

Содержание

1. Цели практических занятий	4
2. Требования к оформлению отчетов	4
3. Теоретическая часть	4
3.1. Вакуумный реклоузер – интеллектуальное средство управления режимами систем электроснабжения	5
3.2. Варианты применения	10
3.3. Выбор критериев оптимизации.....	16
4. Секционирование магистральной ВЛ с односторонним питанием	19
4.1. Схемы режимов магистральной ВЛ до секционирования	21
4.2. Пример секционирования магистральной воздушной линии с односторонним питанием	24
4.3. Пример расчета показателей надежности.....	27
4.4. Пример расчета экономических и относительных показателей.....	30
5. Секционирование магистральной ВЛ с двухсторонним питанием.....	33
5.1. Схемы режимов магистральных ВЛ до секционирования	36
5.2. Пример секционирования.....	39
5.3. Пример расчета показателей надежности.....	44
5.4. Пример расчета экономических и относительных показателей.....	48
6. Секционирование магистральной ВЛ с применением предохранителей.....	51
6.1. Схемы режимов магистральной ВЛ до секционирования	54
6.2. Пример секционирования.....	57
6.3. Пример расчета показателей надежности.....	62
6.4. Пример расчета экономических и относительных показателей.....	66
7. Задания для самостоятельной работы.....	71
Список литературы	72
<i>Приложение 1.</i> Поопорная схема магистральной ВЛ-6кВ с односторонним питанием	73
<i>Приложение 2.</i> Удельные показатели ущербов от нарушения электроснабжения.....	74
<i>Приложение 3.</i> Поопорная схема магистральной ВЛ-10кВ с двухсторонним питанием ф.8	76
<i>Приложение 4.</i> Поопорная схема магистральной ВЛ-10кВ с двухсторонним питанием ф.10.....	76
<i>Приложение 5.</i> Поопорная схема магистральной ВЛ-10кВ с протяженными отпайками	77
<i>Приложение 6.</i> Варианты заданий для практических работ	78

1. Цели практических занятий

1. Применение знаний, полученных из курсов «Электрооборудование источников энергии, электрических сетей и промышленных предприятий», «Качество электрической энергии», «Релейная защита и автоматика» и «Электропитание потребителей и режимы», «Информационные технологии в научно-исследовательской и практической деятельности», «Математическое моделирование технических систем» и «Применение искусственного интеллекта в электроэнергетике» в процессе получения новых навыков и закрепления пройденного материала.

2. Изучение видов, принципов работы и характеристик интеллектуальных технических устройств для повышения надежности электроснабжения потребителей.

3. Развитие способностей к выбору интеллектуальных технических устройств для повышения надежности электроснабжения потребителей, выполнение необходимых расчетов и обоснование предлагаемых решений.

4. Развитие способностей применения нормативно-технической документации для выполнения расчетов и обоснования предлагаемых решений по применению интеллектуальных технических устройств для повышения надежности электроснабжения потребителей.

5. Развитие способности обрабатывать результаты расчета и обоснования применения интеллектуальных технических устройств, формулировать выводы на основе анализа полученных результатов.

6. Получение практических навыков оформления результатов расчета и обоснования применения интеллектуальных технических устройств для повышения надежности электроснабжения потребителей.

2. Требования к оформлению отчетов

2.1. Отчеты должны быть оформлены в печатном виде на листах формата А4, шрифт Times New Roman 14, междустрочный интервал 1,5. Пояснительная записка должна содержать:

- вариант задания с исходными данными;
- структурную схему электрической сети;
- описание базового варианта схемы электроснабжения;
- описание предлагаемого технического решения;
- расчет показателей надежности;
- расчет относительных и экономических показателей;
- анализ полученных результатов;
- заключение.

3. Теоретическая часть

3.1. Вакуумный реклоузер – интеллектуальное средство управления режимами систем электроснабжения

Реклоузер [1] является интеллектуальным средством управления режимами электрических сетей трехфазного переменного тока частотой 50(60) Гц номинальным напряжением 10(6) кВ с любым режимом работы нейтрали. Основными функциями реклоузера являются:

- автоматическое отключение поврежденных участков линии;
- автоматическое повторное включение (АПВ);
- автоматический ввод сетевого резервного питания (АВР);
- оперативная местная и дистанционная реконфигурация сети;
- самодиагностика;
- измерение параметров режимов работы сети;
- ведение журналов оперативных и аварийных событий в линии;
- дистанционное управление.

Применение комплектации реклоузера с функцией коммерческого учета позволяет обеспечивать решение задач учета электроэнергии непосредственно на границе балансового разграничения.

Реклоузер обладает следующими отличительными особенностями:

- отсутствие необходимости в обслуживании;
- интеграция в системы диспетчерского управления;
- специальные функции релейной защиты и автоматики;
- удобство и простота монтажа на опоры линий;
- встроенная система измерения токов и напряжений с обеих сторон коммутационного модуля;
- использование комбинированной твердой и воздушной изоляции в конструкции коммутационного модуля;
- надежная система бесперебойного питания;
- ведение журналов оперативных и аварийных событий в линии;
- малые массогабаритные показатели;
- защищенность от внешних воздействий.

Конструктивно вакуумный реклоузер (на примере реклоузера марки РВА/TEL) состоит из трех основных элементов: коммутационного модуля серии OSM/TEL, который управляется посредством шкафа управления серии RC/TEL с микропроцессорной релейной защитой и автоматикой. Между собой они связаны соединительным кабелем СС/TEL (рис. 3.1).

Для настройки параметров шкафа управления, ввода уставок РЗА и просмотра накопленной реклоузером информации используется специальное программное обеспечение TELUS. В части внешних коммуникаций РВА/TEL предлагает пользователю широкие возможности управления и обмена информацией как местного (посредством персонального компьютера и панели управления), так и дистанционного (посредством проводных и беспроводных систем телемеханики).

Реклоузер РВА/TEL предназначен для наружной установки и работы в условиях умеренного климата при температуре окружающего воздуха от –60

до +55 °С на высоте до 1000 м над уровнем моря. Верхнее допустимое значение относительной влажности воздуха 100% при температуре +25 °С.

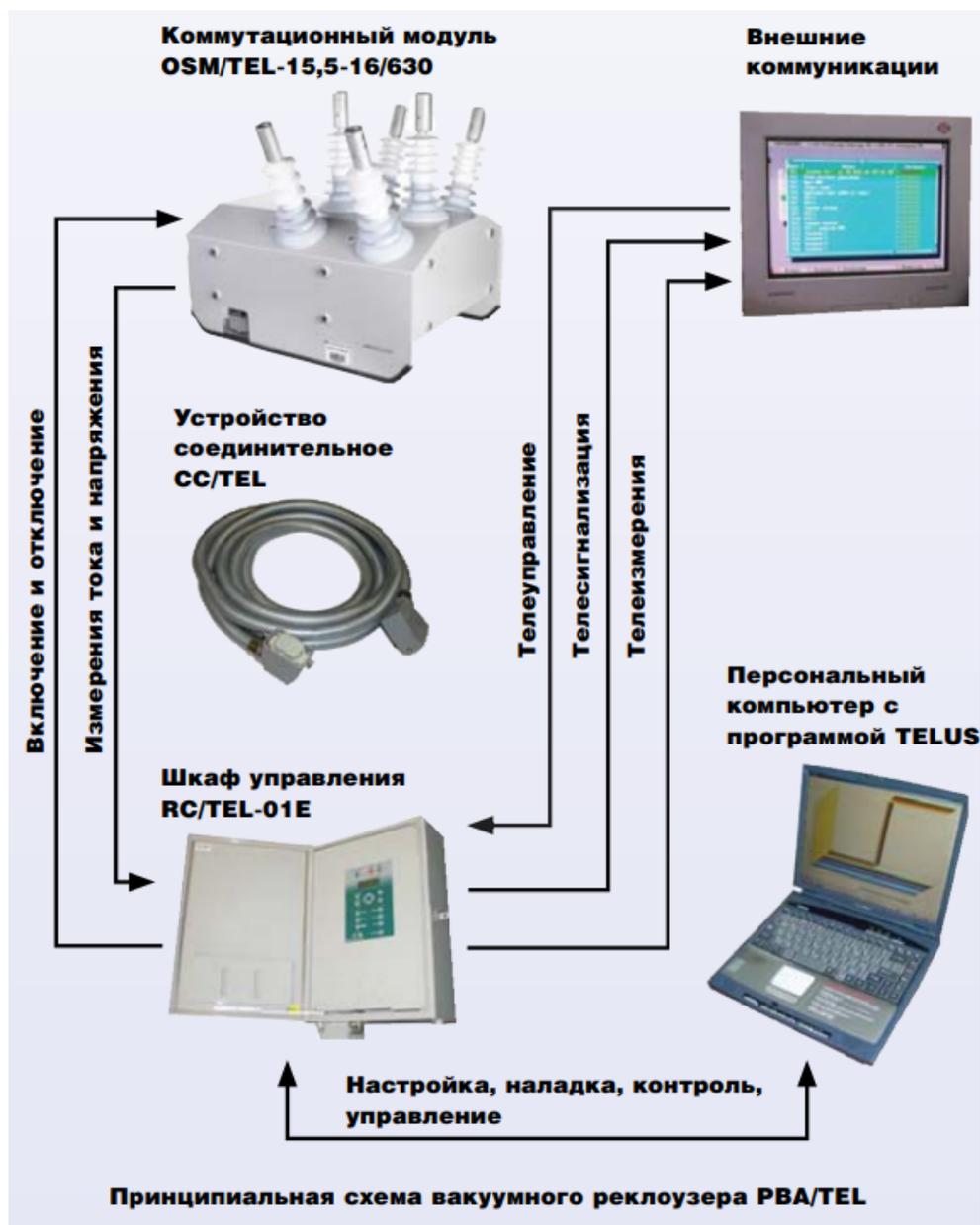


Рис. 3.1. Составные части вакуумного реклоузера PVA/TEL

Внешний вид реклоузера PVA/TEL, установленного на опоре ВЛ6(10) кВ в составе пункта секционирования и конструкция коммутационного модуля, представлен на рис. 3.2.

Высоковольтные вводы реклоузера PVA/TEL представляют собой проходные изоляторы, предназначенные для подключения коммутационного мо-

дуля к воздушной линии (рис. 3.2). Внешняя изоляция высоковольтных вводов реклоузера выполнена из кремнеорганической резины.

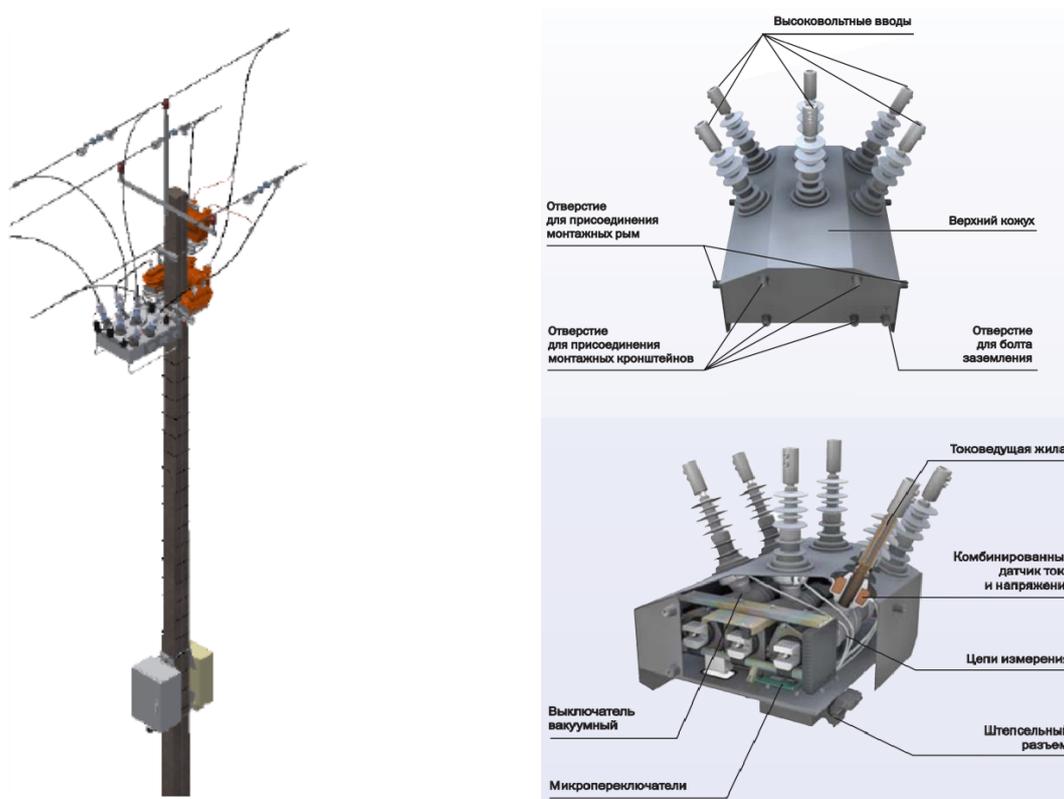


Рис. 3.2. Реклоузер PVA/TEL на опоре воздушной линии и конструкция модуля OSM/TEL

Материал изоляции обладает повышенными адгезионными и гидрофобными свойствами, что соответственно обеспечивает надежное «прилипание» внутренних поверхностей изоляции к токоведущим частям, а также сохранение электрической прочности при различных климатических воздействиях (ультрафиолетовое излучение, океанский и морской бриз, воздействие пыли и влаги). Расположение высоковольтных вводов коммутационного модуля выполнено в одной плоскости с некоторым разнесением по окружности.

