электроэнергии на участке,W, кВТч
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**
А-1	0,5	0,21	0,2	76,1	64,9	33,8	3,76	20,73	0,21	21	0,21	24
1-2	0,5	0,21	0,2	29,6	25,4	13	1,48	8,06	0,08	29	0,29	4
2-3	0,5	0,21	0,2	26,6	22,7	11,8	1,32	7,25	0,07	36	0,36	3
3-4	6,5	2,73	2,55	3,1	2,7	1,3	0,16	10,92	0,11	47	0,47	1
4-0	1	0,42	0,39	0	0	0	0	0	0	47	0,47	0
0-5	2	0,84	0,78	29,7	25,4	13,1	0,96	32,34	0,32	1713	17,13	6
5-6	4	1,68	1,57	52,8	44,6	23,8	2,07	114,91	1,15	1681	16,81	58
6-7	12	5,04	4,7	55,9	47,3	25,1	2,23	364,9	3,65	1566	15,66	201
7-8	8	3,36	3,14	59	50	26,4	2,39	256,7	2,57	1201	12,01	154
8-9	3	1,26	1,18	62,1	52,7	27,7	2,55	101,3	1,01	944	9,44	66
9-10	2	0,84	0,78	77,1	64,7	34,9	3,24	83,66	0,84	843	8,43	71
10-11	3	1,26	1,18	92,1	67,4	42,1	3,93	137,97	1,38	759	7,59	156
11-12	1	0,42	0,39	95,1	70,1	43,4	4,09	47,67	0,48	621	6,21	56
12-13	11	4,62	4,31	98,2	72,8	45,7	4,25	547,47	5,47	573	5,73	668
13-В	0,5	0,21	0,2	101,3	75,8	46,9	4,41	25,77	0,26	26	0,26	33
0-14	0,2	0,08	0,08	29,7	25,4	13,1	1,48	3,08	0,03	1716	17,16	1
14-15	7	2,94	2,74	6,2	5,4	2,6	0,32	23,52	0,24	1740	17,4	2
15-16	10	4,2	3,92	3,1	2,7	1,3	0,16	16,8	0,17	1757	17,57	1
16-С	1	0,42	0,39	0	0	0	0	0	0	1757	17,57	0

Таблица 2.15- Сравнительная характеристика электроснабжения в различных ремонтных режимах.

Схема питания	Максимальная потеря напряжения в ВЛ 10 кВ ΔU, кВ	Суммарные годовые потери электроэнергии W, кВтч
Нормальная	6,74	609
А-В схема	32,14	5587
А-С схема	13,31	2390
В-А схема	10,36	1047
В-С схема	15,58	1060
С-А схема	6,74	647
С-В схема	17,57	1505

После указанных расчетов сведем все результаты в таблицу 2.15 с целью выявить наиболее допустимые ремонтные схемы, а также выявить логику работы АВР в секционирующем пункте в районе отпайки Оханск-Киров, с целью дальнейшего выбора уставок по времени АВР.

Допустимые ремонтные режимы: А-С схема, В-А схема, С-А схема.

Тогда устанавливается АВР по следующему принципу: постоянно включен выключатель-реклоузер Q10 в плече 0-1, выключатель-реклоузер Q30 в плече 0-14 имеет меньшую выдержку времени чем выключатель-реклоузер Q11 в плече 0-5, имеющий большую выдержку времени.

2.4 Построение таблицы отклонения напряжений.

Таблица отклонений напряжения в выпускной квалификационной работе необходима для определения допустимой потери напряжения в линиях 0,38 кВ и выбора оптимальной надбавки напряжения у трансформаторов подстанций.

При заполнении таблицы необходимо помнить, что:

1) отклонения напряжения на шинах 10 кВ, шинах 0,4 кВ и на зажимах удаленного потребителя могут иметь знак плюс, минус или быть равны нулю;

2) ближайший потребитель считается подключенным к шинам 0,4 кВ;

3) надбавка трансформатора может принимать пять фиксированных значений: +10; +7,5; +5; +2,5; 0%;

4) потеря напряжения в линиях 10 и 0,38 кВ, а также в трансформаторе записывается в таблицу со знаком минус;

5) в режиме минимальных нагрузок (25%) потеря напряжения в элементах сети уменьшается в четыре раза;

6) за допустимую потерю напряжения в линии 0,38 кВ принимается наружная составляющая потери напряжения: $\Delta U_{ДОП\ Л0,38}=\Delta U'_{Л0,38}$;

7) внутреннюю составляющую потери напряжения ($\Delta U''_{Л0,38}$) в линии 0,38 кВ для дипломного проекта рекомендуется принимать равной 2%;

8)потеря напряжения в трансформаторах потребительских подстанций при 100% нагрузке составляет 4-5%. В выпускной квалификационной работе рекомендуется принимать $\Delta U_T=4\%$ для режима максимальных нагрузок (100%).

Рассмотрим порядок составления таблицы отклонений напряжения для подстанции расчетного населенного пункта при следующих исходных данных: $\delta U_{Ш10}^{100}=+4\%$; $\delta U_{Ш10}^{25}=-1\%$; $\Delta U^{100}{}_{Л10}=-6{,}74\%$ (значение потери напряжения в линии 10 кВ определено по результатам электрического расчета). [3].

Вписываем исходные данные в таблицу 2.16.

Потери напряжения в трансформаторе при 100% нагрузке принимаем равными 4% и вносим это значение в таблицу.

Потери напряжения, в линии 10 кВ и в трансформаторе, при 25% нагрузке уменьшаем в четыре раза в сравнении с потерями при 100% нагрузке, и вносим в таблицу.

В режиме максимальных нагрузок (100%) потеря напряжения в элементах сети наибольшая, поэтому на зажимах удаленного потребителя напряжение будет минимальным. Принимаем для удаленного потребителя допустимое по ГОСТ отклонение напряжения, равное «–5%», и вносим его в соответствующую строку таблицы. При этом в линии 0,38 кВ будем иметь максимально возможную потерю напряжения.

В режиме минимальных нагрузок (25%) потеря напряжения в элементах сети наименьшая, поэтому на зажимах ближайшего потребителя, подключен-ного к шинам 0,4 кВ, напряжение будет максимальным. При отклонении напряжения у ближайшего потребителя, равном допустимому по ГОСТ «+5%», будет обеспечена максимально возможная потеря напряжения в линии 0,38 кВ.

Величина отклонения напряжения на шинах 0,4 кВ определяется как алгебраическая сумма значений величин всех выше расположенных строк таблицы. Выбираем надбавку напряжения трансформатора таким образом, чтобы отклонение напряжения на шинах 0,4 кВ в режиме максимальных (100%) и минимальных (25%) нагрузок было как можно ближе к «+5%», но не превышало этой величины. Для исходных данных такой оптимальной надбавкой превышало этой величины. Для исходных данных такой оптимальной надбавкой трансформатора будет «+7,5%». Эту надбавку вносим в соответствующую строку таблицы для нагрузки 100% и 25%.

Потеря напряжения в линии 0,38 кВ при максимальной нагрузке (100%) связана с отклонениями напряжения в начале линии (на шинах 0,4 кВ) и в конце линии (у удаленного потребителя) следующим соотношением. [1].

$$\Delta U^{100}_{Л.0,38} = \delta U^{100}_{Ш.0,4} - \delta U^{100}_{УД.П}, \qquad (2.11)$$

Полученное значение потери напряжения в линии 0,38 кВ при 100% нагрузке вносим в таблицу.

В режиме минимальной нагрузки (25%) потерю напряжения в линии уменьшаем в четыре раза и вносим в соответствующую строку таблицы.

Соотношение справедливо и для 25% нагрузки, откуда определяем отклонение напряжения для удаленного потребителя в режиме минимальных нагрузок.

Это значение вносим в соответствующую строку таблицы.

Распределим полученное значение потери напряжения в линии 0,38 кВ на наружную и внутреннюю составляющие.

Принимаем $\Delta U''_{Л0,38}$=2% при 100% нагрузке, тогда при 25% нагрузке потеря напряжения будет в четыре раза меньше, т.е. равна 0,5%.

Искомая допустимая потеря напряжения в линии 0,38 кВ при максимальной нагрузке будет равна наружной составляющей потери напряжения.

При минимальной нагрузке полученное значение потери напряжения следует уменьшить в четыре раза. [2].

Таблицы отклонения напряжений построим для нормального режима работы сети и трех ремонтных режимов (схема А-С, схема В-А, схема С-А), к которым готовятся заранее по режимным картам для переключения отпаек ПБВ, а также аварийных режимов (тоже по схемам А-С, В-А, С-А), с той лишь разницей, что аварийные режимы заранее не подготавливаются и трансформаторы работают на тех же ответвлениях ПБВ, что и в нормальном режиме. Также принято допущение что в аварийном режиме допускается снижение напряжения у удаленного потребителя 0,4 кВ до 10 % от номинального.

Также примем допущение, что напряжение на шинах 10 кВ всех подстанций (ПС Факел, ПС Шлыки и ПС Дуброва) равны относительно друг друга и управляются по одинаковым законам встречного регулирования. При 100% нагрузке поддерживается режим +5% к номинальному напряжению на шинах 10 кВ, при 25% нагрузке поддерживается режим 0%. Таблица 2.16: Таблица отклонений напряжений на элементах сети (нормальная схема сети).

Элемент сети		Обозначение потери и отклонения напряжения, %	ближайшаяТП$_{БЛ}$		удаленнаяТП$_{УД}$	
			Нагрузка, %			
			100	25	100	25
Шины 10 кВ		$\delta U_{Ш10}$	+5	0	+5	0
ВЛ 10 кВ		$\Delta U_{ВЛ10}$	0	0	-6,74	-1,69
Тр-р 10/0,4	Потери	$\Delta U_{Т}$	-4	-1	-4	-1
	Надбавка	$\delta U_{Т}$	+2,5	+2,5	+7,5	+7,5
Шины 0,4 кВ		$\delta U_{Ш0,4}$	+3,5	+1,5	+1,76	+4,81
ВЛ 0,38 кВ		$\Delta U_{ВЛ0,38}$	-8,5	-2,13	-6,76	-1,69
Удаленный потребитель		$\delta U_{УД.П}$	-5	-0,63	-5	+3,12
ГОСТ 13109-97		$\delta U_{ном}$	± 5	± 5	± 5	± 5

Таблица 2.17- Таблица отклонений напряжений на элементах сети (аварийный режим, схема А-С).

Элемент сети		Обозначение потери и отклонения напряжения, %	ближайшаяТП$_{БЛ}$		удаленнаяТП$_{УД}$	
			Нагрузка, %			
			100	25	100	25
Шины 10 кВ		$\delta U_{Ш10}$	+5	0	+5	0
ВЛ 10 кВ		$\Delta U_{ВЛ10}$	0	0	-13,31	-3,33
Тр-р 10/0,4	Потери	$\Delta U_{Т}$	-4	-1	-4	-1
	Надбавка	$\delta U_{Т}$	+2,5	+2,5	+7,5	+7,5
Шины 0,4 кВ		$\delta U_{Ш0,4}$	+3,5	+1,5	-4,81	+3,17
ВЛ 0,38 кВ		$\Delta U_{ВЛ0,38}$	-8,5	-2,13	-5,19	-1,3
Удаленный потребитель		$\delta U_{УД.П}$	-5	-0,63	-10	+1,87
ГОСТ 13109-97		$\delta U_{ном}$	± 5	± 5	+5..-10	+5..-10

Таблица 2.18- Таблица отклонений напряжений на элементах сети (ремонтный режим, схема А-С).

Элемент сети		Обозначение потери и отклонения напряжения, %	ближайшаяТП$_{БЛ}$		удаленнаяТП$_{УД}$	
			Нагрузка, %			
			100	25	100	25
Шины 10 кВ		$\delta U_{Ш10}$	+5	0	+5	0
ВЛ 10 кВ		$\Delta U_{ВЛ10}$	0	0	-13,31	-3,33
Тр-р 10/0,4	Потери	$\Delta U_{Т}$	-4	-1	-4	-1
	Надбавка	$\delta U_{Т}$	+2,5	+2,5	+10	+10
Шины 0,4 кВ		$\delta U_{Ш0,4}$	+3,5	+1,5	-2,31	+6,67
ВЛ 0,38 кВ		$\Delta U_{ВЛ0,38}$	-8,5	-2,13	-2,69	-0,67
Удаленный потребитель		$\delta U_{УД.П}$	-5	-0,63	-5	+6
ГОСТ 13109-97		$\delta U_{ном}$	± 5	± 5	± 5	± 5

Таблица 2.19- Таблица отклонений напряжений на элементах сети (аварийный режим, схема В-А).

Элемент сети		Обозначение потери и отклонения напряжения, %	ближайшаяТП$_{БЛ}$		удаленнаяТП$_{УД}$	
			Нагрузка, %			
			100	25	100	25
Шины 10 кВ		$\delta U_{Ш10}$	+5	0	+5	0
ВЛ 10 кВ		$\Delta U_{ВЛ10}$	0	0	-10,36	-2,59
Тр-р 10/0,4	Потери	$\Delta U_{Т}$	-4	-1	-4	-1
	Надбавка	$\delta U_{Т}$	+2,5	+2,5	+7,5	+7,5
Шины 0,4 кВ		$\delta U_{Ш0,4}$	+3,5	+1,5	-1,86	+3,91
ВЛ 0,38 кВ		$\Delta U_{ВЛ0,38}$	-8,5	-2,13	-3,14	-0,79
Удаленный потребитель		$\delta U_{УД.П}$	-5	-0,63	-5	+3,12
ГОСТ 13109-97		$\delta U_{ном}$	± 5	± 5	+5..-10	+5..-10

Таблица 2.20- Таблица отклонений напряжений на элементах сети (ремонтный режим, схема В-А).

Элемент сети		Обозначение потери и отклонения напряжения, %	ближайшаяТП$_{БЛ}$		удаленнаяТП$_{УД}$	
			Нагрузка, %			
			100	25	100	25
Шины 10 кВ		$\delta U_{Ш10}$	+5	0	+5	0
ВЛ 10 кВ		$\Delta U_{ВЛ10}$	0	0	-10,36	-2,59
Тр-р 10/0,4	Потери	$\Delta U_{Т}$	-4	-4	-1	-1
	Надбавка	$\delta U_{Т}$	+2,5	+7,5	+7,5	+7,5
Шины 0,4 кВ		$\delta U_{Ш0,4}$	+3,5	+1,5	-1,86	+3,91
ВЛ 0,38 кВ		$\Delta U_{ВЛ0,38}$	-8,5	-2,13	-3,14	-0,79
Удаленный потребитель		$\delta U_{УД.П}$	-5	-0,63	-5	+3,12
ГОСТ 13109-97		$\delta U_{ном}$	± 5	± 5	± 5	± 5

Таблица 2.21- Таблица отклонений напряжений на элементах сети (аварийный режим, схема С-А).

Элемент сети		Обозначение потери и отклонения напряжения, %	ближайшаяТП$_{БЛ}$		удаленнаяТП$_{УД}$	
			Нагрузка, %			
			100	25	100	25
Шины 10 кВ		$\delta U_{Ш10}$	+5	0	+5	0
ВЛ 10 кВ		$\Delta U_{ВЛ10}$	0	0	-6,74	-1,69
Тр-р 10/0,4	Потери	$\Delta U_{Т}$	-4	-1	-4	-1
	Надбавка	$\delta U_{Т}$	+2,5	+2,5	+7,5	+7,5
Шины 0,4 кВ		$\delta U_{Ш0,4}$	+3,5	+1,5	+1,76	+4,81
ВЛ 0,38 кВ		$\Delta U_{ВЛ0,38}$	-8,5	-2,13	-6,76	-1,69
Удаленный потребитель		$\delta U_{УД.П}$	-5	-0,63	-5	+3,12
ГОСТ 13109-97		$\delta U_{ном}$	± 5	± 5	± 5	± 5

Таблица 2.22- Таблица отклонений напряжений на элементах сети (ремонтный режим, схема С-А).