В реклоузере PVA/TEL используется встроенная система измерения токов и напряжения. В традиционных реклоузерах со стороны нагрузки устанавливаются трансформаторы тока, трансформаторы напряжения отсутствуют. В связи с этим возникают определенные трудности при использовании аппарата в кольцевых сетях с несколькими источниками питания, когда необходимо вы-

полнять контроль напряжения с обеих сторон реклоузера. В реклоузерах РВА/TEL используются встроенные в высоковольтные вводы комбинированные датчики тока и напряжения (КДТН), состоящие из датчика тока и датчика напряжения (рис. 3.3).



Рис. 3.3. Комбинированные датчики тока и напряжения РВА/TEL

Всего в состав коммутационного модуля входят 6 датчиков напряжения (по 3 с каждой стороны реклоузера), 3 датчика фазных токов и 1 датчик тока нулевой последовательности, образованный соединением 3 датчиков фазных токов в разомкнутый треугольник для измерения $3I_0$.

В качестве датчиков тока реклоузера РВА/TEL используется катушка Роговского (рис. 3.4, а). Катушка Роговского состоит из провода, намотанного на немагнитный (без насыщения) сердечник. Катушка располагается вокруг проводника, через который проходит измеряемый ток. Первичный ток, проходящий внутри катушки Роговского, создает магнитный поток в обмотке, как следствие на выводах обмотки наводится напряжение, пропорциональное степени изменения измеряемого тока. В отличие от традиционных трансформаторов тока выходным сигналом катушки Роговского является напряжение, пропорциональное производной измеряемого тока. Выходной сигнал с катушки Роговского обрабатывается в шкафу управления реклоузера РВА/TEL.

В качестве датчика напряжения используется емкостной делитель, выходное напряжение которого пропорционально первичному напряжению сети (рис. 3.4, б).

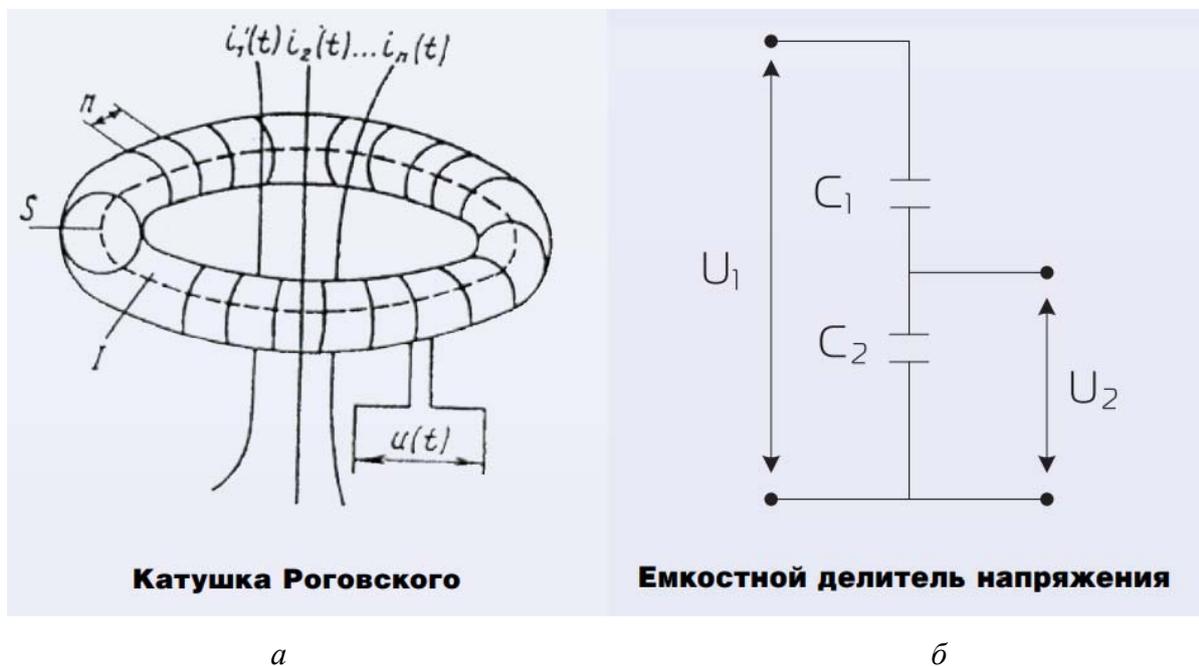


Рис. 3.4. Комбинированные датчики тока (а) и напряжения (б) РВА/ТЕЛ

Система измерения реклоузера РВА/ТЕЛ позволяет без установки дополнительных средств измерения применять реклоузер РВА/ТЕЛ в сети любой конфигурации с любым количеством источников и контролировать все параметры режима работы системы электроснабжения.

3.2. Варианты применения реклоузеров

Рассмотрим особенности построения схем электрических сетей, в которых применение пунктов секционирования на базе вакуумных реклоузеров является наиболее востребованным и эффективным:

1. Распределительные электрические сети сетевых компаний.
2. Вдольтрассовые линии электропередачи транспорта нефти и газа.
3. Электрические сети предприятий добычи нефти и газа.
4. Линии электроснабжения систем централизации и блокировок (СЦБ) предприятий железнодорожного транспорта.

Распределительные электрические сети 6(10) кВ сетевых компаний выполняются магистральными воздушными линиями и имеют древовидную структуру (рис. 3.5). Сечения проводов ступенчато уменьшаются от головных участков к концу линии, имеет место большое число резервных связей, выполненных на ручных разъединителях. Защитные аппараты устанавливаются в центрах питания (в закрытых распределительных устройствах подстанций 110/35/6(10) кВ). Средняя протяженность линий по магистрали составляет 16 км, протяженность ответвлений 5÷6 км. Плотность распределения нагрузки имеет значительную неоднородность.

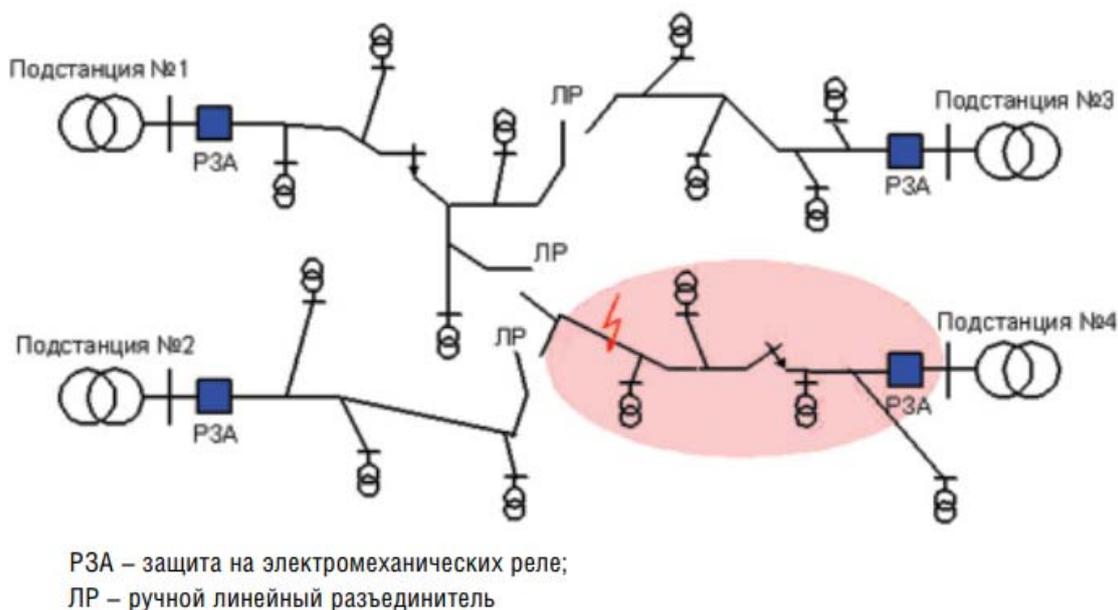
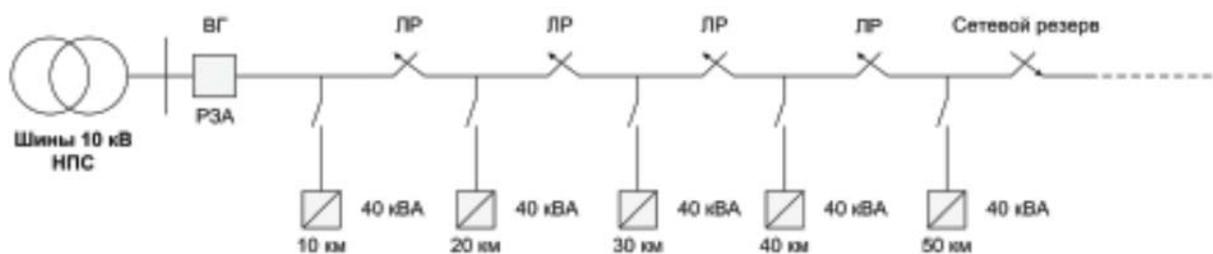


Рис. 3.5. Типовая структура распределительной сети сетевых компаний

Традиционная схема электроснабжения линейных объектов трубопровода выполнена по магистральному принципу, зачастую с однократным сетевым резервированием по магистрали (рис. 3.6). Отличительными особенностями этих схем являются:

- значительная протяженность по магистрали – до 100 км,
- равномерно распределенный характер нагрузок, до сетевого резерва;
- длины ответвлений порядка 100 м.

В классической схеме основная защита линии от повреждений установлена на питающих подстанциях (расположены в непосредственной близости к нефтеперекачивающим станциям (НПС)). Для этих целей используются маломасляные и вакуумные выключатели, электромеханические или электронные терминалы релейной защиты и автоматики.



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

Рис. 3.6. Типовая структура схемы электроснабжения линейных объектов

Распределительные сети предприятий добычи нефти и газа в большинстве случаев выполняются по радиальной схеме. Питание потребителей осуществляется от сетей сетевых компаний или от собственных центров питания (подстанций 110/35/6(10) кВ). В составе электрической нагрузки преобладает двигательная нагрузка. Средняя протяженность отходящих линий 6(10) кВ составляет 2÷5 км.

Решения по реализации первичных цепей реклоузера РВА/TEL могут быть следующими:

- пункт секционирования линии с односторонним питанием, отпайка (рис. 3.7);
- пункт секционирования линии с двухсторонним питанием (рис. 3.8);
- пункт местного резервирования (рис. 3.9);
- пункт секционирования линии электроснабжения магистральных газо- или нефтепроводов (рис. 3.10).

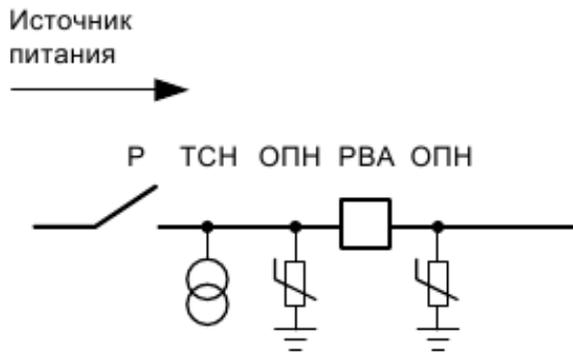


Рис. 3.7. Однолинейная схема для решения «пункт секционирования линии с односторонним питанием, отпайка»

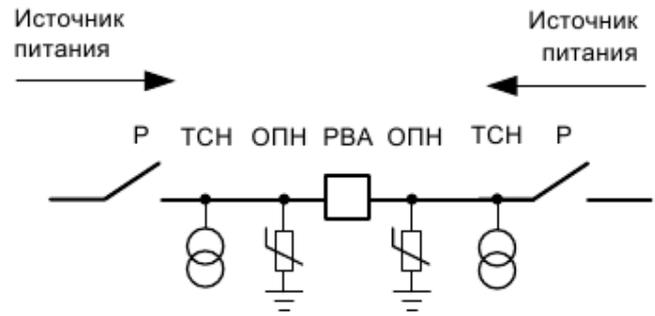
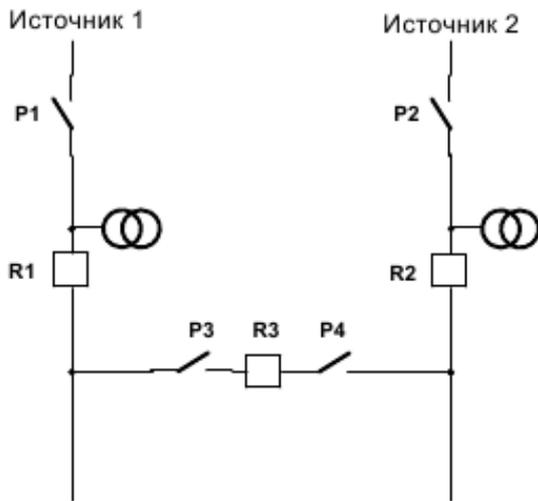
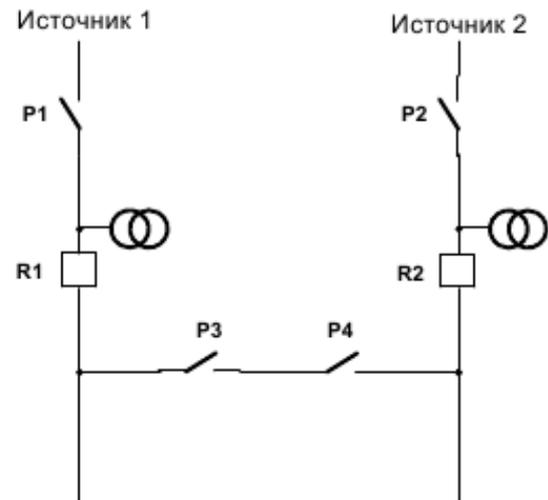