Элемент сети		Обозначение потери и отклонения напряжения, %	ближайшаяТП$_{БЛ}$		удаленнаяТП$_{УД}$	
			Нагрузка, %			
			100	25	100	25
Шины 10 кВ		$\delta U_{Ш10}$	+5	0	+5	0
ВЛ 10 кВ		$\Delta U_{ВЛ10}$	0	0	-6,74	-1,69
Тр-р 10/0,4	Потери	$\Delta U_{Т}$	-4	-1	-4	-1
	Надбавка	$\delta U_{Т}$	+2,5	+2,5	+7,5	+7,5
Шины 0,4 кВ		$\delta U_{Ш0,4}$	+3,5	+1,5	+1,76	+4,81
ВЛ 0,38 кВ		$\Delta U_{ВЛ0,38}$	-8,5	-2,13	-6,76	-1,69
Удаленный потребитель		$\delta U_{УД.П}$	-5	-0,63	-5	+3,12
ГОСТ 13109-97		$\delta U_{ном}$	± 5	± 5	± 5	± 5

Подводя итог расчета схемы вдольтрассового электроснабжения линейной части магистрального газопровода Пермь-Горький-1,2 с ответвлением Оханск-Киров-1,2 можно сказать что:

1. Выбрана конфигурация вдольтрассового фидера.

2. Произведен расчёт нагрузок потребителей с учетом коэффициентов одновременности с учетом разницы графиков нагрузок различных групп потребителей.[1].

3. Выбраны мощности трансформаторных потребительских подстанций, удовлетворяющих ПУЭ по части обеспечения надежности электроснабжения.

4. Произведены расчеты возможных режимов питания вдольтрассового фидера, исходя из которых выбрана оптимальная схема постронеия питания в нормальном режиме от 3 фидеров 10 кВ от ПС Факел, ПС Шлыки и ПС Дуброва с созданием секционирующего пункта на трех реклоузерах в районе отпайки газопровода на Оханск-Киров. Указанная схема обеспечивает минимум потерь электроэнергии и напряжения.

5. Выбрана логика работы секционирующего пункта, обеспечивающего в аварийных режимах ввод резерва (АВР) по схемам, допустимым с точки зрения режима напряжения и обеспечивающем его минимальные потери.

6. Произведен расчет таблиц отклонений напряжений для составления режимных карт, для переключения отпаек ПБВ на потребительских подстанциях при выводе в ремонт участков ВЛ-10 кВ и обеспечения у потребителя напряжения, соответствующего ГОСТ-13109-97. Также построены таблицы напряжения и для аварийного отключения (без подготовки режима), которые показали допустимость послеаварийного режима по критерию напряжения у потребителя. [3].

3 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Значения токов, при коротких замыканиях (КЗ) необходимы для проверки выбранного оборудования, расчета и проверки чувствительности защит.

Расчет токов КЗ производим на основе исходной схемы электроснабжения и расчётной схемы электроснабжения (рисунок 2.1).

Составляем схему замещения для исходной расчетной схемы электроснабжения (рисунок 2.1), на которой показываем индуктивные и активные сопротивления элементов схемы замещения: системы, проводов ВЛ 10 кВ, трансформаторов 10/0,4 кВ. На схеме замещения указываем точки КЗ, наносим обозначения сопротивлений в виде дроби (числитель – условное обозначение, знаменатель – числовое значение). Схема замещения представлена на рисунке 3.1.

Выбираем систему единиц для расчета токов КЗ. В распределительных сетях для приведения сопротивлений элементов схемы замещения к базисным условиям чаще всего применяется система именованных единиц, в которой все сопротивления приводятся к базисному напряжению «$U_Б$» [4].

За базисное напряжение принимается среднее номинальное напряжение ступени трансформации, т. е. $U_Б$ =10,5 кВ.

где $\Delta P_К$ – мощность короткого замыкания, Вт;

$S_{Т.ном.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$Z_Т$ - полное сопротивление трансформатора:

$$Z_{\text{Т}} = \frac{u_{\text{К}}\%}{100} \cdot \frac{U_{\text{Б}}^2}{S_{\text{Т.ном.}}}, \qquad (3.3)$$

					ВКР.35.03.06.16037.ЭО.000.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Черемин А.Ю.			Расчёт токов короткого замыкания	Литера	Лист	Листов
Провер.		Цыркина Т.В.					40	
Н. контр.		Баранова И.А.						
Утв.		Пантелеева Л.А.						

где $u_К$% - напряжение короткого замыкания, %;

$X_Т$ - реактивное сопротивление трансформатора:

$$x_{\hat{o}} = \sqrt{z_{\hat{o}}^2 - r_{\hat{o}}^2} \ , \qquad (3.4)$$

Таблица 3.1: Характеристики трансформаторов масляных 10/0,4 и 10/0,23 кВ.

Тип	Мощность, кВ·А	Напряжение обмотки		Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания %	Ток холостого хода, %	Сопротивления обмоток, Ом			
		ВН	НН	холостого хода	короткого замыкания			Полное $Z_Т$, приведенное низшему напряжению	активное, $R_Т$	реактивное, $X_Т$	полное, $Z_Т$
ОМ	10	10	0,23	0,09	0,3	4	7	5,06	331	290	440
ТМ	16	10	0,4	0,1	0,45	4,5	3,5	4,62	193	241	309
ТМ	25	10	0,4	0,13	0,6	4,5	3,2	3,6	106	168	198
ТМ	63	10	0,4	0,24	1,28	4,5	2,8	1,63	35	71	79

Результирующие сопротивления до точек КЗ определяем по формуле (3.5)

$$z_{\hat{e}i} = \sqrt{r_{ki}^2 + x_{ki}^2} \ , \qquad (3.5)$$

Где r_{ki}^2 - суммарное активное сопротивление до точки короткого замыкания, Ом;

x_{ki}^2 - суммарное реактивное сопротивление до точки короткого замыкания, Ом;

Рассчитываем токи трехфазного КЗ. Для точек $К_А$…$К_С$ выполняется условие $U_{ср. ном.} = U_Б$, поэтому ток КЗ определяется по формуле (3.6):

Рассчитываем токи трехфазного КЗ. Для точек $К_А…К_С$ выполняется условие $U_{ср.ном}=U_б$, поэтому ток КЗ определяется по формуле (3.6):

$$I_{Ki}^{(3)} = \frac{U_{Á}}{\sqrt{3} \cdot z_i}, \quad (3.6)$$

где i – номер точки КЗ и индекс результирующего сопротивления до точки КЗ.

Для точек $К_{1-0}…К_{16-0}$ $U_{ср.ном.}\neq U_Б$, поэтому ток КЗ равен:

$$I_{Ki}^{(3)} = \frac{U_{Á}}{\sqrt{3} \cdot z_i} \cdot \frac{U_{Á}}{U_{ñð.íîì.}}, \quad (3.7)$$

Определяем токи двухфазного КЗ:

$$I_{ê_i}^{2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{Ki}^{(3)}, \quad (3.8)$$

Ударный ток для каждой из точек КЗ определяется по формуле (3.9)

$$i_{ói} = \sqrt{2} \cdot k_{ói} \cdot I_{Ki}^{(3)}, \quad (3.9)$$

где $k_У$ – ударный коэффициент, для i – ой точки короткого замыкания рекомендуется определять по формуле (3.10):

$$k_{ói} = 1 + å^{\frac{0,01}{Ò_{ài}}} = 1 + e^{\frac{3,14 \cdot r_i}{x_i}}, \quad (3.10)$$

где T_{ai} – постоянная времени апериодической составляющей тока короткого замыкания для i-ой точки, с;

r_i и x_i – результирующие активное и индуктивное сопротивления до точки КЗ.

$$T_{ai} = \frac{L_i}{r_i} = \frac{x_i}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot r_i}, \quad (3.11)$$

где f – частота сети, 50 Гц;

Мощность трехфазного КЗ для каждой из точек короткого замыкания определяется по формуле (3.12):

$$S_{ki}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{ñð.íîì.} \cdot I_{ki}^{(3)}, \quad (3.12)$$

где $U_{ср.н}$ – среднее номинальное напряжение той ступени, на которой находится точка КЗ 10,5 кВ, 0,4 кВ или 0,23 кВ).

Токи короткого замыкания в других точках определяются по такому же принципу. Результаты расчётов по данному подразделу представлены в таблице 3.2 [5].

Определяем минимальную величину тока КЗ для проверки защиты (предохранителей трансформаторов) на чувствительность. Это будут токи однофазного КЗ на шинах 0,4 кВ и 0,23 кВ (точки $К_{1\text{-}0}$ - $К_{16\text{-}0}$), которые рекомендуется рассчитывать по упрощенной формуле:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_T}{3}}, \qquad (3.13)$$

где, U_ϕ=0,22 кВ – номинальное фазное напряжение сети низшего напряжения;

z_T – полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус, приведенное к низшему напряжению, Ом.

Аналогичным образом рассчитываются токи короткого замыкания в ремонтных режимах: схемы А-С, В-А, С-А.

Таблица 3.1- Результаты расчета токов КЗ (нормальная схема).

Точка КЗ	$U_{СР. НОМ.}$, кВ	Сопротивление, Ом			$К_У$	Токи КЗ, кА				$S_К^{(3)}$ МВА
		r Σ	x Σ	z Σ		$I_К^{(3)}$	$I_К^{(2)}$	$I_У$	$I_К^{(1)}$	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**
КА	10,5	-	1,13	1,13	2	5,371	4,651	10,742	-	98
К1	10,5	0,21	1,33	1,35	1,609	4,496	3,894	7,234	-	81,8
К2	10,5	0,42	1,53	1,59	1,422	3,817	3,306	5,428	-	69,4
К3	10,5	0,63	1,73	1,84	1,319	3,299	2,857	4,351	-	60
К4	10,5	3,36	4,28	5,44	1,085	1,116	0,966	1,211	-	20,3
К0-А	10,5	3,78	4,67	6,01	1,079	1,01	0,875	1,09	-	18,4
К0-В	10,5	19,53	20,35	28,21	1,049	0,215	0,186	0,226		3,9
К5	10,5	18,69	19,57	27,06	1,05	0,224	0,194	0,235	-	4,1
К6	10,5	17,01	18	24,77	1,051	0,245	0,212	0,257	-	4,5
К7	10,5	11,97	13,3	17,89	1,059	0,339	0,294	0,359	-	6,2
К8	10,5	8,61	10,16	13,32	1,07	0,456	0,395	0,488	-	8,3
К9	10,5	7,35	8,98	11,6	1,077	0,523	0,453	0,563	-	9,5
К10	10,5	6,51	8,2	10,47	1,083	0,58	0,502	0,628	-	10,5
К11	10,5	5,25	7,02	8,77	1,096	0,692	0,599	0,758	-	12,6
К12	10,5	4,83	6,63	8,2	1,102	0,74	0,641	0,815	-	13,5
К13	10,5	0,21	2,32	2,33	1,753	2,605	2,256	4,567	-	47,4
КВ	10,5	0	2,12	2,12	2	2,863	2,479	5,726	-	52
К0-С	10,5	7,64	8,41	11,36	1,058	0,534	0,462	0,565	-	9,7
К14	10,5	7,56	8,33	11,25	1,058	0,539	0,467	0,57	-	9,8
К15	10,5	4,62	5,59	7,25	1,075	0,837	0,725	0,9	-	15,2
К16	10,5	0,42	1,67	1,72	1,454	3,529	3,056	5,131	-	64,2
КС	10,5	0	1,28	1,28	2	4,742	4,107	9,484	-	86
К1-0	0,4	35	71	80	1,213	1,991	1,742	2,415	0,405	1,379
К2-0	0,23	331	290	441	1,028	0,361	-	0,371	-	0,083
К3-0	0,4	106	168	200	1,138	0,797	0,69	0,907	0,138	0,552
К4-0	0,23	331	290	445	1,028	0,358	-	0,368	-	0,082
К5-0	0,4	106	168	225	1,138	0,708	0,613	0,806	0,138	0,491
К6-0	0,23	331	290	465	1,028	0,343	-	0,353	-	0,079
К7-0	0,23	331	290	458	1,028	0,348	-	0,358	-	0,08
К8-0	0,23	331	290	453	1,028	0,352	-	0,362	-	0,081
К9-0	0,4	193	241	320	1,081	0,498	0,431	0,538	0,143	0,345
К10-0	0,4	193	241	319	1,081	0,499	0,432	0,539	0,143	0,346
К11-0	0,23	331	290	449	1,028	0,355	-	0,365	-	0,082
К12-0	0,23	331	290	448	1,028	0,356	-	0,366	-	0,082
К13-0	0,23	331	290	442	1,028	0,36	-	0,37	-	0,083
К14-0	0,4	106	168	210	1,138	0,759	0,657	0,864	0,138	0,526
К15-0	0,23	331	290	447	1,028	0,356	-	0,366	-	0,082
К16-0	0,23	331	290	441	1,028	0,361	-	0,371	-	0,083

Таблица 3.2- Результаты расчета токов КЗ (ремонтная схема А-С).

Точка КЗ	$U_{ср. ном.}$, кВ	Сопротивление, Ом			$K_у$	Токи КЗ, кА				$S_К^{(3)}$ МВА
		r Σ	x Σ	z Σ		$I_К^{(3)}$	$I_К^{(2)}$	$I_у$	$I_К^{(1)}$	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**
КА	10,5	11,42	11,95	16,53	1,05	0,367	0,318	0,385	-	6,7
К1	10,5	11,21	11,75	16,24	1,05	0,374	0,324	0,393	-	6,8
К2	10,5	11	11,55	15,95	1,05	0,381	0,33	0,4	-	6,9
К3	10,5	10,79	11,35	15,66	1,051	0,388	0,336	0,408	-	7,1
К4	10,5	8,06	8,8	11,93	1,056	0,509	0,441	0,538	-	9,3
К0-А	10,5	7,64	8,41	11,36	1,058	0,534	0,462	0,565	-	9,7
К0-В	10,5	19,53	20,35	28,21	1,049	0,215	0,186	0,226	-	3,9
К5	10,5	18,69	19,57	27,06	1,05	0,224	0,194	0,235	-	4,1
К6	10,5	17,01	18	24,77	1,051	0,245	0,212	0,257	-	4,5
К7	10,5	11,97	13,3	17,89	1,059	0,339	0,294	0,359	-	6,2
К8	10,5	8,61	10,16	13,32	1,07	0,456	0,395	0,488	-	8,3
К9	10,5	7,35	8,98	11,6	1,077	0,523	0,453	0,563	-	9,5
К10	10,5	6,51	8,2	10,47	1,083	0,58	0,502	0,628	-	10,5
К11	10,5	5,25	7,02	8,77	1,096	0,692	0,599	0,758	-	12,6
К12	10,5	4,83	6,63	8,2	1,102	0,74	0,641	0,815	-	13,5
К13	10,5	0,21	2,32	2,33	1,753	2,605	2,256	4,567	-	47,4
КВ	10,5	0	2,12	2,12	2	2,863	2,479	5,726	-	52
К0-С	10,5	7,64	8,41	11,36	1,058	0,534	0,462	0,565	-	9,7
К14	10,5	7,56	8,33	11,25	1,058	0,539	0,467	0,57	-	9,8
К15	10,5	4,62	5,59	7,25	1,075	0,837	0,725	0,9	-	15,2
К16	10,5	0,42	1,67	1,72	1,454	3,529	3,056	5,131	-	64,2
КС	10,5	0	1,28	1,28	2	4,742	4,107	9,484	-	86
К1-0	0,4	35	71	95	1,213	1,677	1,452	2,034	0,405	1,162
К2-0	0,23	331	290	456	1,028	0,349	-	0,359	-	0,08
К3-0	0,4	106	168	214	1,138	0,744	0,644	0,847	0,183	0,515
К4-0	0,23	331	290	452	1,028	0,352	-	0,362	-	0,081
К5-0	0,4	106	168	225	1,138	0,708	0,613	0,806	0,138	0,491
К6-0	0,23	331	290	465	1,028	0,343	-	0,353	-	0,079
К7-0	0,23	331	290	458	1,028	0,348	-	0,358	-	0,08
К8-0	0,23	331	290	453	1,028	0,352	-	0,362	-	0,081
К9-0	0,4	193	241	320	1,081	0,498	0,431	0,538	0,143	0,345
К10-0	0,4	193	241	319	1,081	0,499	0,432	0,539	0,143	0,346
К11-0	0,23	331	290	449	1,028	0,355	-	0,365	-	0,082
К12-0	0,23	331	290	448	1,028	0,356	-	0,366	-	0,082
К13-0	0,23	331	290	442	1,028	0,36	-	0,37	-	0,083
К14-0	0,4	106	168	210	1,138	0,759	0,657	0,864	0,138	0,526
К15-0	0,23	331	290	447	1,028	0,356	-	0,366	-	0,082
К16-0	0,23	331	290	441	1,028	0,361	-	0,371	-	0,083

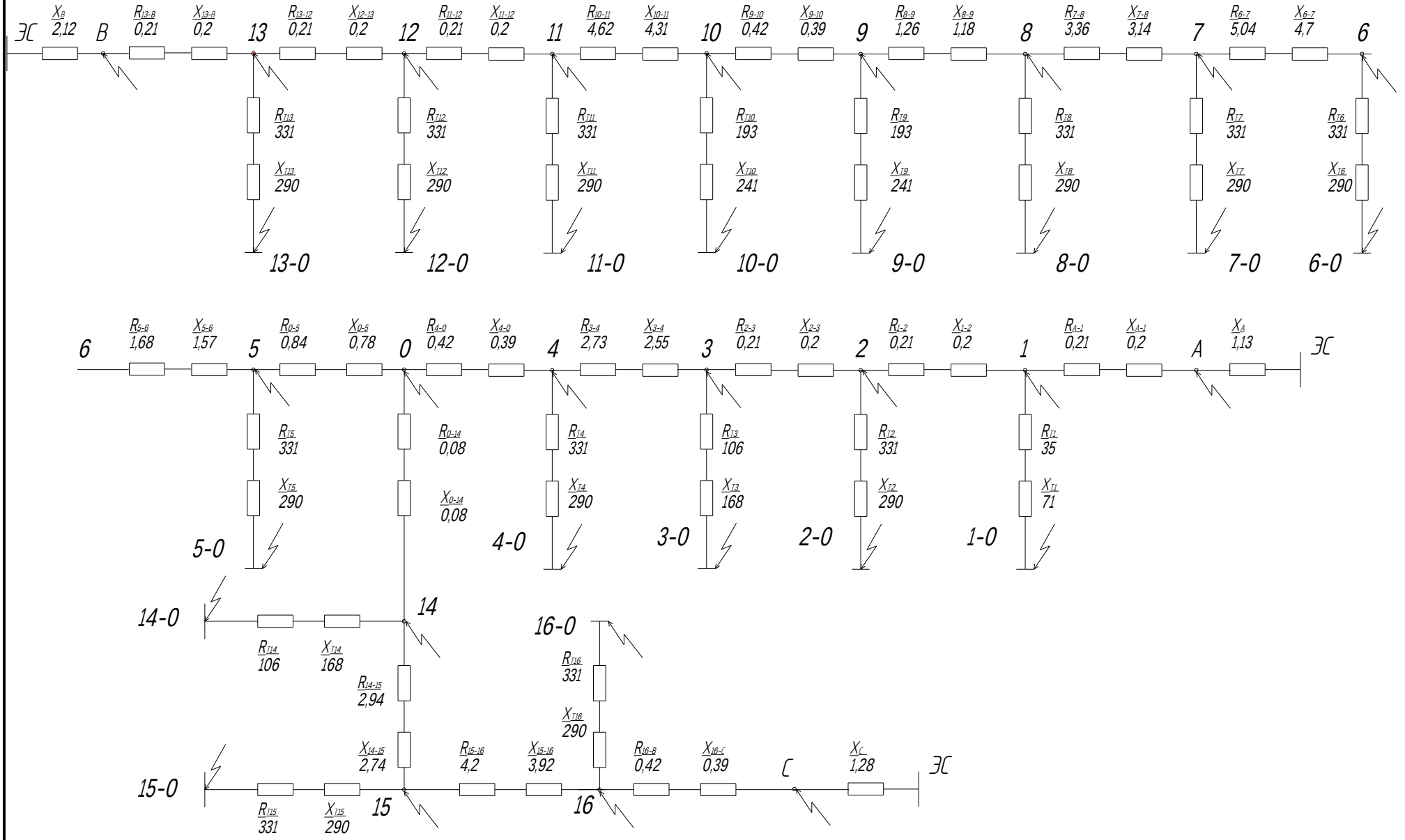
Таблица 3.3- Результаты расчета токов КЗ (ремонтная схема В-А).

Точка КЗ	$U_{СР. НОМ.}$, кВ	Сопротивление, Ом			$K_У$	Токи КЗ, кА				$S_К^{(3)}$ МВА
		r Σ	x Σ	z Σ		$I_К^{(3)}$	$I_К^{(2)}$	$I_У$	$I_К^{(1)}$	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**
КА	10,5	11,42	11,95	16,53	1,05	0,367	0,318	0,385	-	6,7
К1	10,5	11,21	11,75	16,24	1,05	0,374	0,324	0,393	-	6,8
К2	10,5	11	11,55	15,95	1,05	0,381	0,33	0,4	-	6,9
К3	10,5	10,79	11,35	15,66	1,051	0,388	0,336	0,408	-	7,1
К4	10,5	8,06	8,8	11,93	1,056	0,509	0,441	0,538	-	9,3
К0-А	10,5	7,64	8,41	11,36	1,058	0,534	0,462	0,565	-	9,7
К0-В	10,5	3,78	4,67	6,01	1,079	1,01	0,875	1,09	-	18,3
К5	10,5	4,62	5,45	7,14	1,07	0,85	0,736	0,91	-	15,4
К6	10,5	6,3	7,02	9,43	1,06	0,644	0,558	0,683	-	11,7
К7	10,5	11,34	11,72	16,31	1,048	0,372	0,322	0,39	-	6,8
К8	10,5	14,7	14,86	20,9	1,045	0,29	0,251	0,303	-	5,3
К9	10,5	15,96	16,04	22,63	1,044	0,268	0,232	0,28	-	4,9
К10	10,5	16,8	16,82	23,77	1,043	0,255	0,221	0,266	-	4,6
К11	10,5	18,06	18	25,5	1,043	0,238	0,206	0,248	-	4,3
К12	10,5	18,48	18,39	26,07	1,043	0,233	0,202	0,243	-	4,2
К13	10,5	23,1	22,7	32,39	1,041	0,187	0,162	0,195	-	3,4
КВ	10,5	23,31	22,9	32,68	1,041	0,186	0,161	0,194	-	3,4
К0-С	10,5	7,64	8,41	11,36	1,058	0,534	0,462	0,565	-	9,7
К14	10,5	7,56	8,33	11,25	1,058	0,539	0,467	0,57	-	9,8
К15	10,5	4,62	5,59	7,25	1,075	0,837	0,725	0,9	-	15,2
К16	10,5	0,42	1,67	1,72	1,454	3,529	3,056	5,131	-	64,2
КС	10,5	0	1,28	1,28	2	4,742	4,107	9,484	-	86
К1-0	0,4	35	71	95	1,213	1,677	1,452	2,034	0,405	1,162
К2-0	0,23	331	290	456	1,028	0,349	-	0,359	-	0,08
К3-0	0,4	106	168	214	1,138	0,744	0,644	0,847	0,183	0,515
К4-0	0,23	331	290	452	1,028	0,352	-	0,362	-	0,081
К5-0	0,4	106	168	206	1,138	0,773	0,669	0,806	0,138	0,491
К6-0	0,23	331	290	449	1,028	0,355	-	0,88	-	0,588
К7-0	0,23	331	290	456	1,028	0,349	-	0,365	-	0,082
К8-0	0,23	331	290	461	1,028	0,346	-	0,359	-	0,08
К9-0	0,4	193	241	331	1,081	0,481	0,417	0,356	0,143	0,08
К10-0	0,4	193	241	332	1,081	0,48	0,416	0,52	0,143	0,185
К11-0	0,23	331	290	466	1,028	0,342	-	0,519	-	0,176
К12-0	0,23	331	290	466	1,028	0,342	-	0,352	-	0,079
К13-0	0,23	331	290	472	1,028	0,338	-	0,352	-	0,079
К14-0	0,4	106	168	210	1,138	0,759	0,657	0,864	0,138	0,078
К15-0	0,23	331	290	447	1,028	0,356	-	0,366	-	0,082
К16-0	0,23	331	290	441	1,028	0,361	-	0,371	-	0,083

Таблица 3.4- Результаты расчета токов КЗ (ремонтная схема С-А).

Точка КЗ	$U_{ср. ном.}$, кВ	Сопротивление, Ом			$K_у$	Токи КЗ, кА				$S_К^{(3)}$ МВА
		r Σ	x Σ	z Σ		$I_К^{(3)}$	$I_К^{(2)}$	$I_у$	$I_К^{(1)}$	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**
КА	10,5	-	1,13	1,13	2	5,371	4,651	10,742	-	98
К1	10,5	0,21	1,33	1,35	1,609	4,496	3,894	7,234	-	81,8
К2	10,5	0,42	1,53	1,59	1,422	3,817	3,306	5,428	-	69,4
К3	10,5	0,63	1,73	1,84	1,319	3,299	2,857	4,351	-	60
К4	10,5	3,36	4,28	5,44	1,085	1,116	0,966	1,211	-	20,3
К0-А	10,5	3,78	4,67	6,01	1,079	1,01	0,875	1,09	-	18,4
К0-В	10,5	19,53	20,35	28,21	1,049	0,215	0,186	0,226		3,9
К5	10,5	18,69	19,57	27,06	1,05	0,224	0,194	0,235	-	4,1
К6	10,5	17,01	18	24,77	1,051	0,245	0,212	0,257	-	4,5
К7	10,5	11,97	13,3	17,89	1,059	0,339	0,294	0,359	-	6,2
К8	10,5	8,61	10,16	13,32	1,07	0,456	0,395	0,488	-	8,3
К9	10,5	7,35	8,98	11,6	1,077	0,523	0,453	0,563	-	9,5
К10	10,5	6,51	8,2	10,47	1,083	0,58	0,502	0,628	-	10,5
К11	10,5	5,25	7,02	8,77	1,096	0,692	0,599	0,758	-	12,6
К12	10,5	4,83	6,63	8,2	1,102	0,74	0,641	0,815	-	13,5
К13	10,5	0,21	2,32	2,33	1,753	2,605	2,256	4,567	-	47,4
КВ	10,5	0	2,12	2,12	2	2,863	2,479	5,726	-	52
К0-С	10,5	3,78	4,67	6,01	1,079	1,01	0,875	1,09	-	18,3
К14	10,5	3,86	4,75	6,12	1,078	0,992	0,859	1,069	-	18
К15	10,5	6,8	7,49	10,12	1,058	0,6	0,52	0,635	-	10,9
К16	10,5	11	11,41	15,85	1,048	0,383	0,332	0,401	-	7
КС	10,5	11,42	11,8	16,42	1,048	0,37	0,32	0,388	-	6,7
К1-0	0,4	35	71	80	1,213	1,991	1,742	2,415	0,405	1,379
К2-0	0,23	331	290	441	1,028	0,361	-	0,371	-	0,083
К3-0	0,4	106	168	200	1,138	0,797	0,69	0,907	0,138	0,552
К4-0	0,23	331	290	445	1,028	0,358	-	0,368	-	0,082
К5-0	0,4	106	168	225	1,138	0,708	0,613	0,806	0,138	0,491
К6-0	0,23	331	290	465	1,028	0,343	-	0,353	-	0,079
К7-0	0,23	331	290	458	1,028	0,348	-	0,358	-	0,08
К8-0	0,23	331	290	453	1,028	0,352	-	0,362	-	0,081
К9-0	0,4	193	241	320	1,081	0,498	0,431	0,538	0,143	0,345
К10-0	0,4	193	241	319	1,081	0,499	0,432	0,539	0,143	0,346
К11-0	0,23	331	290	449	1,028	0,355	-	0,365	-	0,082
К12-0	0,23	331	290	448	1,028	0,356	-	0,366	-	0,082
К13-0	0,23	331	290	442	1,028	0,36	-	0,37	-	0,083
К14-0	0,4	106	168	205	1,138	0,777	0,673	0,884	0,138	0,538
К15-0	0,23	331	290	450	1,028	0,354	-	0,364	-	0,081
К16-0	0,23	331	290	456	1,028	0,349	-	0,359	-	0,08

Рисунок 3.1- Схема для расчёта токов короткого замыкания.



					ВКР.35.03.06.16037.ЭО.000.ПЗ	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 РЕКОНСТРУКЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

4.1 Вопросы надежности распределительных электрических сетей 10 Кв и автоматизация с применением реклоузеров.

В связи с созданием распределительных компаний и организацией договорных взаимоотношений между участниками оптового и розничного рынков электроэнергии проблема обеспечения надежности и качества электроснабжения становится чрезвычайно актуальной. Особое значение в решении этой проблемы играют распределительные электрические сети среднего напряжения 6 -10 кВ.

Проблема длинных фидеров.

Недостаток инвестиций в последнее десятилетие в развитие и реконструкцию сетей среднего напряжения привел к росту радиуса электроснабжения потребителей от опорных подстанций (центров питания) энергосистем. Эти радиусы (расстояния от центра питания до наиболее удаленного потребителя) для некоторых распределительных линий 6-10 кВ (фидеров) достигают 50-60 км и более. В результате увеличились выше допустимых пределов отклонения напряжения в узлах сети, возросло число аварийных отключений потребителей. По данным ОАО «РОСЭП», среднее число повреждений, вызывающих отключения в ВЛ напряжением до 35 кВ, составляет 170-350 на 100 км линии в год, причем устойчивых КЗ из них 8%, а переходящих в однофазные (неустойчивые) – 72%. Значительную часть длительных отключений можно предотвратить путем применения средств многократного автоматического повторного включения (АПВ).

Однако существующие на сегодняшний день в распределительных сетях средства релейной защиты не позволяют выполнять подобные функции.

Традиционно проблема длинных фидеров решается в отечественных электрических сетях 6-10 кВ за счет строительства так называемых разукрупняющих подстанций. Очевидно, что этот путь требует значительных капитальных вложений, а в ряде случаев физически неосуществим из-за невозможности размещения подстанции в нужном месте. Как показывает зарубежный опыт, выходом из сложившейся ситуации (при этом, как правило, более дешевым) может быть реализация

«принципа длинного фидера» – глубокого секционирования его магистрали на относительно небольшие участки. Одновременно организуется локализованная и селективная работа релейной защиты и автоматики фидера в целом.

За счет того, что из строя выводится только конкретный участок сети, уменьшается число потребителей, на которых одновременно может отразиться повреждение. Благодаря повышению быстродействия релейной защиты и автоматики сокращается длительность перерывов в электроснабжении и режимов с низким качеством электроэнергии. Реализация «принципа длинного фидера» стала возможной благодаря применению коммутационных аппаратов нового поколения – реклоузеров [6].

Коммутационный аппарат плюс противоаварийная автоматика.

Реклоузер – это аппарат, объединяющий в себе практически все виды противоаварийной автоматики: АПВ, АВР (автоматический ввод резерва), МТЗ (максимальная токовая защита), ЗЗЗ (защиты от замыканий на землю), УПГ (устройство плавки гололеда) и др. Реклоузер допускает, но не требует наличия каналов связи с центром питания, тем самым обеспечивая полностью автономную работу и давая возможность проводить децентрализованное управление автоматикой распределительных сетей [6].

Кроме того, реклоузер позволяет в режиме реального времени вести протоколы по параметрам качества передаваемой электрической энергии и при наличии телемеханики передавать эти протоколы в любое место, где есть приемник телеметрического сигнала. Это дает возможность легко интегрировать данное устройство в автоматизированную систему управления района электрических сетей.

Реклоузер – это надежное и довольно простое в эксплуатации устройство, позволяющее отключать токи КЗ за минимальное время и при этом за такое же время восстанавливать электроснабжение на неповрежденных участках. Значения протекающих в линии токов через трансформаторы тока поступают на цифровые реле, которые могут быть запрограммированы на довольно широкий спектр параметров, в зависимости от места и целей установки реклоузера.

Принцип действия.

Принцип действия реклоузера состоит в следующем (см. рис.4.1). Пусть произошло повреждение линии на участке К1.