Рис. 3.8 Однолинейная схема для решения «пункт секционирования линии с двухсторонним питанием»



Три реклоузера



Два реклоузера

Рис. 3.9. Однолинейная схема для решения «пункт местного резервирования»

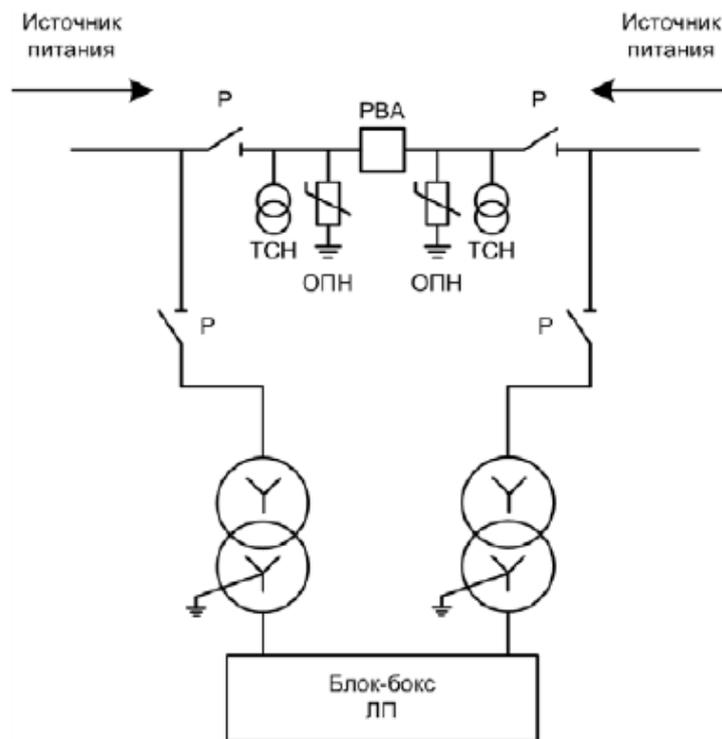


Рис. 3.10. Однолинейная схема для решения «пункт секционирования линии электроснабжения магистральных газо- или нефтепроводов»

В основе автоматизации аварийных режимов работы распределительных сетей с применением вакуумных реклоузеров РВА/TEL лежит принцип автоматического секционирования воздушных линий электропередачи (децентрализованная система секционирования (рис. 3.11)).

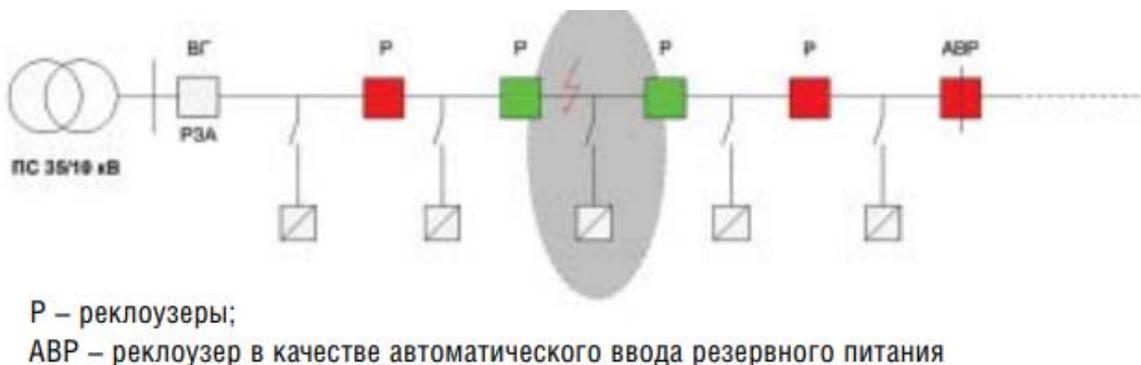


Рис. 3.11. Децентрализованное секционирование электрической сети

Принцип децентрализованной системы секционирования заключается в том, что воздушная линия путем установки нескольких реклоузеров делится на несколько участков. Каждый отдельный секционирующий аппарат является интеллектуальным устройством, которое анализирует параметры режимов работы электрической сети и автоматически производит ее реконфигурацию (локализацию места повреждения и восстановление электроснабжения потребителей неповрежденных участков сети) в соответствии с заранее запрограммированным алгоритмом. Информация о повреждении на линии обрабатывается по месту установки реклоузера в сети – в микропроцессорном шкафу управления. Наличие телемеханики не влияет на выполнение основных функций реклоузера и носит вспомогательный характер (оперативное управление, контроль параметров сети и т.д.). Локализация повреждения происходит децентрализованно.

Преимуществом децентрализованного подхода является значительное сокращение времени поиска и локализации поврежденного участка сети и восстановления питания неповрежденных потребителей, которое сокращается до секунд. Как следствие, снижается риск ущерба для потребителей, сокращаются затраты на поиск и локализацию повреждения. Полностью устраняется человеческий фактор. Не требуется каких-либо каналов связи, что существенно сокращает затраты на автоматизацию линий. Традиционные пункты секционирования, выполненные на базе ячеек КРУ, имеют в своем составе классические защиты, выполненные на электромеханических или микропроцессорных терминалах реле. Такие защиты весьма затруднительно использовать для автоматического секционирования линий на магистральных участках сети, особенно в сетях с несколькими источниками. К классическим защитам не предъявляются требования о возможности реализации многократных АПВ, не требуются независимые уставки при различных направлениях потока мощности. Минимальная степень селективности классических микропроцессорных защит составляет 0,3 с, электромеханических – от 0,5 с. Всего этого недостаточно для реализации децентрализованного автоматического подхода. При реализации автоматического секционирования предполагается необходимость согласования РЗА не-

скольких последовательно установленных аппаратов, изменение настроек РЗА при изменении направления потока мощности в послеаварийных режимах. Как следствие, большая часть установленных пунктов секционирования работает не автоматически.

Вакуумный реклоузер РВА/TEL – коммутационный аппарат, специально разработанный для реализации принципов децентрализованной системы секционирования воздушных распределительных сетей 10(6) кВ. При использовании вакуумных реклоузеров РВА/TEL возможны следующие основные варианты автоматического секционирования воздушных распределительных сетей:

- секционирование линий с односторонним питанием;
- секционирование линий с сетевым резервом;
- секционирование линий с применением плавких предохранителей;
- разборка и сборка длинных фидеров;
- построение открытых распределительных устройств;
- подключение абонентов электрической сети;
- разграничение балансовой принадлежности между субабонентами;
- оптимизация диспетчерского управления сетью;
- резервирование потребителей от двух и более независимых источников.

3.3. Выбор критериев оптимизации

В зависимости от назначения установки реклоузера в сети и выбранного варианта применения в ряде случаев возникает необходимость определить оптимальные места установки РВА/TEL в линии. К таким случаям относится установка реклоузеров с целью повышения надежности электроснабжения потребителей. Для того чтобы установка реклоузеров решала данную задачу наиболее эффективно, необходимо определить критерий оптимизации.

Критерием оптимизации выбора места установки реклоузеров в электрической сети с целью повышения надежности электроснабжения потребителей является минимизация следующих показателей надежности:

- суммарный годовой недоотпуск электрической энергии (ΔW_{HO});

– количество и длительность отключений потребителя или группы потребителей ($\omega_{П}$, ТП).

Суммарный годовой недоотпуск электрической энергии рассматривается в качестве основного критерия, если необходимо обеспечить повышение надежности потребителей фидера в целом. Целевой функцией оптимизации является минимизация показателя недоотпуска по сети в целом. В общем виде суммарный годовой недоотпуск рассчитывается для сети по формуле

$$\Delta W_{\text{но}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot T \cdot L \cdot S_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi K_3, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (3.1)$$

где ω_0 – удельная частота повреждений ВЛ 10(6) кВ (1/на 100 км в год) по данным [2]; T – среднее время восстановления одного устойчивого повреждения (ч) по данным [2]; L – длина участка линии (км); $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность силового трансформатора потребительской подстанции (кВА); $\cos \varphi$ – коэффициент мощности по данным [3]; K_3 – коэффициент загрузки силового трансформатора потребительской подстанции.

Количество и длительность отключений потребителя или группы потребителей ($\omega_{П}$, ТП) рассматриваются в качестве основных критериев, если надежность электроснабжения необходимо повысить адресно. Целевой функцией оптимизации является минимизация показателей в отношении конкретного потребителя или группы потребителей. В общем виде показатели рассчитываются отдельно для потребителей в пределах одного участка между режлеузерами по формулам:

$$\omega_{П} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot L, \text{ 1/год}, \quad (3.2)$$

где ω_0 – удельная частота повреждений ВЛ 10(6) кВ (1/на 100 км в год) по данным [2]; L – длина участка линии (км).

$$T_{П} = \omega_{П} \cdot T, \text{ ч/год}, \quad (3.3)$$

где $\omega_{П}$ – количество отключений потребителя в год (1/год); T – среднее время восстановления одного устойчивого повреждения (ч) по данным [2].

Около 80 % повреждений в воздушных распределительных сетях по своей природе являются неустойчивыми, поэтому целесообразно применять АПВ.

Статистика показывает, что успешность первого цикла АПВ сокращает общее количество отключений на 60 %, второй – дополнительно на 20 %. В существующих распределительных сетях роль первого цикла АПВ, как правило, выполняет оперативная бригада, которая производит первое пробное включение выключателя в центре питания при его аварийном отключении. Децентрализованная система секционирования сети с применением РВА/ТЕL предполагает минимально однократное АПВ. В ряде случаев на реклоузерах используется двукратное, реже трехкратное АПВ. В зависимости от наличия или отсутствия автоматики повторного включения в сети, где планируется установка реклоузеров, применение децентрализованной автоматизации с многократным АПВ позволяет в среднем сократить количество отключений на 20 % – при использовании двукратного АПВ и на 25 % процентов – при трехкратном АПВ. Для оценки данного эффекта в расчетные формулы (3.1)–(3.3) вводится коэффициент $k_{\text{НУ}}$. В практических расчетах $k_{\text{НУ}}$ может принимать следующие значения:

0 – в исходной сети без реклоузеров, и если в сети, где планируется установка реклоузеров, уже имеется автоматика повторного включения или количество циклов АПВ на реклоузерах, в соответствии с принятым алгоритмом работы равно количеству циклов АПВ на головном выключателе;

0,2 – если на реклоузере используется двукратное АПВ, а на головном выключателе АПВ однократное или выполняется вручную;

0,25 – если на реклоузере реализовано трехкратное АПВ.

При внедрении децентрализованной автоматизации выделение участка повреждения и включение резервного питания происходит автоматически, за считанные секунды. Таким образом, общее время восстановления электроснабжения фактически сокращается до величины времени, затрачиваемого непосредственно на обход и ремонт поврежденного участка. Количественно оценить этот эффект достаточно сложно, поскольку требуется значительный объем исходной информации: принятый алгоритм переездов оперативных бригад при локализации поврежденного участка, рельеф местности и средние скорости передвижения оперативных бригад. Поэтому для укрупненных расчетов эффек-

тивности можно оперировать средним показателем 40 %. Для оценки эффекта в расчетные формулы (3.1)–(3.3) вводится дополнительный коэффициент ($k_{\text{ВВ}} = 0,6$).

Таким образом, для электрической сети с децентрализованной автоматизацией формулы для расчета показателей надежности примут вид:

$$\Delta W_{\text{НО}} = 0,01 \cdot \omega_0 (1 - k_{\text{НУ}}) \cdot T \cdot k_{\text{ВВ}} \cdot L \cdot S_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi \cdot K_3, \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \quad (3.4)$$

$$\omega_{\text{П}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_{\text{НУ}}) \cdot L, \text{ 1/год}; \quad (3.5)$$

$$T_{\text{П}} = \omega_{\text{П}} \cdot k_{\text{ВВ}} \cdot T, \text{ ч/год}. \quad (3.6)$$

В случае, когда главным критерием оптимизации является суммарный недоотпуск электрической энергии, напрямую влияющий на величину экономического ущерба, экономический ущерб может быть оценен с использованием значений удельных ущербов по отраслям:

$$Y_{\text{НО}} = \Delta W_{\text{НО}} \cdot Y_{\text{уд}} \cdot 10^{-6}, \text{ млн руб.}, \quad (3.7)$$

где $Y_{\text{уд}}$ – значение удельного экономического ущерба для конкретной отрасли промышленности (руб/кВт·ч) по данным [4].