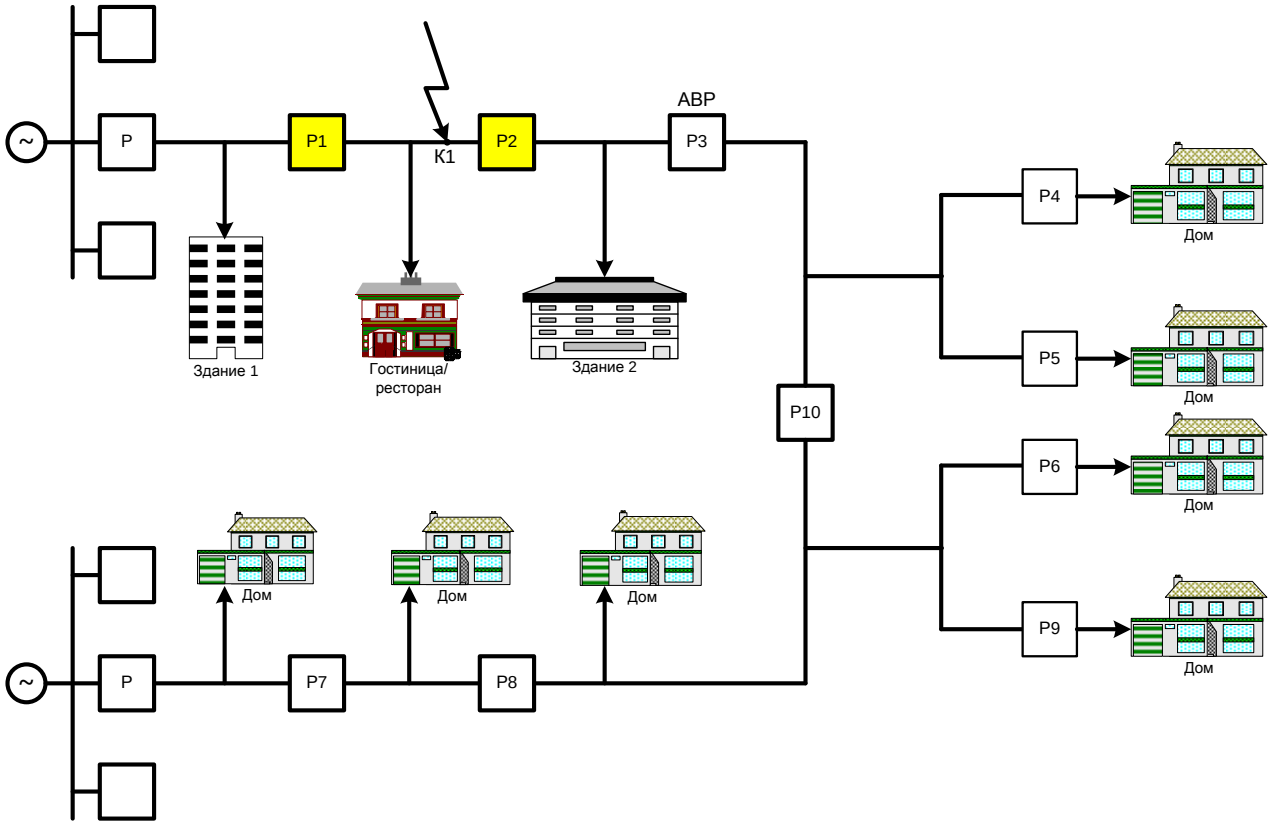
1. Реклоузер Р1 отключается при повреждении в точке К1. Очень важно при этом, что головной выключатель не отключается.

2. Реклоузер Р2 меняет последовательность своего действия. Его уставки выставляются в соответствии с режимом защиты от минимального напряжения.

3. Нормально отключенный реклоузер Р3 включается в соответствии с режимом защиты от минимального напряжения.

4. Реклоузер Р2 выключается только однажды и остается отключенным. Поврежденный участок изолирован между реклоузерами Р1 и Р2 за гораздо меньшее время, чем при централизованной автоматике, когда для тех же целей применяются обычные выключатели. Причем при выполнении перечисленных операций каналы связи не требовались. Каналы связи могут быть использованы для восстановления системы, а также для измерений или диагностики системы во время планового восстановления нормального режима работы.

Рис.4.1: Работа реклоузера (Р, Р1-Р10 – реклоузеры).



Устройство и технические параметры.

Реклоузер включает в себя:

– вакуумный (элегазовый) коммутационный аппарат;

– систему первичных преобразователей тока и напряжения;

– автономную систему оперативного питания;

–микропроцессорную систему релейной защиты и автоматики с возможностью подключения системы телемеханики;

– систему портов для подключения устройств телеметрии, комплекс программного обеспечения.

Экономический эффект применения.

Основная составляющая экономического эффекта от внедрения реклоузеров – снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям. Иски, выставляемые энергокомпаниям в развитых странах, как правило, в несколько раз превосходят стоимость восстановительных работ [6].

Расчеты, выполненные в ОАО «ВНИИЭ», показывают, что при применении реклоузеров ущерб от недоотпуска снижается в несколько раз. При этом срок окупаемости затрат (в зависимости от удельной стоимости ущерба от недоотпуска 1 кВт.ч) равен от 3 до 9 лет.

Кроме того, снижаются затраты на профилактическое обслуживание реклоузеров, расследование аварий, связанных с неправильными действиями РЗА, ремонт поврежденного оборудования, сбор и обработку информации о режимах и событиях, поиск места повреждения на линиях электропередачи и установку дополнительных средств защиты. К тому же применение реклоузеров повышает безопасность обслуживающего персонала.

Подводя итог, можно сказать следующее: внедрение реклоузеров в распределительные сети 6 (10) кВ является перспективным, технологически оправданным мероприятием и отвечает концепции технического перевооружения электрических сетей. Их применение позволяет снизить ущерб от недоотпуска электроэнергии и повысить надежность электроснабжения. Однако уже сегодня можно с полной уверенностью сказать, что проектирование и строительство электрических сетей с применением реклоузеров позволит в недалеком будущем вывести отечественные электрические сети среднего напряжения на новый уровень автоматизации и управления.

4.2 Анализ существующей схемы электроснабжения распределительной сети магистрального газопровода «Пермь-Горький-1,2» на Оханском участке Пермского линейно-производственного управления магистральных газопроводов.

В настоящее время питание всех 16 ТП вдольтрассового электроснабжения магистрального трубопровода «Пермь-Горький-1,2» Оханского ЛПУМГ осуществляется в виде отпаек от 11 фидеров 10 кВ подстанций класса напряжения 35-110 кВ, принадлежащих региональной сетевой компании ОАО «Пермэнерго» холдинга МРСК Урала. В силу специфики сельского электроснабжения питание населенных пунктов осуществляется от длинных фидеров 10 кВ, имеющих множество ответвлений и отпаек [2].

Данный подход был оправдан при строительстве газопровода, когда было необходимо с минимальными затратами выполнить электроснабжение линейной части газопровода.

По сути сооружались отпайки в местах наиболее близкого подхода ВЛ-10 кВ к трассе магистрального газопровода. Однако следует отметить, что данная схема построения имеет большой недостаток – при аварийном отключении фидера возможно длительное обесточивание потребителей, поскольку требуется большое время для выезда оперативной бригады на трассу ВЛ-10 кВ и ручное деление, секционирование, частичное включение фидера. Ситуация усугубляется тем, что трасса газопровода (а равно как и фидера ВЛ-10 кВ) проходит по сильно пересеченной, обильно покрытой лесными массивами, малозаселенной местности с плохо развитой сетью автомобильных дорог, что существенно увеличивает время для отыскания места повреждения силами оперативно-выездных бригад. Для требований, предъявляемых ПУЭ в области надежности к установкам электроснабжения трубопроводного транспорта данные длительные перерывы в электроснабжении неприемлемы.

Общее время отключений в течение года находится по формуле:

$$T = \frac{\sum l \cdot x \cdot m \cdot t}{100} \qquad (4.1)$$

где, Σl - Общая длина фидеров (включая отпайки) от которых производится электроснабжение расчетного участка газопровода (для нашего случая составляет 563,8 км);

Ч - Частота аварийных отключений –количество отключений в течение отчетного периода на 100 км ВЛ (по Очерским электрическим сетям составляет составляет 250 повреждений /100 км);

m – коэффициент тяжести, представляет собой процент нарушений, приводящих к устойчивому отключению ВЛ (по Очерским электрическим сетям составляет 9,6%);

t - средняя длительность ликвидации аварийного отключения (по Очерским электрическим сетям составляет составляет 3 часа 45 минут).

Исходя из перечисленного суммарное время в течение года, когда нарушается электроснабжение линейной части газопровода составляет:

$$T = \frac{563,8 \cdot 250 \cdot 0,096 \cdot 3,75}{100} = 507,4 \div àñà$$

или более 5 % всего времени в течение года, что является очень большой величиной.

Анализируя формулу 4.1 можно сделать вывод, что уменьшить число часов аварийного отключения можно:

1. Прокладкой вдольтрассового магистрального фидера 10 кВ, тем самым сократив до минимума длину ВЛ-10 кВ, от которой питаются только потребители трубопроводного транспорта. В данной работе эта величина составляет 73,7 км (уменьшение вероятности повреждения в 7,7 раза), причем следует учесть, что для данного фидера снизится и частота аварийных отключений, поскольку во-первых трасса указанной ВЛ будет проходить вдоль газопровода – значительно снижается вероятность повреждения ВЛ от падения деревьев, во-вторых ВЛ строится новая, что значительно снижает число повреждений связанных со старением опор и проводов.

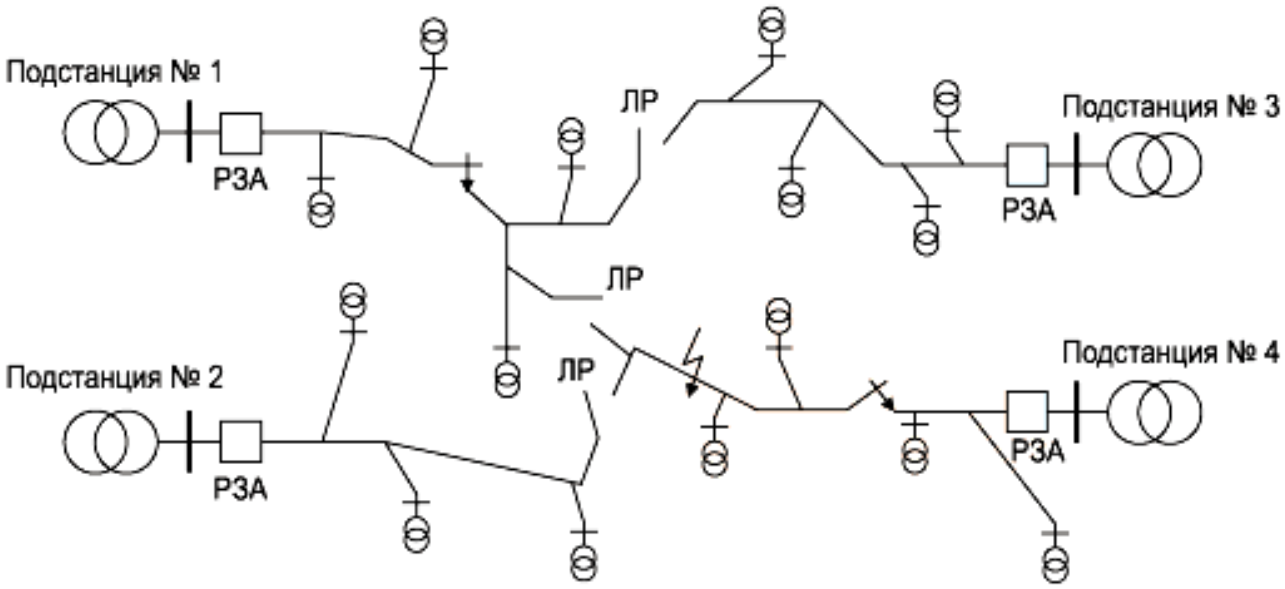
2. значительно сократив время ликвидации аварийного отключения с применением глубокого секционирования сети с применением секционирующих постов, представляющих собой совокупность современного коммутационного аппарата (вакуумного или элегазового), терминалов релейной защиты и противоаварийной технологической автоматики, позволяющих локализовать аварию за несколько секунд. Для этого необходимо произвести обзор особенностей схем построения воздушных распределительных сетей распределительных компаний и предприятий трубопроводного транспорта [1].

4.3 Особенности схем построения воздушных распределительных сетей.

ВЛЭП сетевых компаний.

Воздушные линии электропередачи 6(10) кВ сетевых компаний построены по радиальному принципу древовидной конфигурации (рис.4.2). Сечения проводов ступенчато уменьшаются от головных участков к концу линии, имеет место большое число резервных связей, выполненных на ручных разъединителях. Защитные аппараты (маломасляные выключатели с электромеханическими терминалами РЗА) устанавливаются в центрах питания (подстанциях 110/35/6(10) кВ). Средняя протяженность линий по магистрали составляет 16 км, протяженность ответвлений – 5-6 км. Имеет место значительная неоднородность плотности нагрузки [3].

Рисунок 4.2: Схема построения распределительных сетей сетевых компаний.

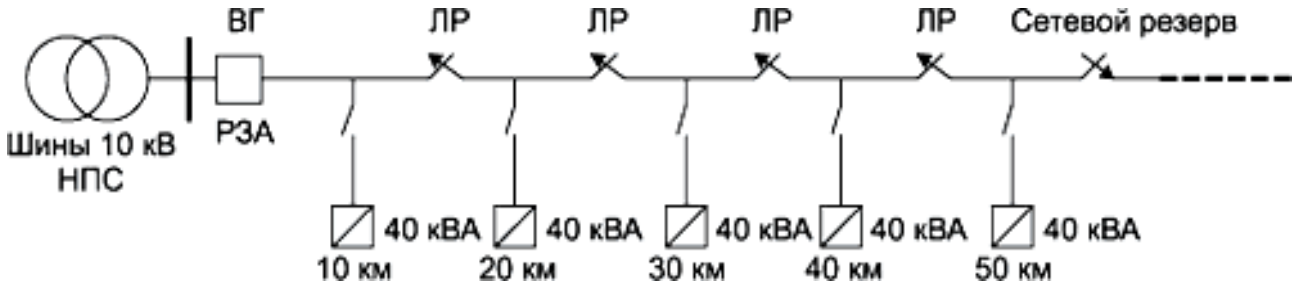


РЗА – защита на электромеханических реле; ЛР – ручной линейный разъединитель.

ВЛЭП предприятий транспорта нефти и газа.

Традиционная схема электроснабжения линейных объектов трубопровода выполнена по магистральному принципу, зачастую с однократным сетевым резервированием по магистрали (рис. 4.2). Отличительными особенностями этих схем являются равномерно распределенный характер нагрузок, протяженность по магистрали 50–60 км до сетевого резерва и длина ответвлений порядка 100–200 м. В классической схеме основная защита линии от повреждений установлена на питающих подстанциях. Для этих целей используются маломасляные, реже вакуумные выключатели, а также электромеханические или электронные терминалы релейной защиты и автоматики.

Рисунок 4.3: Схема электроснабжения магистральных трубопроводов предприятий транспорта нефти и газа.



ВГ – защитный аппарат на отходящей линии; ЛР – линейный разъединитель; РЗА – релейная защита и автоматика.

Подходы к секционированию ВЛ.

Наиболее эффективным способом повышения надежности электроснабжения в воздушных электрических сетях среднего напряжения является секционирование линии коммутационными аппаратами (разъединителями, управляемыми разъединителями, пунктами секционирования). В существующих схемах построения распределительных сетей, рассмотренных выше, используется ручной подход к управлению аварийными режимами.

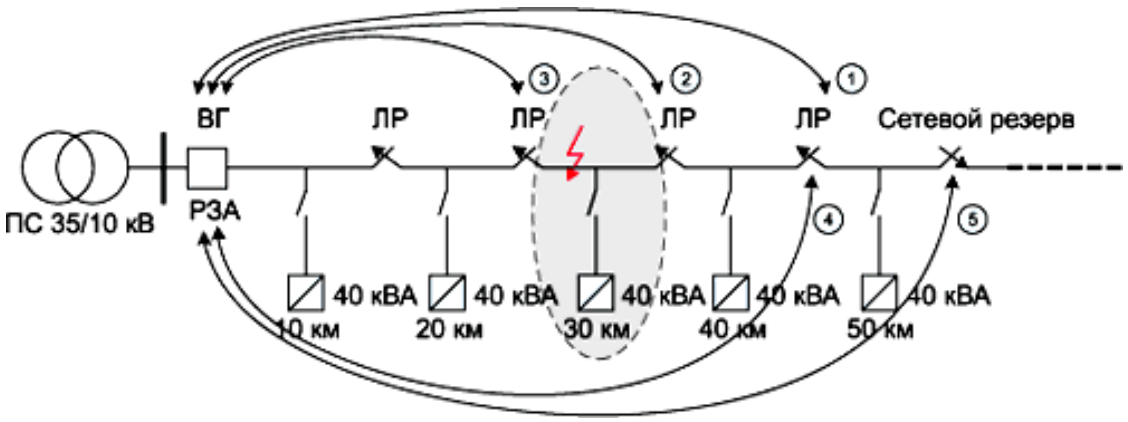
Централизованный подход.

Такой подход к секционированию или управлению аварийным режимом работы сети можно разделить на местный и дистанционный. Основной отличительной чертой данного подхода является зависимость работы секционных аппаратов (разъединителей, пунктов секционирования) от решений верхнего уровня (диспетчера).

Ручной местный подход – исторически сложившаяся реальность, распространенная практически везде, где есть воздушная линия электропередачи. Для обеспечения возможности выделения (секционирования) поврежденного участка сети на магистрали устанавливаются линейные разъединители, а в ряде случаев пункты секционирования на базе ячеек КРУН. Сетевой резерв выполняется вручную [2].

В такой схеме при возникновении повреждения на любом участке происходит отключение защитного аппарата на отходящем фидере и все потребители линии на длительное время теряют питание. Для локализации повреждения на фидер выезжает оперативная бригада, и путем последовательных переездов и переключений разъединителей вручную выделяется поврежденный участок сети и запитываются остальные потребители (рис. 4.4).

Рисунок 4.4: Особенности восстановления электроснабжения в классической схеме.

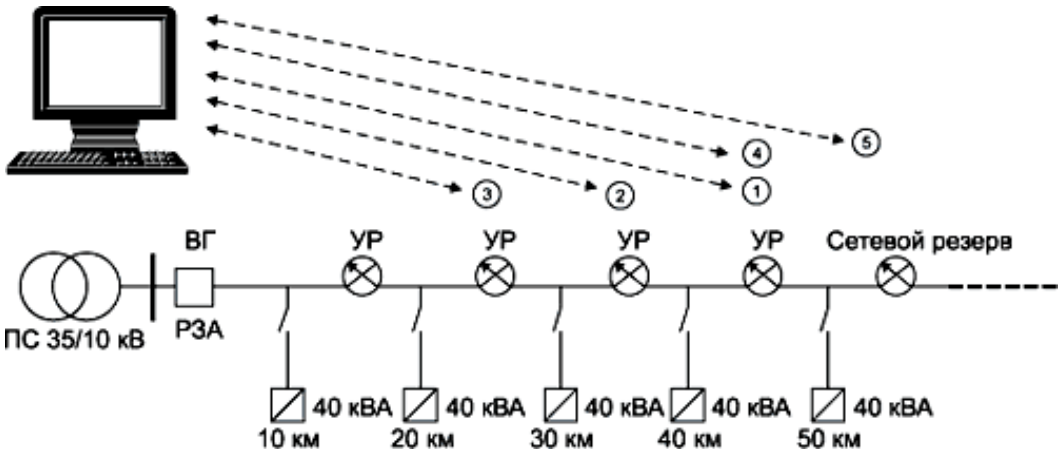


1-5 - этапы поиска и локализации повреждения (переезды оперативных бригад); 1-3 - поиск поврежденного участка; 4 - включение участка без повреждения; 5 - подача питания от сетевого резерва на участок без повреждения.

При такой схеме восстановления электроснабжения задействуется большое количество техники и персонала. Учитывая протяженность и условия прохождения трассы линии, время, затрачиваемое на переезды оперативных бригад, может доходить до нескольких часов и даже суток. Очевидно, что уровень надежности электроснабжения в данном случае крайне низкий.

В последнее время для повышения надежности электроснабжения все чаще применяется ручной дистанционный подход к управлению аварийными режимами. Для этих целей вместо линейных ручных разъединителей устанавливаются телеуправляемые разъединители или пункты секционирования с дистанционным управлением (рис. 4.5). В случае возникновения повреждения процесс его локализации полностью аналогичен описанному выше с той разницей, что все переключения выполняются дистанционно.

Рисунок 4.5: Централизованное управление аварийными режимами работы сети.



УР – управляемый разъединитель; 1-5 - Этапы поиска и локализации повреждения (телеуправление из удаленного диспетчерского пункта); 1-3 - поиск поврежденного участка; 4 - включение участка без повреждения; 5 - подача питания от сетевого резерва на участок без повреждения.

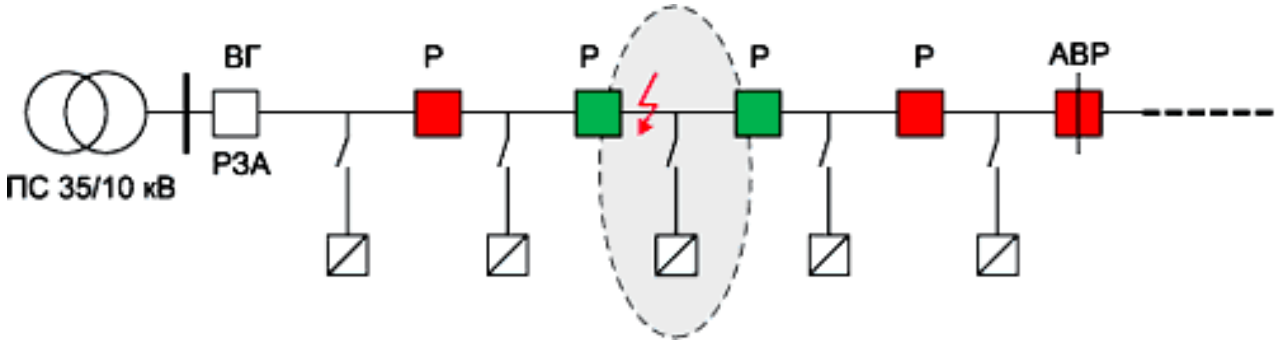
Очевидным преимуществом данного подхода является сокращение затрат на многочисленные переезды и содержание большого штата оперативного персонала. Сокращается и время локализации повреждения. В то же время существенным недостатком является необходимость 100%-ной связи с каждым управляемым элементом сети. В случае выхода из строя канала связи сеть становится полностью неуправляемой и весь эффект от телемеханизации разъединителей теряется.

Как и в предыдущем случае, при использовании дистанционного ручного управления аварийным режимом большую роль играет человеческий фактор – решение о переключениях принимает диспетчер. При этом диспетчеру необходимо постоянно контролировать мнемосхему электрической сети и в случае возникновения аварийного режима проанализировать факт повреждения и правильно принять решение о ее реконфигурации, что, например, в системах магистральных трубопроводов может вызвать определенные трудности, поскольку диспетчерский персонал в основном контролирует технологические процессы транспортировки нефти и газа.

Децентрализованный подход.

Исследования специалистов, как в России, так и за рубежом, свидетельствуют о том, что одним из наиболее эффективных способов повышения надежности электроснабжения в воздушных распределительных сетях является реализация автоматического подхода к управлению аварийными режимами (рис.4.6), при котором обеспечивается полная независимость работы пунктов секционирования от внешнего управления. Этот подход также получил название децентрализованного. Каждый отдельный аппарат, являясь интеллектуальным устройством, анализирует режимы работы электрической сети и автоматически производит ее реконфигурацию в аварийных режимах, т.е. локализацию места повреждения и восстановление электроснабжения потребителей неповрежденных участков сети.

Рисунок 4.6: Децентрализованное управление аварийным режимом работы сети.



Р – реклоузеры; АВР – реклоузер в качестве автоматического ввода резервного питания.

Наличие телемеханики в этом случае не влияет на выполнение основных функций пунктов секционирования в аварийных режимах и носит вспомогательный характер (оперативное управление, контроль параметров сети и т.д.), а, следовательно, требования к надежности каналов связи снижаются. Диспетчер видит конечное состояние на мнемосхеме – локализованный участок сети, все переключения и реконфигурации выполнены автоматически, без его участия. Всё, что необходимо сделать, – это направить на поврежденный участок ремонтную бригаду.

Преимуществом децентрализованного подхода является отсутствие человеческого фактора. Отключение короткого замыкания и локализация повреждения происходят автоматически. Время восстановления питания на неповрежденных участках сети сокращается до секунд, как следствие, снижается риск ущерба потребителям электрической энергии.

Для реализации децентрализованного подхода пункты секционирования должны иметь в своем составе:

- высоконадежный коммутационный аппарат с малым временем включения и отключения и значительным коммутационным ресурсом, способный нормально функционировать при многократных циклах АПВ;
- встроенную измерительную систему токов и напряжений для реализации необходимых функций защит и автоматики и контроля параметров режимов работы электрической сети;

- многофункциональную систему микропроцессорной релейной защиты и автоматики с возможностью независимой работы с разными уставками при любых направлениях потока мощности и малыми ступенями селективности (0,1 –0,2 с);
- систему самодиагностики и ведения журналов оперативных и аварийных событий в сети для анализа состояния самого аппарата и процессов, происходящих в линиях;
- надежную необслуживаемую систему бесперебойного питания от нескольких независимых источников;
- широкие возможности внешних коммуникаций, коммуникационные интерфейсы, поддержку международных протоколов передачи информации.

Традиционные пункты секционирования, выполненные на базе ячеек КРУН, имеют в своем составе классические защиты, выполненные на электромеханических или микропроцессорных терминалах реле. Такие защиты весьма затруднительно использовать на магистральных участках сети, особенно в сетях с двухсторонним питанием. К классическим защитам не предъявляются требования о возможности реализации многократных АПВ, не требуются и независимые уставки при различных направлениях потока мощности. Минимальная ступень селективности классических микропроцессорных защит составляет 0,3 с, электромеханических – от 0,5 с. Всего этого недостаточно для реализации децентрализованного подхода. Как следствие, большая часть установленных пунктов секционирования чаще всего работает по ручному принципу.

Аппаратом, отвечающим всем требованиям децентрализованного подхода, является вакуумный реклоузер, представляющий собой совокупность вакуумного коммутационного модуля со встроенной системой измерения токов и напряжения и шкафа управления с микропроцессорной системой релейной защиты и автоматики [3].

Реклоузер выполняет:

- оперативные переключения в распределительной сети (местная и дистанционная реконфигурация);
- автоматическое отключение поврежденного участка;
- автоматическое повторное включение линии (АПВ);
- автоматическое выделение поврежденного участка;
- автоматическое восстановление питания на неповрежденных участках сети (АВР);
- автоматический сбор, обработку и передачу информации о параметрах режимов работы сети и состоянии собственных элементов.

В выпускной квалификационной работе будет предусмотрена установка 35 реклоузеров – по 2 штуки от каждой потребительской отпайки (всего 16 отпаек) в сторону линии и 3 штуки в качестве секционирующего пункта по трехлучевой схеме.

Далее произведем выбор вакуумных реклоузеров по условиям функциональности, применимости, произведем их проверку на возможность отключить ток КЗ, термическую и динмическую стойкость.

4.4 Расчет и выбор реклоузеров.

Выбор выключателя производится по важнейшим параметрам:

По напряжению установки:

$$U_{уст.} \le U_{ном.}, \quad (4.2)$$

По длительному току

$$I_{норм.} \le I_{ном.}, \quad (4.3)$$

$$I_{макс.} \le I_{ном.}, \quad (4.4)$$

По отключающей способности:

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию

$$I_{п.т} \le I_{откл.ном.}, \quad (4.5)$$

где $I_{П.Т}$ – значение периодической составляющей тока симметричного трехфазного замыкания к моменту отключения цепи (время Т), кА;

$I_{ОТК.НОМ.}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА;

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока к.з.

$$I_{а.т} \le i_{а.ном} = \sqrt{2}\,\beta_{ном.} \cdot I_{откл.ном.}, \quad (4.6)$$

где $i_{а.ном.}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени Т, кА.

$\beta_{ном.}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, принимается по каталогу [5] или по рисунку 4-49 [1].

$I_{а.Т}$ – апериодическая составляющая тока к.з. в момент расхождения контактов (через время Т), кА.

Т – наименьшее время от начала к.з. до момента расхождения контактов.

Если условие (4.5) выполнятся, а условие (4.6) не выполняется то есть $I_{а.т} \ge i_{а.ном}$, то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току к.з.:

$$(\sqrt{2} I_{п.т} + I_{а.т}) \le \sqrt{2} I_{откл.ном.}(1 + \beta_{ном.}), \quad (4.7)$$

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельному сквозному току к.з.:

$$I_{у} \le i_{пр.с}, \quad (4.8)$$

$$I_{п.0} \le I_{пр.с}, \quad (4.9),$$

Где $i_{пр.с}$, $I_{пр.с}$ – предельный сквозной ток к.з. (амплитуда и действующее значение), кА;

$I_{п.0}$ – начальное значение периодической составляющей тока к.з. в цепи выключателя, кА;

$I_{уд}$ – ударный ток в цепи выключателя, кА.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу:

$$B_k \le I_T^2 t_T, \qquad (4.10)$$

где B_k – тепловой импульс по расчету на выключателе, $кА^2 \cdot с$;

I_T – предельный ток термической стойкости;

t_T – длительность протекания предельного тока термической стойкости.

Выбираем вакуумные реклоузеры серии PBA/TEL-10-16/630-У1 номинальными параметрами:

Таблица 4.1- Параметры вакуумного реклоузера автоматического PBA/TEL-10-16/630-У1.

Наименование параметра	Значение параметра
1	**2**
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	630
Испытательное напряжение в сухом состоянии, 50 Гц, 1 мин., кВ	42
Испытательное напряжение во влажном состоянии, 50 Гц, 1 мин ., кВ	32
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	75
Номинальный ток отключения, кА	16
Ток электродинамической стойкости, кА	40
Ток термической стойкости, 4с, кА	16

Продолжение таблицы 4.1- Параметры вакуумного реклоузера автоматического РВА/TEL-10-16/630-У1.

Механический ресурс, циклов «ВО», не менее	30000
Ресурс по коммутационной стойкости, не менее: - при номинальном токе, циклов «ВО» / при номинальном токе отключения, циклов «ВО»	30000/100
Собственное время включения*, мс, не более	60
Собственное время отключения*, мс, не более	30
Полное время отключения*, мс, не более	40
Цикл АПВ	0-0,1-ВО-1С-ВО-1С-ВО
Максимальная температура окружающей среды, °С	40
Минимальная температура окружающей среды, °С	-40
Степень защиты корпуса	IP 65
Максимальная высота над уровнем моря, м	1000
Масса, кг	62,5
Срок службы без ремонта, лет	25

По длительному току $I_{max} \leq I_{ном}$ – выключатель удовлетворяет требованиям, $I_{max} = 8,7$ А.

Проверка на симметричный ток отключения по условию

$$I_{п.\tau} \leq I_{откл.ном},$$

Расчетное время: $t=0,03+0,01=0,04$ с.

$$\frac{I_{п.0}}{I'_{ном}} = \frac{5,371}{0,009} = 597$$

По данному отношению и времени t=τ=0,04 с. определим с помощью кривых [3-47] приложение Е [7] отношение:

$$\frac{I_{п.t}}{I_{п.0}} = 0,999$$

Таким образом, периодическая составляющая тока к.з к моменту Т(τ) будет:

$$I_{п.т} = 0,999 \cdot I_{п.0} = 0,999 \cdot 5,371 = 5,37 \text{ кА.}$$

Условие $I_{п.т}$ = 5,37 кА $\leq I_{откл.ном.}$ = 16 кА выполняется;

Проверка на электродинамическую стойкость выключателя по предельному сквозному току к.з.:

$$I_{т} = 10,742 \text{ кА} < i_{пр.с} = 40 \text{ кА;}$$

$$I_{п.0} = 5,37 \text{ кА} < i_{пр.с} = 16 \text{ кА;}$$

Проверка выключателя на термическую стойкость по тепловому импульсу:

$$I_T^2 \cdot t_T \geq (I_{K1}^{(3)})^2 \cdot t_{пр.}$$

$$16^2 \cdot 4 = 1024 \geq (5,37)^2 \cdot 0,004 = 1,15 \ (А^2 \cdot с)$$

условие по термической стойкости также соблюдается.