Реклоузеры могут быть установлены в качестве пунктов секционирования, обеспечивающих деление воздушной линии на несколько участков. Такая расстановка аппаратов позволяет обеспечить заданный уровень надежности по фидеру в целом, облегчить поиск места повреждения и ускорить восстановление питания.

4. Секционирование магистральной ВЛ с односторонним питанием

Последовательное секционирование линий с односторонним питанием используется, когда невозможно обеспечить сетевое резервирование от смежных источников. Реклоузеры устанавливаются на магистрали. При возникновении повреждения на линии автоматически отключается ближайший реклоузер и отключает весь нижестоящий участок сети.

Эффективность схемы обусловлена возможностью по количеству отключенных потребителей точно идентифицировать поврежденный участок линии и оперативно адресно направить ремонтную бригаду.

К преимуществам схемы следует отнести увеличение надежности электроснабжения потребителей отдельных участков по мере приближения к центру питания (рис. 4.1).

В случае отсутствия ограничений по выдержке времени РЗА на головном выключателе в центре питания для настройки защит и автоматики реклоузера используются традиционные ступенчатые принципы согласования токовых защит. При ограничениях выдержки времени на головном участке используются специальные функции РВА/TEL – малые ступени селективности, координация последовательности зон, ввод или вывод ступеней защит в циклах АПВ.

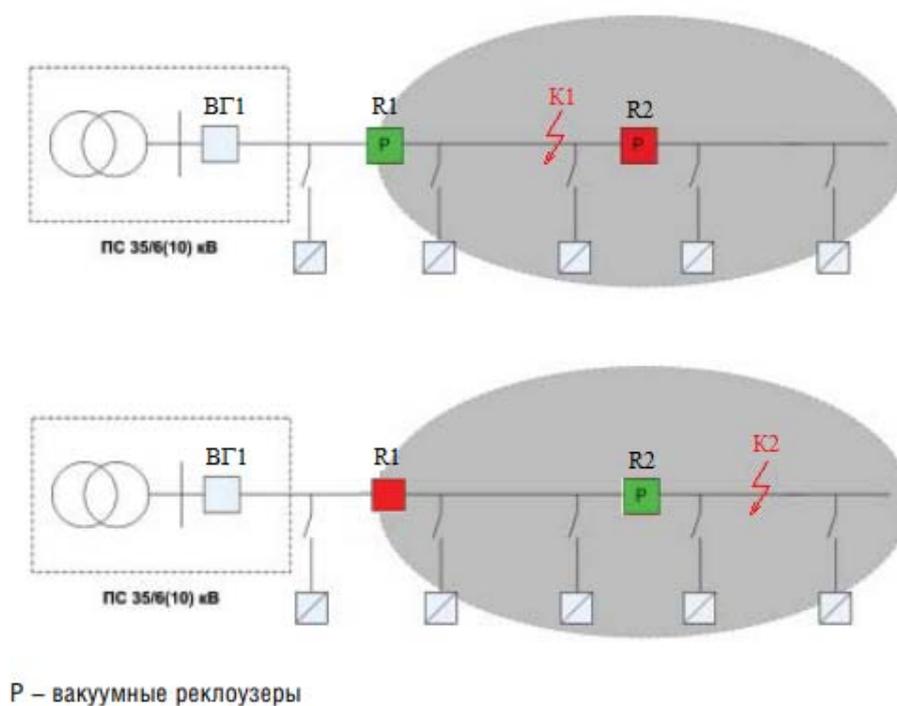


Рис. 4.1. Последовательное секционирование линии с односторонним питанием

Принцип работы схемы последовательного секционирования линий с односторонним питанием сводится к уменьшению количества отключаемых потребителей при коротком замыкании на магистрали или отпайках (пример на

рис. 4.1). При возникновении повреждения на участке линии (точка К1) автоматически отключается реклоузер со стороны центра питания (R1). Не нарушается электроснабжение потребителей, подключенных к магистрали до реклоузера R1. При возникновении повреждения на участке линии (точка К2) автоматически отключается реклоузер R2. В этом случае не нарушается электроснабжение потребителей, подключенных к магистральной линии до реклоузера R2.

4.1. Схемы магистральной ВЛ до секционирования

Для удобства представления схемы нормальных соединений и последующего выбора мест установки реклоузеров поопорная схема ВЛ-6кВ (прил. 1) представлена в виде общей структурной схемы (рис. 4.2).

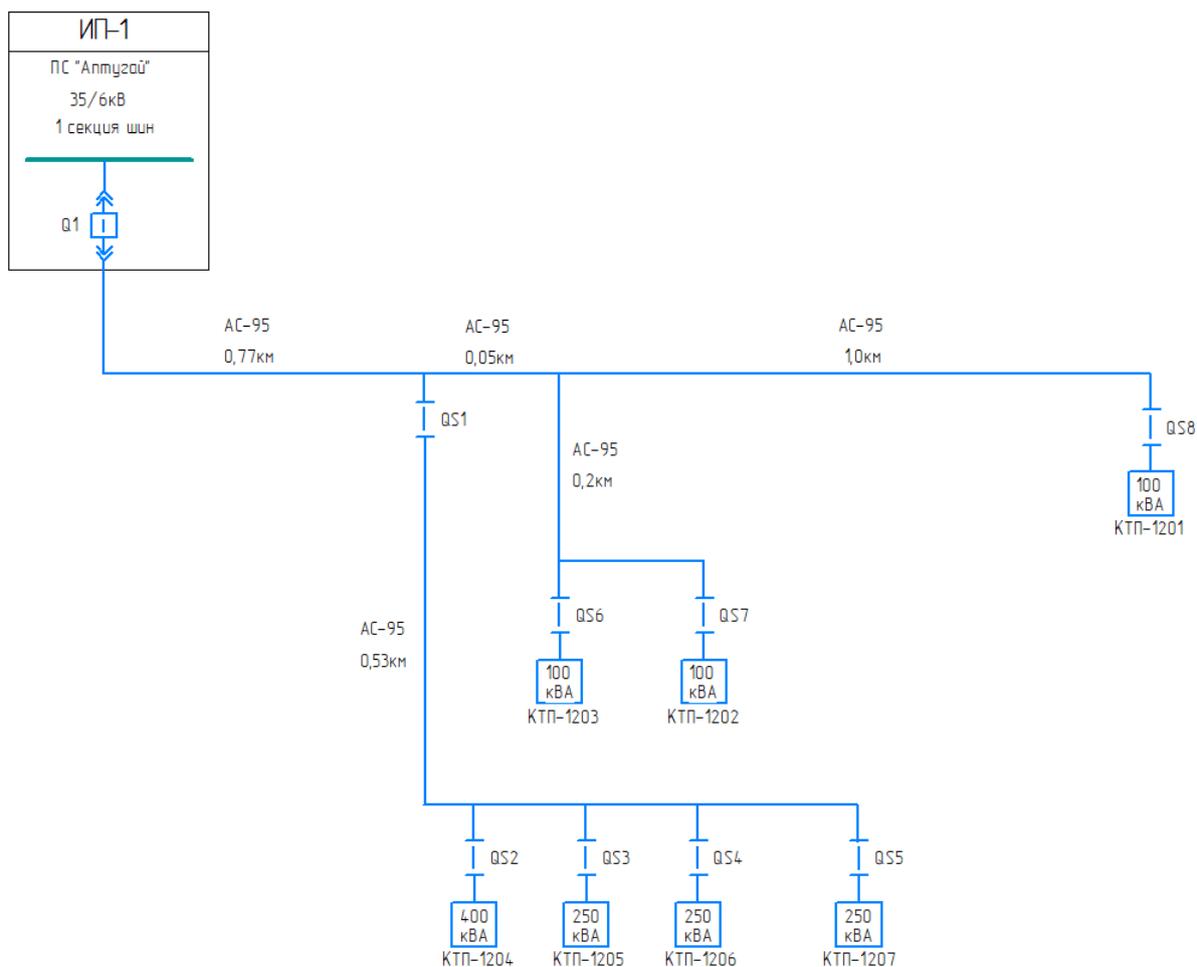


Рис. 4.2. Структурная схема соединений ВЛ-6кВ с односторонним питанием

Поскольку магистральная воздушная линия 6 кВ подключена только к одному источнику питания (магистральная линия с односторонним питанием), возможность резервирования электроснабжения потребителей отсутствует.

При возникновении повреждения на отпайке 1 (КТП-1204, КТП-1205, КТП-1206, КТП-1207) происходит отключение выключателя Q1 ф.12 в ЗРУ-6кВ на ПС «Аптугай» (рис. 4.3). Локализация места повреждения осуществляется оперативно-выездной бригадой (ОВБ) путем отключения разъединителя отпайки QS1 после нахождения места повреждения. На время поиска и локализации места повреждения электроснабжение потребителей КТП-1201, КТП-1202 и КТП-1203 нарушено. Электроснабжение потребителей КТП-1204, КТП-1205, КТП-1206, КТП-1207 восстанавливается только после ремонтно-восстановительных работ в месте повреждения.

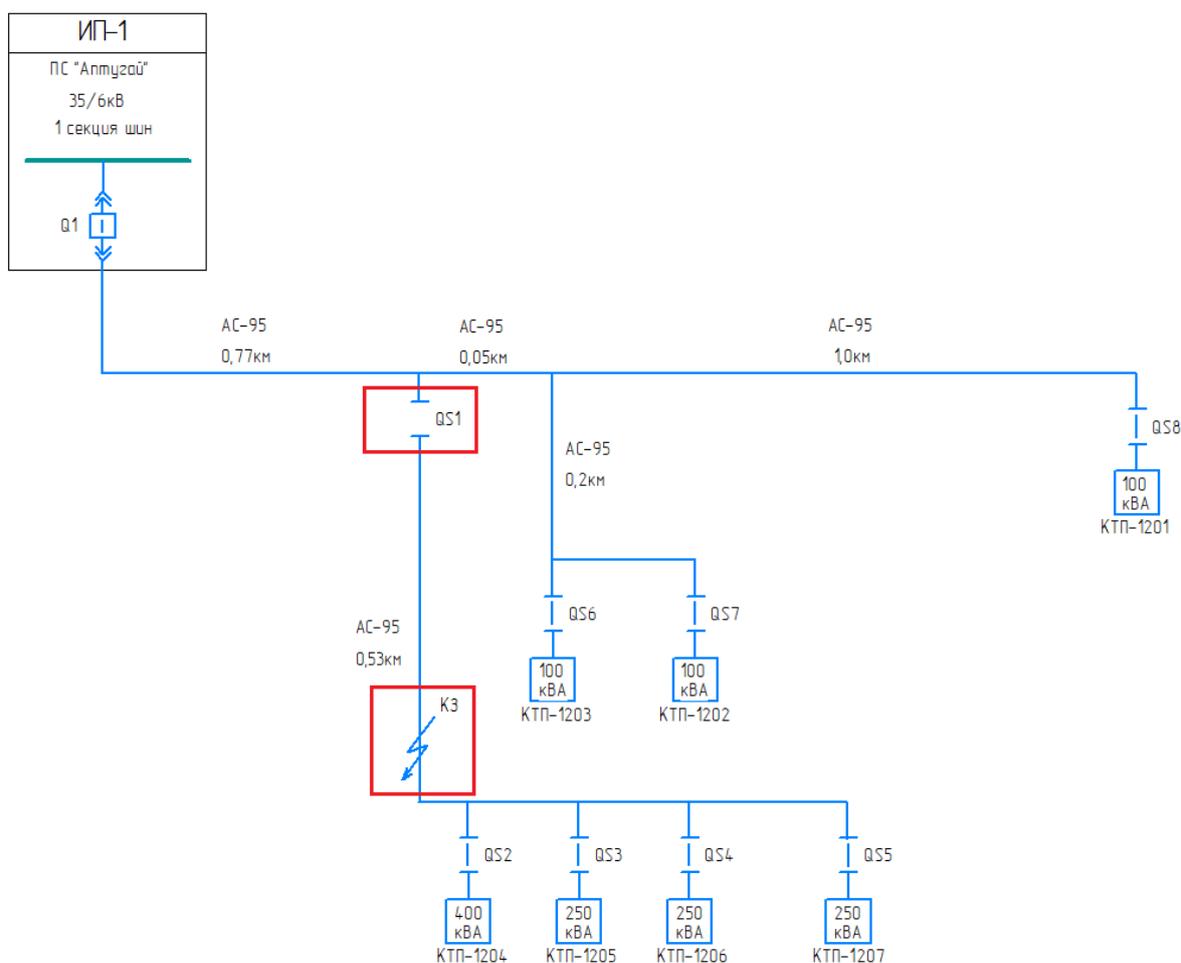


Рис. 4.3. Схема режима при повреждении на отпайке 1

При возникновении повреждения магистрали происходит отключение выключателя Q1 ф.12 в ЗРУ-6кВ на ПС «Аптугай» (рис. 4.4). Локализация места повреждения невозможна, требуется проведение ремонтно-восстановительных работ. На время поиска места повреждения электроснабжение потребителей КТП-1201, КТП-1202, КТП-1203, КТП-1204, КТП-1205, КТП-1206 и КТП-1207 нарушается. Восстановление электроснабжения возможно только после ремонтно-восстановительных работ в месте повреждения.

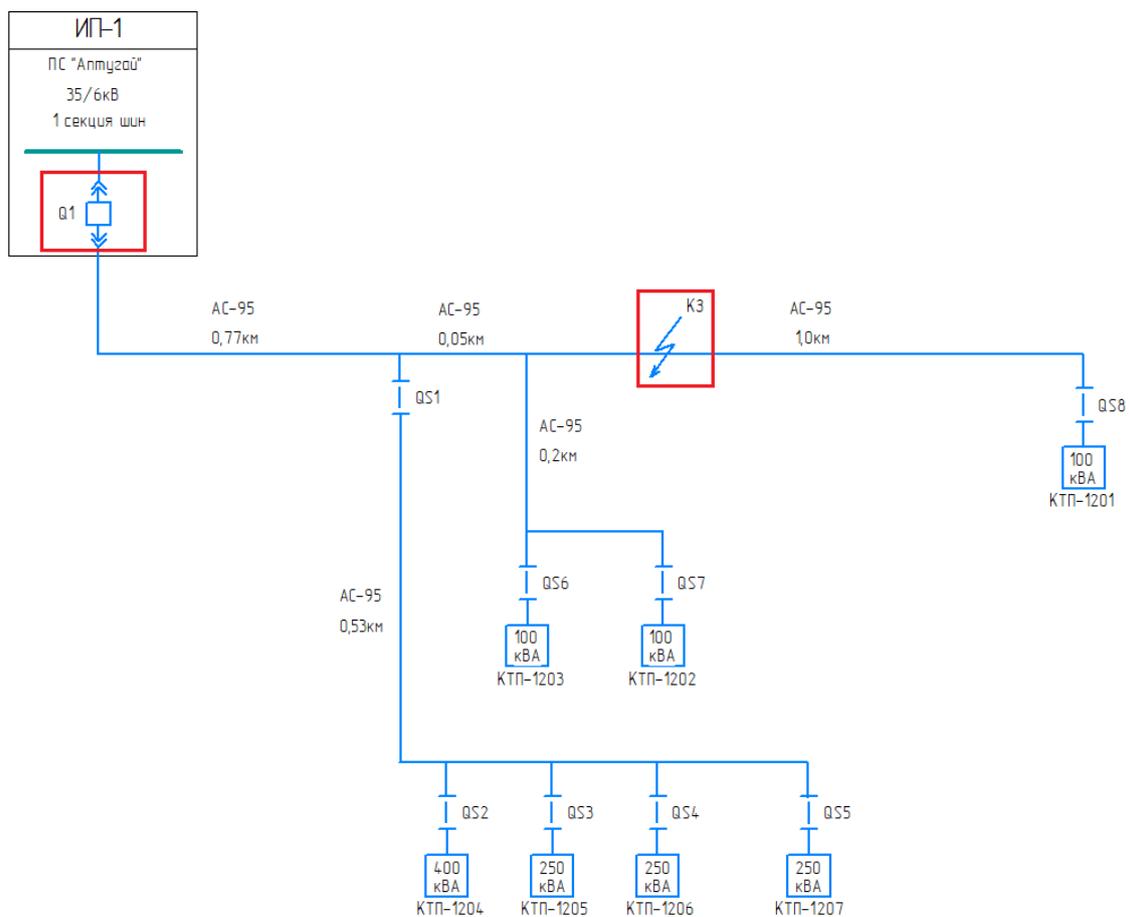


Рис. 4.4. Схема режима при повреждении на магистральном участке ВЛ

Потребители, подключенные к ф.12 ПС «Аптугай», вносят существенный вклад в объем добычи нефти. Поэтому для ф.12 ПС «Аптугай» существуют необходимость и потенциальная возможность повышения надежности электроснабжения потребителей и снижения времени перерыва в электроснабжении путем применения современных интеллектуальных средств управления режимами электрической сети.

4.2. Пример секционирования магистральной воздушной линии с односторонним питанием

В рассматриваемом случае вариантом конструктивного исполнения главных цепей реклоузера будет решение по типу однолинейная схема для решения «пункт секционирования линии с односторонним питанием» (см. рис. 3.7).

С учетом мощности потребителей и их количества целесообразно выполнить установку одного пункта секционирования, который обеспечит автоматическое восстановление электроснабжения наибольшего количества потребителей. Суммарная полная мощность силовых трансформаторов потребителей на отпайке 1 составляет 1150 кВА (более 70 % мощности всего фидера). Потому принимаем место установки пункта секционирования между опорой 16 и опорой 17 магистральной ВЛ-6 кВ (рис. 4.5).

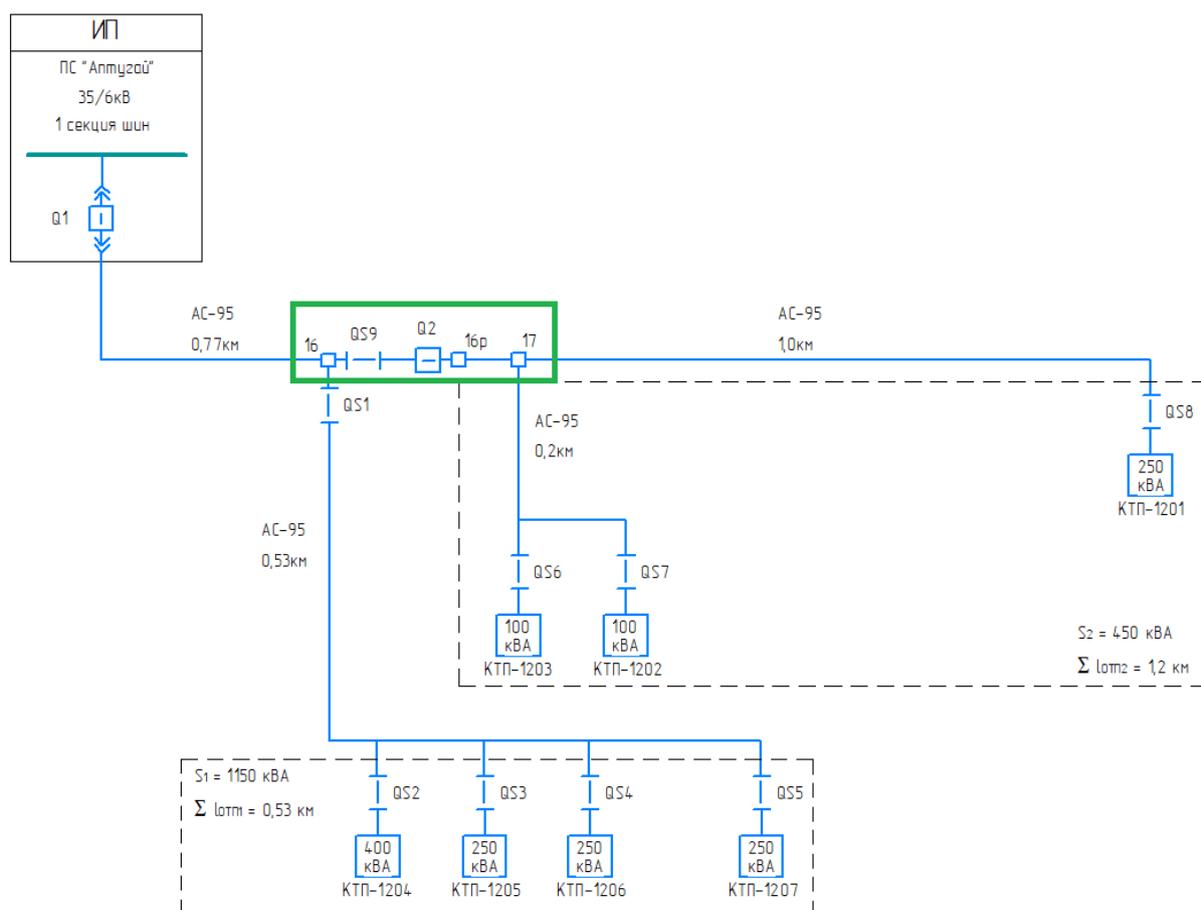


Рис. 4.5. Схема сети при секционировании ВЛ-6кВ

Для дальнейшего анализа схема сети упрощена (рис. 4.6). Потребители сгруппированы в соответствии с местом установки реклоузеров. Сформировано 2 группы потребителей, подключаемых к отпайке 1 (КТП-1204, КТП1205, КТП-1206, КТП-1207) и к отпайке 2 и магистрали (КТП-1201, КТП1202 и КТП-1203).

Пример работы реклоузера в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах приведен на рис. 4.7.

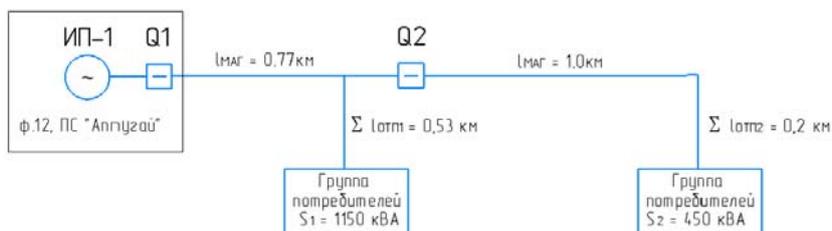


Рис. 4.6. Упрощенная схема сети

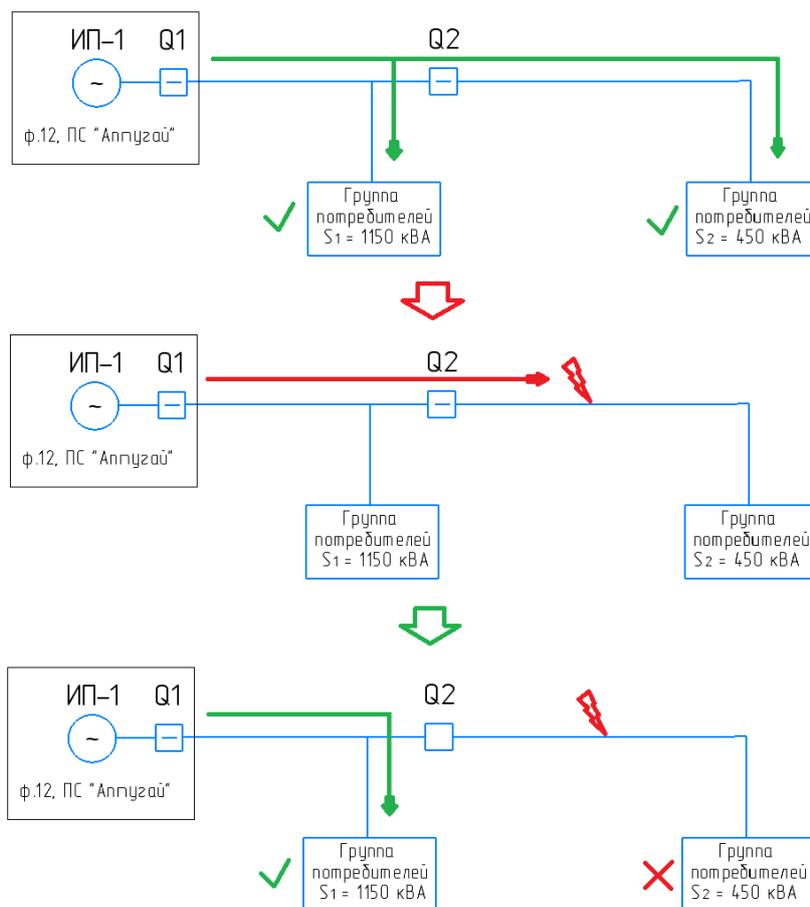


Рис. 4.7. Пример работы реклоузера при КЗ на одной из отпайк группы 2

В нормальном режиме электроснабжение потребителей группы 1 и группы 2 осуществляется по ф.12 от ПС «Аптугай» реклоузер Q2 включен.

При коротком замыкании на одной из отпайек в группе потребителей 2 или магистральном участке со стороны потребителей группы 2 устойчивое повреждение отключается защитой реклоузера Q2. Отключение реклоузера Q2 локализует поврежденный участок электрической сети. Локализация происходит в автоматическом режиме.

Послеаварийный режим в электрической сети характеризуется тем, что сохранено электроснабжение потребителей группы 1. Таким образом, уменьшен объем потребителей, для которых нарушено электроснабжение. Восстановление электроснабжения потребителей группы 2 осуществляется после выполнения ремонтно-восстановительных работ.

Снижение времени отключения потребителей группы 2 при неустойчивых коротких замыканиях осуществляется благодаря применению АПВ реклоузера Q2 с введением ускорения срабатывания максимально токовой защиты.

Данный вариант установки реклоузера позволит облегчить поиск места повреждения. При селективной работе защиты реклоузера, благодаря секционированию магистральной ВЛ длина участка, на котором локализуется повреждение, значительно снижается.