Расчет времени максимальной термической стойкости (необходимо для отстройки 2-х и 3-х ступеней резервирующих защит):

$$t_{пр.} = \frac{I_{т}^2 \cdot t_T}{(T_K^{(3)})^2}, \qquad (4.11)$$

$$t_{пр.} = \frac{16^2 \cdot 4}{(5,37)^2} = 35,5 \text{ с.}$$

Проверка вакуумного реклоузера по функциональности и области применения.

Реклоузер вакуумный серии PBA/TEL (далее PBA/TEL) предназначен для применения в воздушных распределительных сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, номинальным напряжением 6-10 кВ в качестве:

фидера на питающей подстанции;

автоматического пункта секционирования сети с односторонним питанием;

автоматического пункта секционирования сети с двухсторонним питанием (в т.ч. пункта сетевого резервирования АВР);

защитного аппарата на ответвлении сети.

Реклоузер серии PBA/TEL новое поколение коммутационного оборудования, объединившее в себе передовые технологии микропроцессор ной релейной защиты и автоматики и коммутационной техники.

Реклоузер PBA/TEL выполняет следующие основные функции:

оперативные переключения в распределительной сети (местная и дистанционная реконфигурация сети);

автоматическое отключение поврежденного участка;

автоматическое повторное включение линии (АПВ);

автоматическое выделение поврежденного участка;

автоматическое восстановление питания на неповрежденных участках сети;

автоматический сбор информации о параметрах режимов работы электрической сети.

Реклоузер PBA/TEL может применяться как от дельно стоящий аппарат для защиты отходящих линий электропередачи или с такими же аппаратами как средство комплексной автоматизации распределительной сети.

Реклоузер PBA/TEL имеет следующие отличительные особенности:

высокий механический и коммутационный ресурс;

малые времена включения и отключения;

трехкратное быстрое АПВ (О-0,1с-ВО-1с-ВО-1с-ВО);

возможность интеграции в системы телемеханики (SCADA);

встроенная система измерения;

гибкая отстройка от предохранителей;

самодиагностика;

ведение журналов оперативных и аварийных событий;

устойчивость к электромагнитным воздействиям по критерию качества функционирования"А";

простота монтажа и эксплуатации;

отсутствие необходимости в проведении текущих, средних и капитальных ремонтов на протяжении всего срока службы [2].

Применение реклоузеров PBA/TEL позволит:

повысить надежность электроснабжения потребителей;

снизить недоотпуск электроэнергии;

уменьшить число аварийных отключений линий электропередачи;

сократить затраты на обслуживание электрической сети;

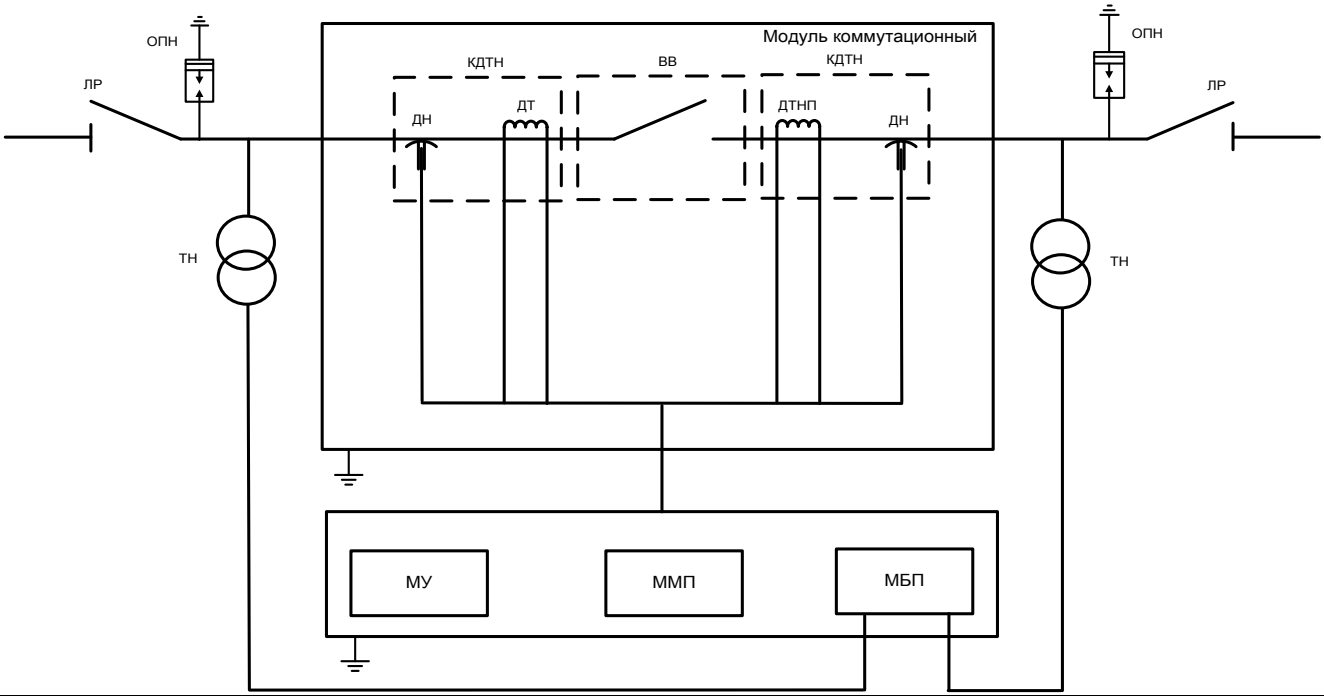
повысить технический уровень эксплуатации сетей;

реализовать современные принципы автоматизации и управления распределительными сетями.

Реклоузер PBA/TEL аппарат наружной установки, предназначенный для работы в условиях умеренного климата при температуре окружающего воздуха от 40°С до +40°С на высоте не более 1000 м над уровнем моря (У1 по ГОСТ 15150), при скорости ветра не более 36 м/с (район по ветровому давлению V). Допускается образование стенки гололеда не более 20 мм (район по гололеду IV). По стойкости к механическим воздействиям PBA/TEL соответствует группе условий эксплуатации М4 по ГОСТ 17516.1.

Конструкция и технические характеристики.

В состав реклоузера PBA/TEL входят коммутационный модуль, шкаф управления и соединительный кабель. Принципиальная электрическая схема включения PBA/TEL в линию электропередачи имеет вид:



ДН - датчик напряжения; ДТ - датчик тока; ДТНП - датчик тока нулевой последовательности; КДТН - комбинированный датчик тока и напряжения; ВВ - вакуумный выключатель; МУ - модуль управления; ММП - модуль микропроцессора; МБП - модуль бесперебойного питания; ОПН - ограничитель перенапряжения; ТН - трансформатор напряжения; ЛР - линейный разъединитель; ВЛ - воздушная линия.

Для защиты вакуумного реклоузера PBA/TEL от грозовых перенапряжений рекомендуется устанавливать ограничители перенапряжения. В состав комплекта поставки могут входить от одного до двух комплектов ОПН (в комплекте 3 ОПН), в зависимости от назначения реклоузера.

В качестве источника оперативного напряжения предусматривается установка одного или двух трансформаторов напряжения мощностью не менее 250 ВА. Вместо трансформаторов напряжения допускается использование существующих электрических сетей номинальным напряжением 100, 127 или 220 В.

Более подробная информация приводится в разделе "Комплектность поставки".

Для обеспечения видимого разрыва в линии допускается установка одного или двух линейных разъединителей.

Коммутационный модуль PBA/TEL состоит из вакуумного выключателя BB/TEL, размещенного в металлическом защитном корпусе, и высоковольтных проходных изоляторов со встроенной системой измерения, для целей которых применяются комбинированные датчики тока и напряжения.

Комбинированный датчик тока и напряжения представляет собой датчик тока – катушку Роговского (для измерения фазных токов и токов нулевой последовательности) и датчик напряжения (для измерения фазных напряжений с обоих сторон коммутационного модуля) [2].

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

5.1 Защита трансформаторов 10/0,4 Кв.

Основными электрическими параметрами предохранителей для защиты трансформатора ТП 10/0,4 кВ являются: номинальное напряжение ($U_{íîì.}$), номинальный ток предохранителя ($I_{íîì.îòêë}$), номинальный ток плавкой вставки предохранителя ($I_{Â.íîì}$), номинальный отключаемый ток ($I_{íîì.îòêë}$). Указанные основные параметры предохранителей типа ПК приведены в литературе [8].

Для примера приведён расчёт предохранителей для трансформатора ТП №1 узел связи 2х63 кВ·А.

Выбираем корпус предохранителя согласно следующим соотношениям:

$$U_{íîì.} = U_{íîì.óñò.}, \quad (6.1)$$

где, $U_{íîì.óñò.}$ – номинальное напряжение установки, кВ; $10\,êÂ = 10\,êÂ$

$$I_{íîì.} \geq I_{ðàá.ìàêñ}, \quad (6.2)$$

$$40\,À \geq 34{,}64\,À$$

где, $I_{ðàá.ìàêñ}$–максимальный рабочий ток трансформатора со стороны высшего напряжения, А; $I_{ðàá.ìàêñ} = 1{,}5 \cdot I_{òð.íîì.}$, (6.3)

где, $I_{òð.íîì.}$ – номинальный ток трансформатора, А.

$$I_{òð.íîì.} = \frac{S_{íîì.}}{\sqrt{3} \cdot U_{íîì.}}, \quad (6.4)$$

где, $S_{íîì.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$U_{íîì.}$ – номинальное напряжение трансформатора, кВ; $I_{òð.íîì} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3{,}64À$

$I_{ðàá.ìàêñ} = 1{,}5 \cdot 3{,}64 = 5{,}46{,}À$; $I_{íîì.îòêë} \geq I''_{E_2}$; $20\,êÀ \geq 4{,}496\,êÀ$ (6.5)

где $I_{íîì.îòêë} \geq I''_{Ê_2}$ – сверхпереходный ток трехфазного КЗ на шинах 10 кВ ТП, кА; для сельских сетей апериодическая составляющая тока КЗ не учитывается, поэтому можно принять:

$$I''_{Ê_3} = I^{(3)}_{Ê_3}, \quad (6.6)$$

где, $I^{(3)}_{Ê_3}$ – расчетное значение тока трехфазного КЗ на шинах 10 кВ ТП, А.

Ток плавкой вставки предохранителя выбираем по двум условиям:

1) отстройке от тока нагрузки на шинах 10 кВ ТП1:

$$I_{Â} \geq k_í \cdot I_{ðàá.ìàêñ}, \quad (6.7)$$

где, $k_í$ – коэффициент надежности; в проекте рекомендуется принимать равным 1,25;

$$I_{Â} \geq 1,25 \cdot 5,46 = 8,19À$$

2) отстройке от бросков тока намагничивания трансформатора при его включении под напряжение:

$$I_{Â} \approx 2 \cdot I_{òð.íîì}, \quad (6.8)$$

$$I_{Â} \approx 2 \cdot 5,46 = 10,92\,À$$

Большее значение принимаем за расчетное значение тока плавкой вставки и округляем до ближайшего стандартного: $I_{Â.íîì}$=10 À

Время срабатывания выбранной плавкой вставки должно обеспечивать термическую стойкость трансформатора:

$$t_{Â} \leq t_{ò.ó.}, \quad (6.9)$$

где, $t_{Â}$–время перегорания плавкой вставки при трехфазном КЗ на шинах 0,4 кВ ТП, с; определяется по защитной характеристике выбранной плавкой вставки [8];

$$0,018ñ \leq 0,018ñ$$

$t_{ò.ó.}$– время термической стойкости трансформатора, определяется по формуле (6.10):

$$t_{ò.ó.} = \frac{1500}{\left(I^{(3)}_{Ê_{1-0}}\right)^2} \cdot I^2_{òð.íîì} \leq 5, \quad (6.10)$$

где, $I^{(3)}_{К1-0}$ - расчетный ток трехфазного КЗ на шинах 0,4 кВ ТП (точка К1-0 на рисунке 3.1), А;

$I_{ном.тр}$ - номинальный ток трансформатора ТП, А.

$$t_{с.з.} = \frac{1500}{(1991)^2} \cdot 5,46^2 = 0,011с \leq 5с$$

Выбор предохранителей для трансформаторов с другими номинальными мощностями производится аналогично. Результаты расчётов сведены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1- Предохранители для защиты ТП 10/0,4 кВ.

Мощность трансформатора 10/0,4 кВ, кВ·А	Номинальный ток плавкой вставки $I_{Вном}$, А	Марка предохранителя
10	3	ПК1-10-3-8У1
16	5	ПК1-10-5-20У1
25	5	ПК1-10-5-20У1
63	10	ПК1-10-10-32У1

5.3 Защита воздушных линий 10 кВ.

Линии напряжением 10 кВ защищаются от токов междуфазных КЗ при выполнении защит реклоузерами трехступенчатой токовой отсечкой с программируемыми выдержками времени [6].

Третья ступень отстраивается от тока нагрузки головного участка ВЛ 10 кВ:

$$I_{с.з} = \frac{К_Н \cdot К_З}{К_В} \cdot I_{раб.макс} \quad (6.11)$$

где, $К_Н$, $К_З$, $К_В$ – коэффициенты надежности, самозапуска и возврата для микропроцессорных защит рекомендуется принимать $К_Н$ =1,1; $К_З$ =1,1; $К_В$ =0,9.

$$I_{с.з} = \frac{1,1 \cdot 1,1}{0,9} \cdot 8,97 = 12А$$

Первая ступень на каждом участке отстраивается от броска тока намагничивания трансформаторов 10/0,38 кВ, подключенных к линии, при их включении под напряжение:

$$I_{с.о} \geq 4 \cdot \frac{\Sigma S_{тр.ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.уст}}, \quad (6.12)$$

где, $U_{ном.уст}$=10 кВ;

$\Sigma S_{тр.ном}$ – сумма номинальных мощностей трансформаторов, питающихся от линии 10 кВ, выберем наибольший из возможных вариантов – схема В-А $\Sigma S_{тр.ном.}$ =323 кВ·А;

$$I_{с.о} \geq 4 \cdot \frac{323}{\sqrt{3} \cdot 10} = 74,7А$$

Расчет защит производится графо-аналитическим методом. Вдоль трассы ВЛ в масштабе наносится эпюра значений двухфазных токов короткого замыкания и отстраиваются защиты:

1 ступень – защищает 0,85 часть линии, имеет минимальную выдержку по времени (отсечка t=0.01с)

2 ступень – защищает всю линию, отпайку подстанции, а также резервирует действие 1 ступени на 0,25 части длины следующей подстанции, имеет выдержку по времени сравнимую с 2-3 временами собственного отключения выключателя (примем ступень) t=0.3-0.5с.

3 ступень – защищает 2 смежные подстанции, резервирует действие 2 ступени предыдущей защиты, имеет выдержку по времени 3-4 времени 2 ступени защиты. t=1.5-2 с.

В случае защиты коротких линий может иметь место случай, что 2 ступень защиты будет иметь уставку, сравнимую с 1 ступенью предыдущего участка ВЛ или 3 ступень будет иметь уставку сравнимую с 2 ступенью защиты предыдущего участка ВЛ, в данном случае разносят уставки защит по времени.

В таблице 6.2 сведем значения токов двухфазных и трехфазных токов КЗ в нормальных и ремонтных схемах в зависимости от направления протекания тока от шин ПС к секционирующему пункту (нормальный режим) и от секционирующего пункта к шинам ПС (ремонтный режим).

Поскольку в предлагаемом проекте электроснабжение осуществляется при помощи «длинного» фидера , то токи КЗ в конце фидера существенно (особенно в ремонтных режимах) меньше токов в начале фидера, а также вдоль уделенных от центра питания секционированных участков возможно неселективное отключение участков ВЛ. Это происходит ввиду того что уставки по току ступеней защит последующего секционированного участка практически не отличаются от предыдущего, и токи срабатывания защиты будут приблизительно равными, данную ситуацию может усугубить различная чувствительность комплектов микропроцессорных защит различных реклоузеров, а также быть обусловленным погрешностью первичных датчиков тока. Для нивелирования данного фактора используем 3 технических средства:

1. увеличиваем уставки по времени 2 и 3 ступеней защит.
2. используем режим АПВ с контролем наличия напряжения со стороны шин.
3. увеличиваем время АПВ концевых участков.

Т.е. указанные средства позволяют уменьшить шанс неселективного отключения смежных участков ВЛ, а при допущенном неселективном отключении – включение неповрежденных участков исправлением от АПВ.