Данный вариант установки реклоузеров позволит снизить общее время простоя технологического нефтедобывающего оборудования потребителей. При селективной работе защиты реклоузера и выключателя ф.12 на ПС «Аптугай» восстановление питания для потребителей, расположенных вне поврежденного участка, происходит значительно быстрее (практически мгновенно), чем при действиях оперативно-выездной бригады и диспетчера.

Снижение общего времени простоя технологического нефтедобывающего оборудования позволит минимизировать ущерб, возникающий от перерывов в электроснабжении при повреждениях на магистральных ВЛ и отпайках.

4.3. Пример расчета показателей надежности

Расчет показателей выполняется с использованием упрощенных схем электрической сети для базового варианта (действующая схема электрической сети) и при секционировании магистральной ВЛ с односторонним питанием.

Вариант 1 – базовый вариант (действующая схема электрической сети)

Первый вариант можно рассматривать в качестве базового варианта, расчет показателей которого выполняется для сравнительного анализа и последующего обоснования реализации предлагаемых мероприятий (рис. 4.8).

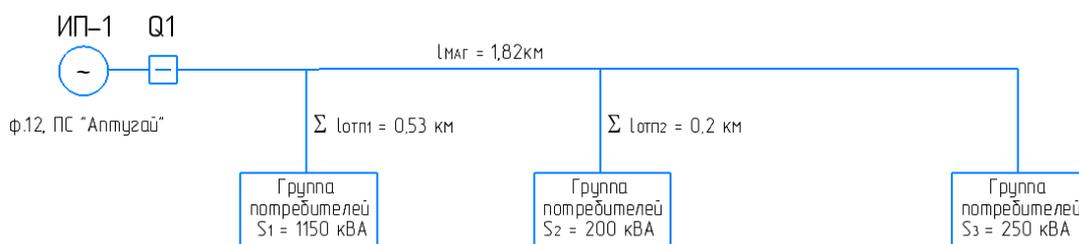


Рис. 4.8. Расчетная схема электрической сети для варианта 1 (базовый)

Суммарный годовой недоотпуск рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{\text{НО1}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot T \cdot (L_{\text{МАГ}} + \Sigma L_{\text{ОТП}}) \cdot \Sigma S_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi \cdot K_3, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.1)$$

где $\omega_0 = 10$ (1/на 100 км в год) удельная частота повреждений ВЛ 10(6) кВ по справочным данным [2]; $T = 6$ ч – среднее время восстановления одного устойчивого повреждения по справочным данным [2]; $L_{\text{МАГ}}$ – длина магистрального участка линии (км); $\Sigma L_{\text{ОТП}}$ – суммарная длина всех отпаек от магистрального участка линии (км); $\Sigma S_{\text{НОМ}}$ – сумма номинальных мощностей силовых трансформаторов всех КТП (кВА); $\cos \varphi = 0,85$ – коэффициент мощности согласно данным [3]; $K_3 = 0,65$ – коэффициент загрузки силового трансформатора потребительских подстанций.

Суммарный годовой недоотпуск для первого (базового варианта)

$$\Delta W_{\text{НО1}} = 0,01 \cdot 10 \cdot 6 \cdot (1,82 + 0,73) \cdot 1600 \cdot 0,85 \cdot 0,65 = 1352,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Количество отключений рассчитывается по формуле

$$\omega_{\Pi} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (L_{\text{МАГ}} + \Sigma L_{\text{ОТП}}), \text{ 1/год.} \quad (4.2)$$

Количество отключений для первого (базового варианта)

$$\omega_{\text{III}} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1,82 + 0,73) = 0,26 \text{ 1/год.}$$

Длительность отключений рассчитывается по формуле

$$T_{\Pi} = \omega_{\Pi} \cdot T, \text{ ч/год.} \quad (4.3)$$

Длительность отключений для первого (базового варианта):

$$T_{\text{III}} = 0,26 \cdot 6 = 1,53 \text{ ч/год.}$$

Вариант 2 – секционирование ВЛ с односторонним питанием

Второй вариант предполагает разделение магистральной ВЛ-6кВ на два участка (рис. 4.9). Показатели надежности рассчитываются отдельно для каждого участка и для всей электрической сети в целом.

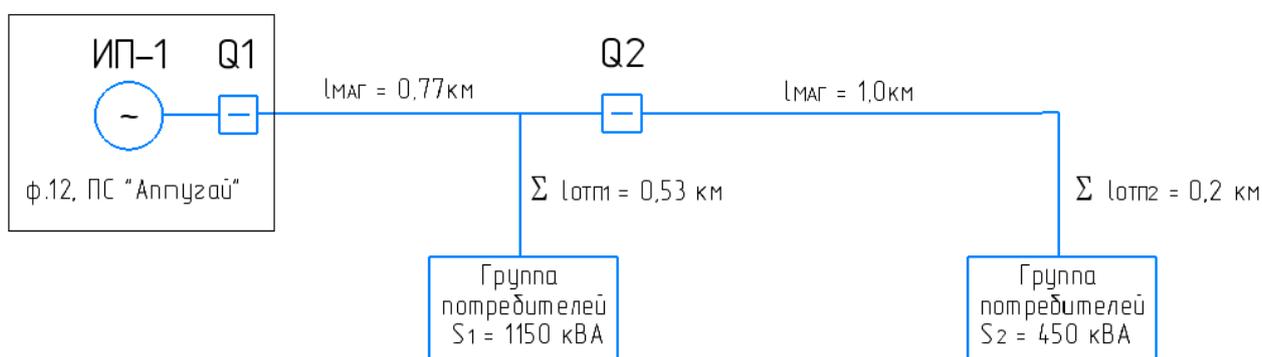


Рис. 4.9. Расчетная схема электрической сети при секционировании магистральной ВЛ с односторонним питанием (вариант 2)

Общее время восстановления электроснабжения колеблется от 3 до 10 и более часов. При этом около 60 % времени тратится на поиск и локализацию поврежденного участка и только 40 % – непосредственно на выполнение ремонтных работ.

Суммарный годовой недоотпуск для каждого участка электрической сети с децентрализованной автоматизацией, рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{\text{НОуч}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_{\text{НУ}}) \cdot T \cdot k_{\text{ВВ}} \cdot (L_{\text{МАГ}} + \Sigma L_{\text{ОТП}}) \cdot \Sigma S_{\text{НОМуч}} \cdot \cos \varphi \cdot K_3, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где $k_{\text{НУ}} = 0,2$ – коэффициент, учитывающий влияние децентрализованной системы секционирования линий на количество аварийных отключений, по данным [1]; $k_{\text{ВВ}} = 0,6$ – коэффициент, учитывающий влияние децентрализованной системы секционирования на общее время восстановления электроснабжения, по данным [1]; $\Sigma S_{\text{НОМуч}}$ – сумма номинальных мощностей силовых трансформаторов КТП участка (кВА).

Суммарный годовой недоотпуск для участка 1:

$$\Delta W_{\text{НОуч1}} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,6) \cdot 6 \cdot 0,2 \cdot (0,77 + 0,53) \cdot 1150 \cdot 0,85 \cdot 0,65 = 406,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Суммарный годовой недоотпуск для участка 2:

$$\Delta W_{\text{НОуч2}} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,6) \cdot 6 \cdot 0,2 \cdot (1,05 + 0,2) \cdot 450 \cdot 0,85 \cdot 0,65 = 89,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Суммарный годовой недоотпуск для второго варианта:

$$\Delta W_{\text{НО2}} = \Delta W_{\text{НОуч1}} + \Delta W_{\text{НОуч2}}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \quad (4.5)$$

$$\Delta W_{\text{НО2}} = 406,4 + 89,5 = 495,9, \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Количество отключений рассчитывается по формуле

$$\omega_{\text{П}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_{\text{НУ}}) \cdot (L_{\text{МАГ}} + \Sigma L_{\text{ОТП}}), \text{ 1/год}. \quad (4.6)$$

Количество отключений для участка 1:

$$\omega_{\text{Пуч1}} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,2) \cdot (0,77 + 0,53) = 0,1 \text{ 1/год}.$$

Количество отключений для участка 2:

$$\omega_{\text{Пуч2}} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,2) \cdot (1,05 + 0,2) = 0,1 \text{ 1/год}.$$

Общее количество отключений для второго варианта:

$$\omega_{\text{П2}} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,2) \cdot (1,82 + 0,73) = 0,2 \text{ 1/год}.$$

Длительность отключений рассчитывается по формуле

$$T_{\text{П}} = \omega_{\text{П}} \cdot T \cdot k_{\text{ВВ}}, \text{ ч/год}. \quad (4.7)$$

Длительность отключений для участка 1:

$$T_{\text{Пуч1}} = 0,1 \cdot 6 \cdot 0,6 = 0,36 \text{ ч/год}.$$

Длительность отключений для участка 2:

$$T_{\text{Пуч2}} = 0,1 \cdot 6 \cdot 0,6 = 0,36 \text{ ч/год.}$$

Общая длительность отключений для второго варианта:

$$T_{\text{П2}} = 0,2 \cdot 6 \cdot 0,6 = 0,72 \text{ ч/год.}$$

4.4. Пример расчета экономических и относительных показателей

Для сравнения полученных результатов расчета показателей надежности необходимо рассчитать экономические и относительные показатели для рассматриваемых вариантов.

Экономический ущерб от перерыва в электроснабжении нефтедобывающих объектов определяется на основе формулы (3.7).

Для первого варианта (базовый):

$$Y_{\text{HO1}} = \Delta W_{\text{HO1}} \cdot Y_{\text{уд}} \cdot 10^6, \text{ млн руб.,}$$

где $Y_{\text{уд}} = 233$ руб/кВт·ч значение удельного экономического ущерба для нефтедобывающей промышленности (руб/кВт·ч) по данным [4], которые приведены в прил. 2.

$$Y_{\text{HO1}} = 1352,5 \cdot 233 \cdot 10^{-6} = 0,315 \text{ млн руб.}$$

Для второго варианта (установка реклоузера):

$$Y_{\text{HO2}} = \Delta W_{\text{HO2}} \cdot Y_{\text{уд}} \cdot 10^6 \text{ млн руб.}$$

$$Y_{\text{HO2}} = 495,9 \cdot 233 \cdot 10^{-6} = 0,115 \text{ млн руб.}$$

Изменение экономического ущерба при реализации второго варианта установки реклоузеров:

$$\Delta Y_{\text{HO}} = \Delta Y_{\text{HO1}} - \Delta Y_{\text{HO2}} \text{ млн руб.} \quad (4.8)$$

$$\Delta Y_{\text{HO}} = 0,315 - 0,115 = 0,2 \text{ млн.руб.}$$

Относительный показатель изменения недоотпуска электрической энергии, определяется по формуле:

$$\Delta W_{\text{отн}} = \frac{\Delta W_{\text{HO1}} - \Delta W_{\text{HO}}}{\Delta W_{\text{HO}}} \cdot 100, \% \quad (4.9)$$

$$\Delta W_{\text{отн}} = \frac{1352,5 - 495,9}{1352,5} \cdot 100 = 63,3 \text{ \%}.$$

Относительный показатель изменения количества отключений, определяется по формуле

$$\omega_{\text{отн}} = \frac{\omega_{\text{П1}} - \omega_{\text{П2}}}{\omega_{\text{П1}}} \cdot 100, \text{ \%}; \quad (4.10)$$

$$\omega_{\text{отн1}} = \frac{0,26 - 0,1}{0,26} \cdot 100 = 61,5, \text{ \%};$$

$$\omega_{\text{отн2}} = \frac{0,26 - 0,2}{0,26} \cdot 100 = 61,5, \text{ \%}.$$

Относительный показатель изменения количества отключений, определяется по формуле

$$T_{\text{отн}} = \frac{T_{\text{П1}} - T_{\text{П2}}}{T_{\text{П1}}} \cdot 100, \text{ \%}; \quad (4.11)$$

$$T_{\text{отн1}} = \frac{1,53 - 0,36}{1,53} \cdot 100 = 76,5 \text{ \%};$$

$$T_{\text{отн2}} = \frac{1,53 - 0,36}{1,53} \cdot 100 = 76,5 \text{ \%}.$$

Результаты, которые были получены при расчете показателей надежности, экономических и относительных показателей для варианта 1 (базовый) и варианта 2 (установка рекзоузера) приведены в табл. 4.1 и 4.2. В табл. 4.1 приведены значения показателей надежности и относительных показателей (изменение показателей), в табл. 4.2 – экономические показатели.

Таблица 4.1. Показатели надежности

Параметр	Вариант 1 (базовый)	Вариант 2		Δ, %
		участок 1	участок 2	
Годовой недоотпуск электрической энергии, кВт·ч	1352,5	406,4	89,5	–
		495,9		63,3
Количество отключений, 1/год	0,26	0,1	0,1	61,5
Длительность отключений, ч/год	1,53	0,36	0,36	76,5

Результаты расчета показателей надежности (табл. 4.1) свидетельствуют, что при реализации секционирования магистральной ВЛ (вариант 2) показатели изменяются в лучшую сторону. Значение годового недоотпуска электрической энергии сокращается на 63,3 % и составляет 495,9 кВт·ч/год при показателе базового варианта 1352,5 кВт·ч/год. Количество отключений сокращается на 61,5 % и составляет 0,1 1/год для каждого участка секционируемой ВЛ при показателе базового варианта 0,26 1/год. Длительность отключений сокращается на 76,5 % и составляет 0,36 ч/год.