В нашем случае для защиты оборудования используем направленные токовые защиты – контролем направления тока короткого замыкания. С направлением в сторону линии работают уставки защиты ВЛ с однократным АПВ, в сторону шин задаются уставки для резервирования защиты трансформаторов – предохранителей. Для защиты трансформаторов используем только 3 ступень токовой защиты как наиболее чувствительную.

Уставку по току выбираем по двум условиям:

Отстройки от тока нагрузки: $I_{óñò.} \geq 1,5 \cdot I_{íàãð.}$ (6.13)

Отстройки от тока намагничивания трансформатора при его включении под напряжение по формуле 6.8.

Уставку по времени выбираем по трем условиям:

1. Уставка по времени должна быть больше самой большей уставки по времени 3 ступени токовой защиты (2 секунды).

2. Уставка по времени должна быть меньше времени термической стойкости трансформатора (5 секунд).

3. Уставка по времени должна быть больше времени перегорания предохранителя при токе КЗ на обмотке низшего напряжения (находится по защитной характеристике предохранителя).

В нашей работе предусмотрено устройство сетевого АВР на реклоузерах Q10 и Q11. В разделе 2 настоящего проекта рассмотрены режимы сети и выяснено, что время АВР в сторону ПС Шлыки должно быть больше времени АВР в сторону ПС Дуброва.

АВР предусматриваем двустороннего действия с логикой работы - включение выключателя с заданной выдержкой времени по факту отсутствия напряжения с одной стороны и наличием напряжения с другой стороны [6].

6. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ПРОИЗВОДСТВЕ.

Охрана труда - это комплекс мероприятий, направленных на обеспечение безопасности, сохранности здоровья и работоспособности человека в процессе труда. Одно из основных условий соблюдения правил техники безопасности - твёрдое их знание и умение применять их на своём рабочем месте.

Правильная организация безопасности труда возможна только при условии постоянного и тщательного анализа производственной обстановки. Задачами ИТР и специалистов по охране труда являются повышение уровня культуры персонала по отношению к безопасности на рабочем месте, изучение, внедрение и строгий контроль за соблюдением правил и норм техники безопасности и производственной санитарии [10].

6.1 Анализ травматизма в Пермском Линейно-Производственном управлении магистральных газопроводов.

Руководит работой и осуществляет внедрение разрабатываемых мероприятий по охране труда на каждом участке управления магистральных газопроводов инженер по охране труда. Он участвует в расследовании несчастных случаев, производит анализ травматизма составляет отчёты, разрабатывает меры по их устранению, проводит вводный инструктаж по технике безопасности для вновь принятых работников. Для улучшения условий труда и состояния охраны труда на предприятии имеется комплексный план по охране труда, согласно которого производится обучение работников, повышение их квалификации и проверка знаний. Анализируя таблицу 7.1, видим, что число травм остаётся примерно на одинаковом уровне. Однако, одновременно происходило значительное увеличение количества работающих (на 19,6% в 2019 году по сравнению с 2017 годом), так что относительный количественный показатель – показатель частоты травматизма имеет тенденцию к уменьшению [9].

Таблица 7.1- Динамика производственного травматизма.

Показатели:	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Всего несчастных случаев	31	22	31
Среднесписочное количество работающих, чел.	1407	1464	1682
Число дней нетрудоспособности	105	75	97
Расчётные показатели:			
частоты травматизма	21,34	15,7	18,43
тяжести травматизма	3,53	3,17	3,13
потерь рабочего времени	75,39	49,83	57,67

Таблица 7.2- Причины несчастных случаев.

Причины несчастных случаев	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1. Неисправность машин и оборудования	2	1	1
2. Отсутствие или несовершенство средств индивидуальной защиты	2	-	3
3. Использование рабочих не по назначению	7	6	8
4. Неудовлетворительное содержание территории и рабочих мест	1	-	-
5. Отсутствие или недостаточная механизация тяжёлых и опасных работ	3	3	5
6. Нарушение правил техники безопасности	15	13	14

Из таблицы 7.2 делаем вывод, что основными причинами несчастных случаев являются нарушение правил техники безопасности, отсутствие или недостаточная механизация тяжёлых и опасных работ, выполнение которых поручают работникам другого назначения.

Для снижения числа несчастных случаев на производстве предлагаю следующие мероприятия:

- повысить ответственность за нарушение правил техники безопасности как нарушителей, так и руководителей производства;
- укомплектовать персонал средствами индивидуальной защиты и вовремя производить их замену;
- организовать ежемесячный «День техники безопасности» на предприятии, в рамках которого проводить беседы и обучение по технике безопасности, осмотр состояния средств индивидуальной защиты, территории и рабочих мест;

- осуществлять строгий контроль за состоянием охраны труда;
- повысить качество обучения методам безопасного труда;
- целесообразно и эффективно использовать денежные средства, отпускаемые на охрану труда;
- своевременно проводить техническое обслуживание и ремонт оборудования;
- содержать территорию и рабочее место в надлежащем состоянии;
- регулярно проверять сопротивление изоляции электропроводки и заземляющих устройств.

6.2 Расчёт заземляющего устройства.

Согласно ПУЭ, заземляющее устройство для ТП 10/0,4 кВ должно выполняться в виде сетки с вертикальными электродами.

Исходные данные:

1. Габаритные размеры ТП 10/0,4 кВ ДхШхВ, мм: 13000х5000х4500;

2. Удельное сопротивление грунта $\rho_р$, Ом·м, 100;

3. Глубина заложения сетки от поверхности земли t, м: 0,6;

4. Длина одного вертикального электрода l, м: 3.

Согласно выбранной конфигурации сетки, показанной на рисунке 6.1, рассчитываем площадь, занимаемую данной сеткой:

$$S = 4\cdot(4+5+4) + 4\cdot(4+5+5) = 108 \text{ м}^2,$$

- общую длину горизонтальных элементов:

$$L = 3\cdot(4+5+4) + 3\cdot(4+5+5+4) = 93 \text{ м},$$

- количество вертикальных электродов:

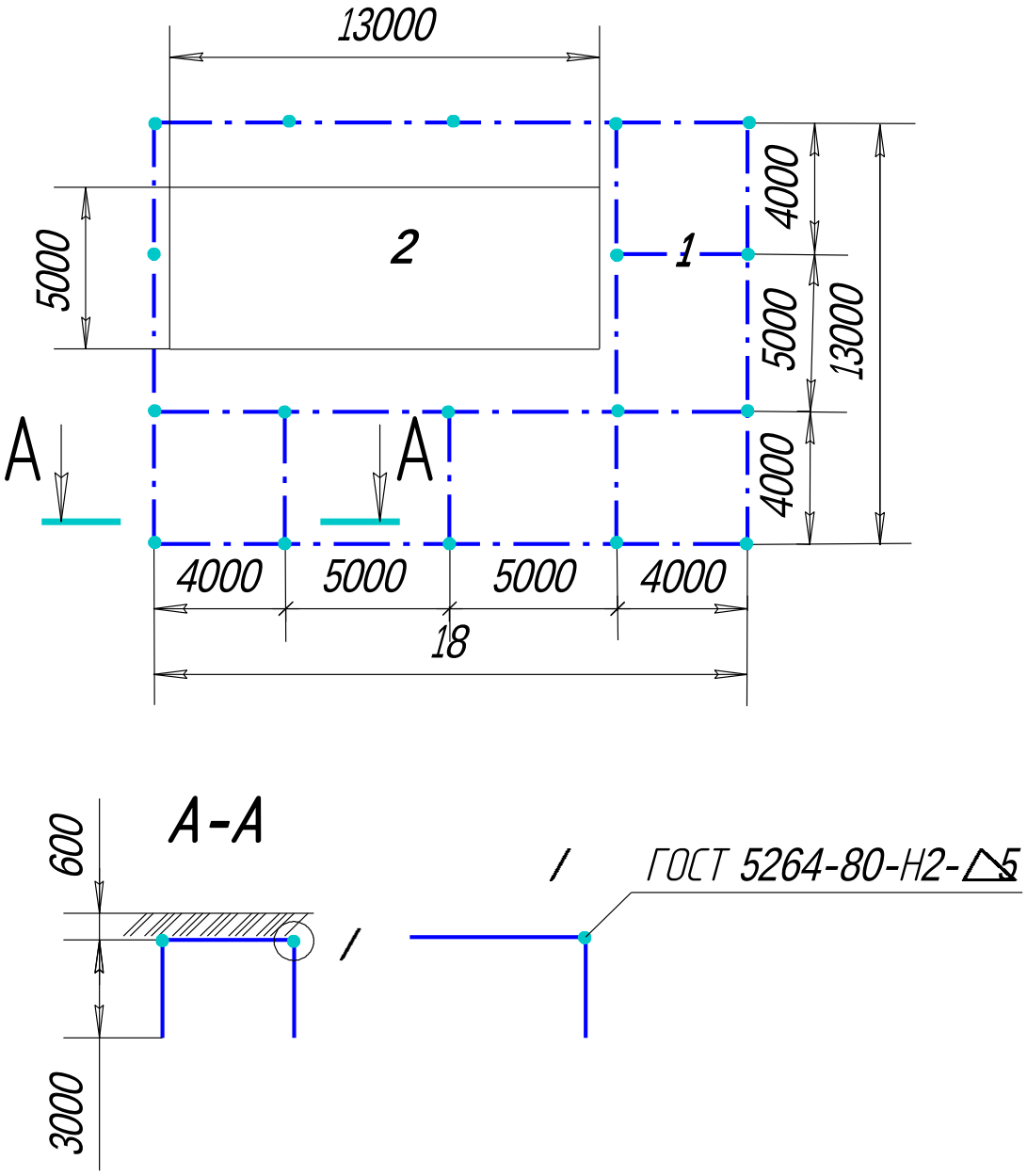
$$n = 18.$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства $R_д$, используемое одновременно для установок выше 1000 В с изолированной нейтралью и установок напряжением до 1000 В, определяется следующими условиями (7.1):

$$\begin{cases} R_д \le \dfrac{125}{I_з}; \\ R_д \le 4 \text{Ом}; \end{cases} \quad (7.1)$$

Наличие второго условия объясняется тем, что к заземляющему устройству присоединены нейтрали обмоток трансформаторов напряжением 380 В. Данное условие будет и определяющим, потому что значение выражения $\frac{125}{I_з}$ будет недопустимо большим [8].

Рисунок 7.1: Схема заземления ТП 10/0,4 кВ.



1 – заземлитель; 2 – закрытая ТП 10/0,4 кВ;

Определяем сопротивление стеканию тока с заземлителя в виде сетки с вертикальными электродами по формуле (9.2):

$$R = A \cdot \frac{\rho_{ä}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{ä}}{L + n \cdot l}, \qquad (7.2)$$

где, А – коэффициент, значение которого принимается в зависимости от значения выражения:

$$\frac{l + t}{\sqrt{S}} = \frac{3 + 0.6}{\sqrt{108}} = 0.35, \qquad (7.3)$$

так как соблюдается условие:

$$0{,}1 \le 0{,}35 \le 0{,}5;$$

то коэффициент А вычисляется по формуле (7.4):

$$À = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l + t}{\sqrt{S}}, \qquad (7.4)$$

$$À = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{3 + 0,6}{\sqrt{108}} = 0,3$$

Полученное значение коэффициента А подставляем в формулу (7.2):

$$R = 0,3 \cdot \frac{100}{\sqrt{108}} + \frac{100}{93 + 18 \cdot 3} = 3,57\ Î ì$$

$$R < R_{äî}$$

Полученное сопротивление стеканию тока удовлетворяет требуемому условию (7.1)

6.3 Особенности правил электробезопасности при работе в электроустановках напряжением выше 1000 В.

Токоведущие части напряжением выше 1000 В для работы на них отключать надо так, чтобы был видимый разрыв цепи в самом выключателе или в разъединителе. Можно создать видимый разрыв путём извлечения патронов предохранителей, отсоединения концов проводов и кабелей, демонтажа участков шин. Трансформаторы напряжения и силовые, связанные с выделенным для работы участком электроустановки, должны быть отключены со стороны как высшего, так и низшего напряжения, чтобы исключить обратную трансформацию. Проверять отсутствие напряжения в РУ и на подстанциях разрешается одному из оперативного персонала с группой IV. На ВЛ напряжением выше 1000 В его отсутствие проверяют вдвоём лица с IV и III группами.

На открытых подстанциях, в ОРУ, на ВЛ разрешается пользоваться указателем напряжения только в сухую погоду. В сырую возможно перекрытие изоляции разрядом. Допускается в сырую погоду убедиться в отсутствии напряжения путём прослеживания схемы в натуре (по видимым разрывам).

В установках напряжением выше 1000 В работы на отключенных токоведущих частях без их заземления не допускаются. Переносные заземления устанавливают здесь же в диэлектрических перчатках вдвоём лица IV и III групп.

Нельзя приближаться к месту замыкания на землю ближе чем на 4 м в ЗРУ или ближе чем на 8 м в ОРУ до отключения повреждённого участка.

В электроустановках напряжением выше 1000 В по распоряжению можно работать вдвоём или, имея группу IV, одному, в частности в ЗРУ, где токоведущие части напряжением выше 1000 В находятся за постоянными сетчатыми или сплошными ограждениями или на высоте не менее 2,75 м, в шкафах релейной защиты на ОРУ и приводах выключателей, вынесенных за сетчатое ограждение [10].

8 ТЕХНИКО–ЭКОНИМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

В технико-экономической части проекта выполняется сравнение исходного и проектируемого варианта реконструкции системы электроснабжения линейной части магистрального газопровода Пермь-Горький-1,2 Пермского ЛПУМГ.

1. Определяем капитальные вложения:

2. $$К = С_{обор.} + С_{транспорт.} + С_{монтаж.} + С_{демонтаж.} \quad (8.1)$$

где, $С_{обор.}$ – стоимость оборудования, руб;

$С_{транспорт.}$ – стоимость транспортировки к месту установки, руб;

$С_{монтаж.}$ – стоимость монтажа оборудования, руб;

$С_{демонтаж.}$ – стоимость демонтажа старого оборудования, руб.

Принимаем действующие цены на оборудование, составляющие стоимости монтажа и демонтажа оборудования принимаем согласно государственных элементных строительных норм (ГЭСНп-сборник 1).

Базисный вариант: электроснабжение по отпаечной схеме от сельских сетей района с приобретением электроэнергии по тарифу низшего напряжения 2,05 руб/кВт·ч.

Проектный: электроснабжение от вдольтрассового фидера электроснабжения магистрального газопровода с приобретением электроэнергии по тарифу низшего среднего напряжения 1,68 руб/кВт·ч [12].

Таблица 8.1- Стоимость оборудования и материалов.

Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Стоимость единицы оборудования, тыс. руб.	Сумма, тыс.руб.	Количество единиц оборудования	Стоимость единицы оборудования, тыс. руб.	Сумма, тыс.руб.
	Базовый вариант			Проектный вариант		
Трансформатор ОМ-10	12	64,3	771,6	12	64,3	771,6
Трансформатор ТМ-16	2	128,5	257	2	128,5	257
Трансформатор ТМ-25	5	148,9	744,5	5	148,9	744,5
Трансформатор ТМ-63	2	199,6	399,2	2	199,6	399,2
ВЛ-10 кВ на ж/б опорах, 1км	35	358	12530	73,7	358	26384,6
Разъединитель РЛНД-10	21	12,6	264,6	59	12,6	743,4
Вакуумный реклоузер	-	140,8	0	38	140,8	5350,4
Итого			14966,9			34650,7

Таблица 8.2- Расчет капитальных затрат.

Варианты	Составляющая затрат	В % от стоимости оборудования	Стоимость, тыс. руб.	Суммарные капитальные затраты, тыс.руб.
Базовый	$С_{обор.}$	100	14966,9	17601
	$С_{монтаж.}$	12,6	1885,8	
	$С_{демонтаж.}$	-	-	
	$С_{трансп.}$	5	748,3	
Проектный	$С_{обор.}$	100	34650,7	42689,6
	$С_{монтаж.}$	12,6	4366	
	$С_{демонтаж.}$	5,6	1940,4	
	$С_{трансп.}$	5	1732,5	

Таблица 8.3- Расчет числа единиц обслуживания.