Все вышеуказанные изменения подтверждают целесообразность секционирования магистральной ВЛ с односторонним питанием посредством реклоузера. Важную роль в обеспечении полученных результатов играет возможность реализации селективной защиты секционируемой части ВЛ-6кВ посредством реклоузера. При замыкании на участке за реклоузером, электроснабжение значительной по мощности группы потребителей сохраняется, что и определяет значительное уменьшение недоотпуска электрической энергии. Деление ВЛ-6кВ на два участка позволяет снизить вероятность повреждения и уменьшить длительность отключений.

Таблица 4.2. Экономические показатели

Параметр	Вариант 1 (базовый)	Вариант 2
Годовой недоотпуск электрической энергии, кВт·ч	1352,5	495,9
Годовой ущерб, млн руб.	0,315	0,115
Снижение годового ущерба (экономия), млн руб.	–	0,2
Капиталовложения на реализацию, млн руб.	–	2,2
Срок окупаемости, лет	–	11

При известных значениях годового ущерба, капитальных затратах на реализацию мероприятий по секционированию ВЛ и экономии финансовых средств от реализации мероприятий возможно определить примерный срок окупаемости мероприятия.

Примерный срок окупаемости мероприятия можно определить по выражению

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{\text{Э}} = \frac{K}{\Delta Y_{\text{но}}}, \text{ лет}, \quad (4.12)$$

где K – капиталовложения на реализацию альтернативного варианта электро-снабжения, тыс. руб.; Э – годовая экономия финансовых средств от реализации мероприятия, тыс. руб.

По данным табл. 4.2 при реализации секционирования магистральной ВЛ с односторонним питанием экономия от повышения надежности электроснабжения составит 0,2 млн руб/год. При капитальных затратах на реализацию секционирования ВЛ около 2,2 млн руб. срок окупаемости мероприятия составит

$$T_{\text{ок}} = \frac{2,2}{0,2} = 11 \text{ лет.}$$

Срок окупаемости мероприятия по секционированию магистральной ВЛ с односторонним питанием составляет 11 лет. Длительный срок окупаемости объясняется относительно небольшой мощностью присоединенной нагрузки. Однако при заявленном сроке службы реклоузера не менее 25 лет и отсутствии необходимости текущего ремонта полученное значение срока окупаемости не является критичным.

Результаты расчета экономических показателей (см. табл. 4.2) свидетельствуют, что мероприятия по повышению надежности магистральной ВЛ с односторонним питанием путем применения реклоузера в электрической сети нефтедобывающих предприятий, позволяют добиться экономического эффекта даже при относительно небольших значениях нагрузки и длине воздушной линии.

5. Секционирование магистральной ВЛ с двухсторонним питанием

Последовательное секционирование линий с сетевым резервом используется в магистральных линиях с двумя или несколькими смежными источниками

питания. Возможно применение при сетевом резервировании линий 10(6) кВ от разных секций шин одного центра питания. В данном случае дополнительно к реклоузерам на магистрали устанавливается реклоузер в качестве пункта сетевого АВР.

Рассмотрим принцип работы схемы последовательного секционирования линий с сетевым резервом на примере сети с двухсторонним питанием (рис. 5.1).

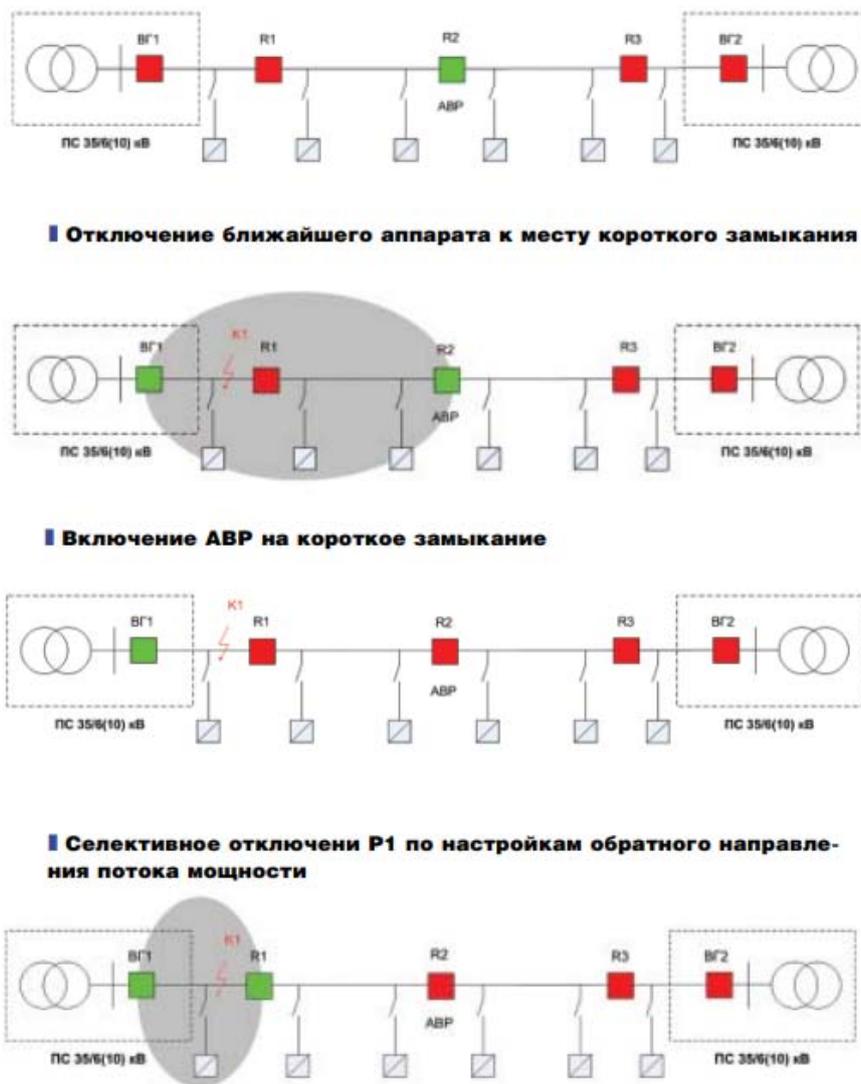


Рис. 5.1. Последовательное секционирование линии с сетевым резервом

При возникновении повреждения на участке линии (точка K1) автоматически отключается ближайший коммутационный аппарат ВГ1.

По факту исчезновения напряжения автоматически включается реклоузер R2, работающий как пункт АВР. Включение происходит на короткое замыкание.

Защиты на реклоузере R1 направлены. При отрицательном направлении потока мощности срабатывает соответствующая ступень защиты, и R1 автоматически селективно отключается раньше, чем отключится реклоузер R2. Тем самым происходит автоматическое выделение поврежденного участка и восстановление питания неповрежденных потребителей на участке линии от R1 до R2.

Эффективность схемы обусловлена возможностью автоматически локализовать повреждение в пределах одного участка и автоматически подать резервное питание не поврежденным потребителям.

Рассматриваемый вариант также позволяет обеспечить оптимальное резервирование потребителей. Посредством АВР возможно обеспечить восстановление питания потребителей целого фидера, при отключении одного из центров питания (рис. 5.2). Это особенно актуально при однотрансформаторных схемах подстанций, т. к. фактически позволяет обеспечить секционирование от смежного источника питания.



Рис. 5.2. Секционирование от смежного источника питания

5.1. Схемы режимов магистральных ВЛ до секционирования

В рассматриваемом сетевом районе электроснабжение потребителей осуществляется от ПС «КНС-28» по двум фидерам. Фидер № 8 подключен к 1-й секции шин ЗРУ-6кВ ПС «КНС-28». Фидер № 10 подключен ко 2-й секции шин ЗРУ-6кВ ПС «КНС-28».

Нормальная схема соединений ф.8 приведена в прил. 3 и предусматривает подключение 11 действующих трансформаторных подстанций 6/0,4кВ. Суммарное значение установленной мощности силовых трансформаторов составляет 1606 кВА.

Нормальная схема соединений ф.10 приведена в прил. 4 и предусматривает подключение 19 действующих трансформаторных подстанций 6/0,4кВ. Суммарное значение установленной мощности силовых трансформаторов составляет 3603 кВА. Для удобства представления схемы нормальных соединений и последующего выбора мест установки реклоузеров схемы (прил. 3 и 4) представлены в виде общей структурной схемы (рис. 5.3).

Возможность организации резервного питания предусматривается посредством:

- разъединителя РО, который установлен на опоре 4 и обеспечивает кольцевание с ф.9 КНС-28 (рис. 5.4);
- разъединителя РО, который установлен на опоре 4 и обеспечивает кольцевание с ф.6 КНС-29 (рис. 5.4);
- разъединителя РК-1, который установлен на опоре 27 ответвления от магистральной ВЛ-6кВ ф.10 (рис. 5.5).

При использовании разъединителей кольцующих линий (рис. 5.4) обеспечивается резервирование электроснабжения потребителей ф.10 со стороны центра питания (ПС КНС-28, 1-я секция шин).

При использовании разъединителя РК-1 (рис. 5.5) обеспечивается резервирование электроснабжения потребителей ф.10 от ф.8 с конца магистральной ВЛ от центра питания ПС КНС-28 2 секция шин. Разъединитель РК-1 позволяет выполнить и обратное резервирование для потребителей ф.8 от ф.10.

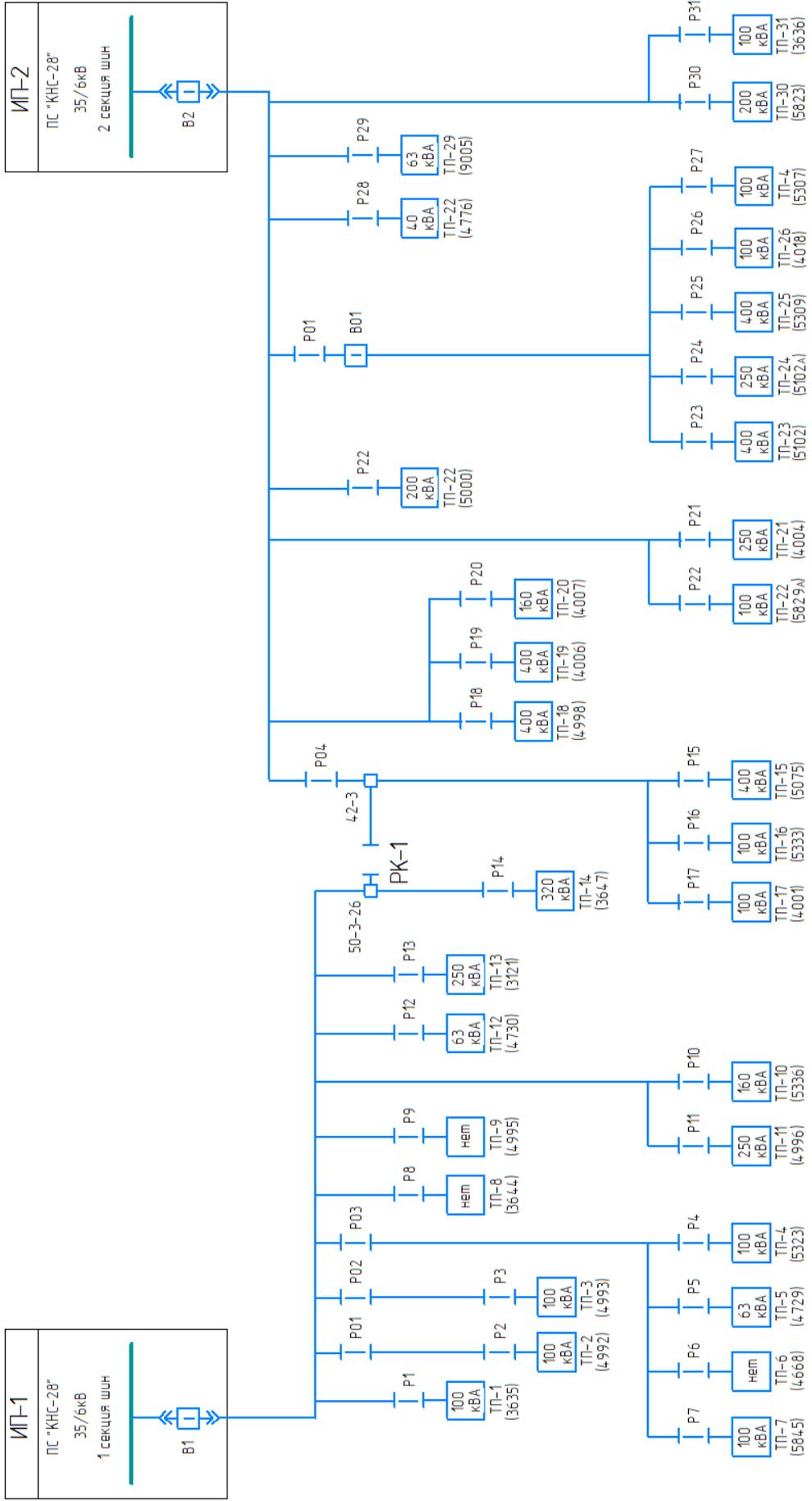


Рис. 5.3. Структурная схема соединений ф.8 и ф.10 КНС-28 в нормальном режиме

Указанные способы резервирования необходимы в случае вывода в ремонт 1-й и 2-й секций шин РУ-6кВ или при выводе в ремонт силовых трансформаторов 35/6кВ на ПС КНС-28. В случае аварийного отключения магистральных линий включение вышеуказанных разъединителей возможно только после локализации повреждения.