Наименование оборудования	Затраты на обслуживание единицы оборудования, чел.*час.	Количество единиц оборудования		Сумма затрат на обслуживание группы оборудования, чел.*час.		Сумма затрат на обслуживание группы оборудования, тыс.руб.	
		Баз.	Пр.	Баз.	Пр.	Баз.	Пр.
Трансформатор ОМ-10	8	12	12	96	96	131,9	131,9
Трансформатор ТМ-16	16	2	2	32	32	44	44
Трансформатор ТМ-25	16	5	5	80	80	109,9	109,9
Трансформатор ТМ-63	20	2	2	40	40	55	55
ВЛ-10 кВ на ж/б опорах, 1км	4	35	73,7	140	294,8	192,4	405,1
Разъединитель РЛНД-10	2	21	59	42	118	57,7	162,2
Вакуумный реклоузер	2	-	38	0	76	0	104,4
Итого				430	736,8	590,9	1012,5

2. Определяем эксплуатационные затраты по формуле:

$$И = N \cdot И_{обсл.} + И_а + У + PW, \quad (8.2)$$

где, N – количество условных единиц обслуживания элементов электрических сетей, подвергающихся реконструкции;

$И_{обсл.}$ – издержки на обслуживание 1 условной единицы электрических сетей, включающие в себя заработную плату с отчислениями, материалы, общепроизводственные и общехозяйственные расходы и т.д.

$$\dot{E}_{\hat{i}\acute{a}\tilde{n}\ddot{e}} = \frac{\Sigma \c{C}}{N_{\eth}} \quad (8.3)$$

ΣЗ – сумма затрат на обслуживание электрических сетей ЛПУМГ;

$N_р$ – число единиц обслуживания ЛПУМГ.

$$È_{îáñë} = \frac{1829800}{1331,5} = 1374,2 \text{ ðóá}$$

$И_а$ – издержки на амортизацию, руб.

Величина амортизационных отчислений: $И_а = \frac{Áñ}{100}$ (8.4)

где, $Б_с$ – балансовая стоимость оборудования основных средств (зданий, сооружений и т.п.);

а – процент отчислений на амортизацию, для оборудования подстанций и электрических сетей 12,8%.

У – ущерб от перерывов в электроснабжении, тыс.руб.

Ущерб от перерыва в электроснабжении возможен только в базисном варианте, когда у потребительского трансформатора не было своих дистанционно и автоматически управляемых коммутационных аппаратов. Ущерб от перерывов в электроснабжении определится по формуле:

$$У = Т \cdot С_п \cdot Р, \quad (8.5)$$

где, Т – время перерыва в электроснабжении, час;

$С_п$ – ущерб от недоотпуска электроэнергии, тыс.руб/кВт·ч;

Р – отключенная мощность, кВт; Т = 507,4 час;

$С_п$ = 1,1 тыс. руб/кВт·ч;

Р = 16,4 кВт (средняя величина отключаемой мощности);

У = 507,4 · 1,1 · 16,4 = 9153,5 тыс. руб – суммарный ущерб от перерывов в электроснабжении.

PW – стоимость электроэнергии на технологические нужды:

$$PW = P \cdot (W+\Delta W), \quad (8.6)$$

где, Р – стоимость 1 кВтч электроэнергии (для базового варианта тариф 2,05 руб/кВт·ч, для проектируемого 1,68 руб/кВт·ч).

W – годовое потребление электроэнергии, W = 1419.2 тыс. кВт·ч;

ΔW – годовые потери электроэнергии в сети 10 кВ (для проектного варианта) ΔW=1,2 тыс. кВт·ч. $PW_Б = 1419.2 \cdot 2,05 = 2909,4$ тыс.руб.

$PW_{ПР} = 1,68 \cdot (1419,2+1,2) = 2386,3$ тыс.руб.

Таблица 8.4- Расчет годовых издержек.

Вариант	Балансовая стоимость оборудования, тыс.руб	Норма амортизационных отчислений, %	Стоимость амортизации, тыс.руб	Ущерб от недоотпуска электроэнергии, тыс.руб.	Стоимость обслуживания оборудования, тыс.руб	Стоимость электроэнергии , тыс.руб
Базовый	14966,9	12,8	1915,8	9153,5	590,9	2909,4
Проектный	34650,7	12,8	4435,3	0	1012,5	2386,3

Суммарные эксплуатационные затраты по вариантам:

Базовый: $И_Б$ = 14569,6 тыс.руб;

Проектный: $И_{ПР}$ = 7834,1 тыс.руб.

3. Определяем годовую экономию эксплуатационных затрат по формуле:

$$Э_Г = И_Б - И_{ПР} \quad (8.7)$$

$$Э_Г = 6735,5 \text{ тыс. руб.}$$

4. Приведенные затраты (затраты за 1 год) находим по формуле:

$$ПЗ = И + Е_Н \cdot К \quad (8.8)$$

где, $Е_Н$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, $Е_Н$ = 0,12.

Базовый вариант: $ПЗ_Б$ = 17601 · 0,12 +14569,6 = 16681,7 тыс.руб.,

Проектируемый вариант: $ПЗ_{ПР}$ = 42689,6*0,12+7834,1 = 12956,9 тыс.руб.

5. определяем годовой экономический эффект:

$$Г_Э = ПЗ_Б - ПЗ_{ПР} \quad (8.9)$$

$$Г_Э = 16681,7\text{-}12956,9 = 3724,8 \text{ тыс.руб.}$$

6. срок окупаемости капитальных вложений определяем по формуле:

$$Ò = \frac{42689,6}{6735,5} = 6,34 \text{ ãîäà} \qquad Ò = \frac{Ê_{ïð}}{Ý_Ã} \quad (8.10)$$

7. Действительный нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений:

$$Å_í = \frac{1}{Ò}$$ (8.11)

ЕН = 0,16.

Таблица 8.5- Сравнительная эффективность реконструкции вдольтрассового электроснабжения участка Пермского ЛПУМГ газопровода Пермь-Горький-1,2.

Показатель	Вариант	
	базовый	проектный
1. Капитальные вложения, тыс.руб	17601	42689,6
2. Эксплуатационные затраты, тыс.руб в том числе ущерб от перерывов в электроснабжении	14569,6 9153,5	7834,1 0
3. Годовая экономия эксплуатационных затрат, тыс.руб	-	6735,5
4. Приведенные затраты, тыс.руб	16681,7	12956,9
5. Годовой экономический эффект, тыс.руб	-	3724,8
6. Срок окупаемости капитальных вложений, год	-	6,34
7. Фактический коэффициент эффективности капитальных вложений	-	0,16

Срок окупаемости капиталовложений составил 6,34 года, что очень хорошо, учитывая масштабность реконструкции фидера 10 кВ. Срок окупаемости капиталовложений ниже нормативного на 2 года.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной работе разработаны направления реконструкции системы вдольтрассовго электроснабжения линейной части газопровода «Пермь-Горький-1,2. Для фидера 10 кВ произведены расчеты режимов работы: нормального и аварийного, выбраны рекомендованные схемы включения потребителей при аварийном или плановом отключении участков ВЛ, построены таблицы отклонения напряжения для нормального и ремонтного режимов. Также произведены расчеты токов короткого замыкания в различных точках сети, неободимых для расчета и выбора оборудования, расчета уставок защит. В ВКР произведен расчет уставок защит для секционированных участков ВЛ, произведено согласования защит по принципу селективного отключения, выбрана логика работы схем АПВ/АВР.

В выпускной квалификационной работе выполнены типовые расчеты по освещению, электроснабжению, релейной защите и автоматике, дана характеристика потребителя с обоснованием предъявления к системам их электроснабжения высоких требований по надежности электропитания. Разработаны организационно-технические и технические мероприятия по устройству фидера вдольтрассового электроснабжения.

В выпускной квалификационной работе выполнены технико-экономические расчеты эффективности реконструкции системы электроснабжения линейной части газопровода «Пермь-Горький-1,2, которые ещё раз доказали целесообразность и перспективность проведения мероприятий по реконструкции, способствующих повышению надежности электроснабжения потребителей, сокращения недоотпуска электроэнергии.

ИСПОЛЬЗУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование.: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. – М.: Форум, «015. – 48 с.
2. Киреева, Э.А. Электроснабжение и Электрооборудование организаций и учереждений (для бакалавров). Учебное пособие / Э.А. Киреева. – М.: КноРус, 2017. – 272с.
3. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин.- РнД: Феникс, 2018. – 382 с.
4. Кочетков Н.П., Широбокова Т.А. Расчет токов короткого замыкания : учебное пос.,2 – ое. изд. испр. и доп. – Ижевск: ФГОУ ВПО Ижевская ГСХА, 2014. -24 с
5. Крючков, И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования/ И.П. Крючков, Б.Н. Никлепаев, В.А. Старшинов –М.: Аккадемия, 2008. -416 с.
6. Аппараты защиты: Справочник, Т. 2: Ограничители перенапряжения / А.А. Чунихин, О.И. Кондратов, Е.Ф. Галтеева; Информэлектро. -М., 2000. -132 с.
7. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 15 апреля 2009 г. - М.: КНОРУС, 2009. - 488 с.
8. Заземляющие устройства распределительных подстанций – назначение, конструктивные особенности, особенности эксплуатации [Электронный ресурс]: “Школя для электрика”. – база данных.
9. Арустамов,Э.А. Безопасность жизнедеятельности: Учебник для бакалавров, 19-е изд., перераб. и доп.(изд:19) / Э.А. Арустамов.М.: ИТК Дашков и К, 2016.- 448 с.

10. Беляков, Г.И. Безопасность жизнедеятельности. охрана труда в 2 т. т.1 3-е изд., пер. и доп. учебник для академического бакалавриата / Г.И. Беляков. — Люберцы: Юрайт, 2016. — 404 с.

11. Агаркова А.П., Горлов Р.С. Теплышев В.Ю. Экономика и управление на предприятии: Учебник - М.: «Дашков и К», 2013.

12. Мельник Е.А. Экономика предприятия: Учебник для бакалавров - М.: Издательство Юрайт, 2013.

13. Сергеев И.В. Экономика организации (предприятия): учебное пособие для бакалавров/ под ред. ИВ Сергеева, И.И. Веретенникова - М: Издательство Юрайт, 2013.

Дополнительная литература

14. Будзко, И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Т. Б. Лещинская, В. И. Сукманов. - М.: Колос, 2000. - 536 с.

15. Шеховцов, В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения / В. П. Шеховцев. - М: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2004. - 214 с

15. Шкрабак, В. С. Безопасность жизнедеятельности в сельскохозяйственном производстве / В. С. Шкрабак, А. В. Луковников, А. А. Тургиев. – М.: Колос, 2002.

16. Аппараты защиты: Справочник, Т. 2: Ограничители перенапряжения / А.А. Чунихин, О.И. Кондратов, Е.Ф. Галтеева; Информэлектро. -М., 2000. -132 с.

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ИЖЕВСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННАЯ АКАДЕМИЯ»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема: Реконструкция распределительной сети линейной части магистральных газопроводов «Пермь-Горький»-1,2 с целью повышения надёжности электроснабжения.

ВКР.35.03.06.16037.ЭО.000.ПЗ

Разработал	(Подпись)	(Дата)	Черемин А.Ю. (Ф.И.О.)
Руководитель	(Подпись)	Дата)	Цыркина Т.В. (Ф.И.О.)
Кон. по экономике	(Подпись)	Дата)	Редников В.Л. (Ф.И.О.)
Н. Контр.	(Подпись)	Дата)	Баранова И.А. (Ф.И.О.)
Зав. кафедрой	(Подпись)	Дата)	Пантелеева Л.А. (Ф.И.О.)

Ижевск 2021г.

Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
А3			ВКР.35.03.06.16037.ЭО.000.Э3	Схема контура заземления		
				ТП №1 10/0,4 кВ.	1	
				Графическая часть		
А3			ВКР.35.03.06.16037.ЭО.000.Э3	План расположения распреде-		
				-лительной сети 10 кВ ЛЧМГ		
				«Пермь-Горький»-1;2.	1	
А3			. ВКР.35.03.06.16037.ЭО.000.Э3	Структурная схема распреде-		
				-лительной сети-10 кВ		
				ЛЧМГ «Пермь-Горький»-1;2.	1	
А3			ВКР.35.03.06.16037.ЭО.000.Э3.	Однолинейная схема		
				электроснабжения РС-10 кВ		
				ЛЧМГ «Пермь-Горький»-1;2.	1	
А3			ВКР.35.03.06.16037.ЭО.000.Э3	Таблицы отклонения		
				напряжения в различных		
				режимах работы сети 10 кВ.	1	
А3			ВКР.35.03.06.16037.ЭО.000.Э3	Схема для расчета токов		
				короткого замыкания.	1	
А3			ВКР.35.03.06.16037.ЭО.000.Э3	Схема для расчета		
				Уставок токовых защит	1	

					ВКР.35.03.06.16037.ЭО.000.ВД			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Черемин А.Ю.			Ведомость выпускной квалификационной работы	Литера	Лист	Листов
Провер.		Цыркина Т.В.					2	
Н. контр.		Баранова И.А.				ИжГСХА		
Утв.		Пантелеева Л.А.						

АННОТАЦИЯ.

В выпускной квалификационной работе обоснована необходимость выполнения реконструкции системы вдольтрассового электроснабжения линейной части магистральных газопроводов «Пермь-Горький»-1;2, питающей потребителей электрохимической защиты газопровода, технологических задвижек, газораспределительных станций, средств связи и телемеханики. Произведены расчеты режима работы электрической сети 10 кВ в нормальных и ремонтных схемах, произведен расчет токов короткого замыкания для выбора комплектующих и оборудования фидера вдольтрассового электроснабжения, расчета уставок релейной защиты и их последующим согласованием с учетом селективности, разработаны мероприятия по охране труда, определена экономическая эффективность внедрения средств повышения надежности электроснабжения.

ANNOTATION.

In this project is motivated need of the execution to reconstructions of the system along wire pipe supply of the linear part of main gasmain «Perm-Gorkiy»-1;2, supplying consumers electric-chemistry protection of the gasmain, technological bolt, sharing the gas station, meanses of communication and telemecanic. The Maded calculations state of working electric network 10 kV in normal and repair scheme, is made calculation current short circuit for choice completing and equipping the feeder along wire pipe power supply and calculation relay-type protection with their following co-ordination with provision for selection, is designed actions on guard of the labour, is determined cost-performance of the introducing the facilities of increasing to reliability of electro - supply.

СОДЕРЖАНИЕ.

Введение……. 6

1. Общая характеристика предприятия…… 8

1.1 Краткая характеристика Пермского линейно-производственного управления магистральных газопроводов (ЛПУМГ)…….. 8

1.2. Нормативное обеспечение надёжности электроснабжения……. 9

1.3. Анализ электрохозяйства объекта ……. 11

1.4. Оценка уровня электрификации и обоснование вопросов комплексной электрификации……. 12

1.5. Основные задачи ВКР…… 13

2. Расчёт электроснабжения объекта …… 14

2.1 Расчет электрических нагрузок…… 14

2.2 Выбор мощности и числа трансформаторов потребительских подстанций…… 17

2.3 Расчет режимов сети 10 кВ…… 18

2.4 Построение таблицы отклонения напряжений…… 32

3. Расчёт токов короткого замыкания…… 40

4. Реконструкция распределительной сети линейной части магистрального газопровода……..…… 49

4.1 Вопросы надежности распределительных электрических сетей 10 Кв и автоматизация с применением реклоузеров…… 49

4.2 Анализ существующей схемы электроснабжения распределительной сети магистрального газопровода «Пермь-Горький-1,2» на Оханском участке Пермского линейного-производственного управления магистральных газопроводов…….....53

4.3 Особенности схем построения воздушных распределительных сетей…… 56
4.4 Расчет и выбор реклоузеров……. 63
5. Релейная защита и автоматика…….. 71
5.1 Защита трансформаторов 10/0,4 Кв……... 71
5.2 Защита воздушных линий 10 кВ…… 73
6. Безопасность жизнедеятельности на производстве…… 77
6.1 Анализ травматизма в Пермском Линейно-Производственном управлении магистральных газопроводов…… 77
6.2 Расчёт заземляющего устройства…… 79
6.3 Особенности правил электробезопасности при работе в электроустановках напряжением выше 1000 В……. 81
7. Технико-экономический расчёт…… 83
Заключение…… 88
Используемая литература……