Таким образом, резервирование осуществляется в только ручном режиме и выполняется либо планово, либо только после локализации повреждения.

5.2. Пример секционирования

В рассматриваемом случае вариантом конструктивного исполнения главных цепей реклоузера будет решение по типу однолинейная схема для решения «пункт секционирования линии с двухсторонним питанием» (см. рис. 3.8).

С учетом особенностей схемы электрической сети целесообразно рассмотреть следующие варианты применения реклоузера:

- секционирование ВЛ от смежного источника питания;
- секционирование магистральной ВЛ с АВР от смежного источника питания.

Вариант 1 – секционирование от смежного источника питания

Данный вариант предусматривает установку реклоузера в месте установки разъединителя РК-1 (отпайка от ф.10, на опоре 26). Схема установки приведена на рис. 5.6.

Этот вариант позволит упростить процесс перевода нагрузки при необходимости вывода в ремонт оборудования на ПС КНС-28. Перевод нагрузки может быть выполнен диспетчером через SCADA-систему.

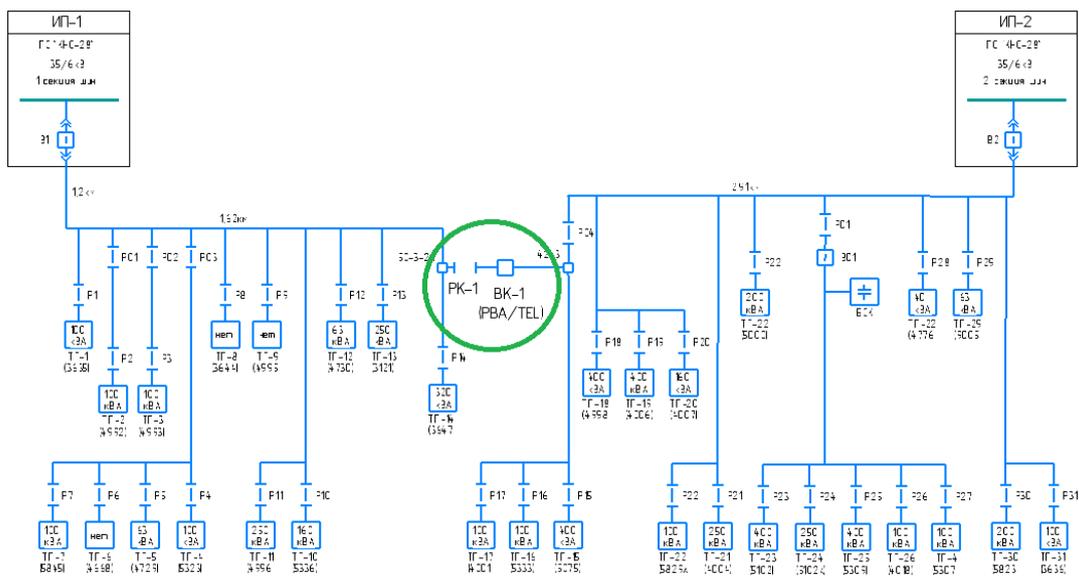


Рис. 5.6. Схема сети при секционировании от смежного источника питания

Данный вариант позволит снизить только время выполнения работ по переводу нагрузки на резервный источник в случае вывода в ремонт 1-й и 2-й секций шин РУ-6кВ или при выводе в ремонт силовых трансформаторов 35/6кВ на ПС КНС-28.

Экономическая целесообразность установки реклоузера в данном случае будет определяться рисками повреждения ВЛ-6кВ во время проведения ремонтных работ на ПС КНС-28. Будет обеспечена селективная защита секционируемой магистральной ВЛ-6кВ (ф.8 или ф.10).

Вариант 2 – секционирование магистральной ВЛ с АВР

Данный вариант предусматривает установку трех реклоузеров. Реклоузер ВС-1 устанавливается на магистральной линии ф.10 для секционирования линии. Реклоузер ВС-2 устанавливается на магистральной линии ф.8 для секционирования линии. Реклоузер В-АВР устанавливается в месте установки разъединителя РК-1 (отпайка от ф.10, на опоре 26) для выполнения функции АВР при селективных отключениях участков магистральных линий ф.10 и ф.8 реклоузерами ВС-1 и ВС-2 соответственно. Схема установки реклоузеров приведена на рис. 5.7.

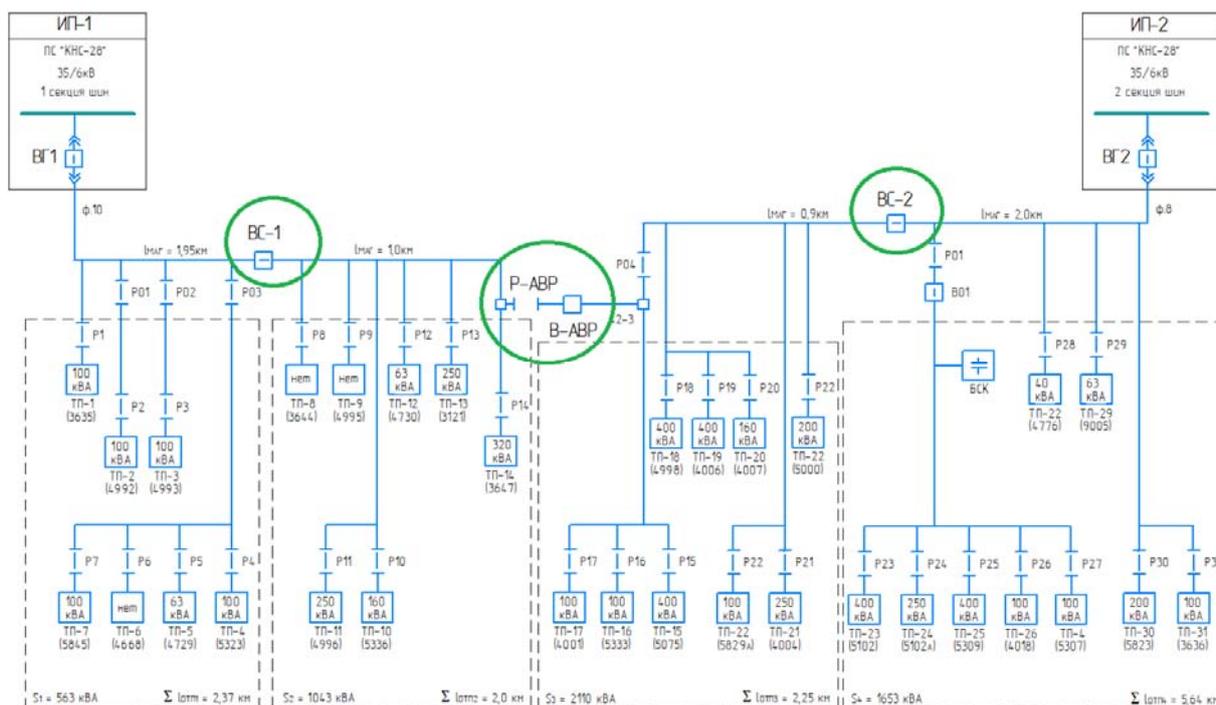


Рис. 5.7. Схема сети при секционировании магистральных ВЛ с АВР

Потребители сгруппированы в соответствии с местами установки реклоузеров. Всего сформировано 4 группы потребителей, подключаемых как индивидуальными отпайками, так и групповыми.

Для более наглядного представления далее рассматривается упрощенная схема сети (рис. 5.8) и приведен пример работы реклоузеров для предлагаемого варианта установки, при коротком замыкании на одной из отпай.

В нормальном режиме электроснабжение потребителей группы 1 и группы 2 осуществляется по $\phi.10$ КНС-28, реклоузер В-АВР отключен.

При коротком замыкании на одной из отпайек в первой группе потребителей устойчивое повреждение отключается защитой головного выключателя ВГ-1 на ПС КНС-28.

Затем реклоузер В-АВР включается на короткое замыкание. При повторном коротком замыкании на секционирующем реклоузере ВС-1 срабатывает направленная защита (при отрицательном направлении потока мощности). Отключение реклоузера ВС-1 локализует поврежденный участок электрической сети. Локализация происходит в автоматическом режиме.

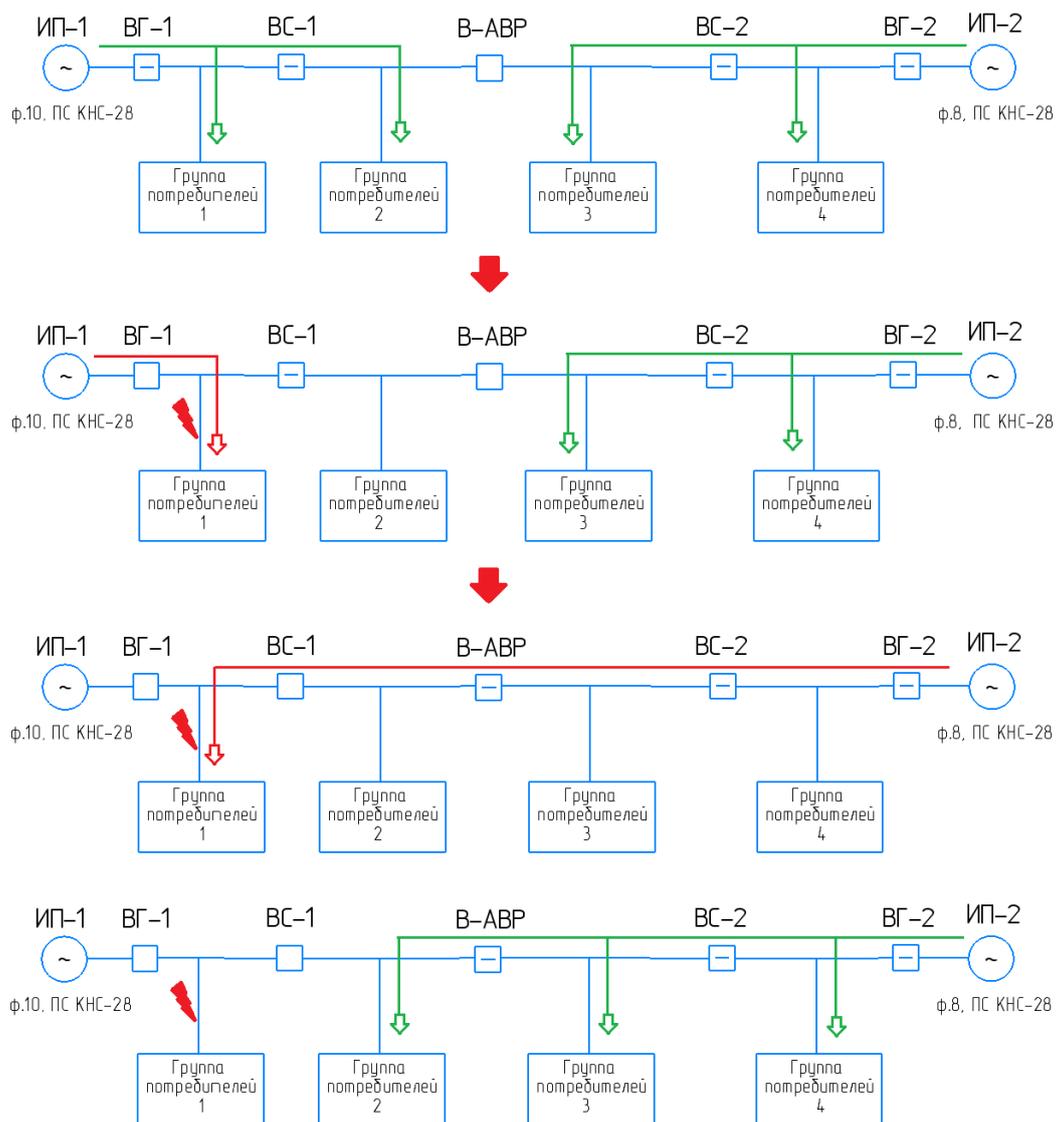


Рис. 5.8. Пример работы реклоузеров при КЗ на одной из отпаяк группы 1

Послеаварийный режим характеризуется тем, что обеспечено электроснабжение потребителей группы 2 от φ.8 ПС КНС-28. Таким образом, уменьшен объем потребителей, для которых нарушено электроснабжение.

Аналогичный процесс происходит при коротком замыкании на одной из отпаяк к потребителям группы 2 (рис. 5.9). В данном случае происходит селективное отключение секционирующего реклоузера BC-1, включение на короткое замыкание реклоузера V-ABP и последующее отключение реклоузера V-ABP. Электроснабжение потребителей группы 1 сохранено от ИП-1 (φ.10 КНС-28), электроснабжение потребителей группы 3 и группы 4 сохранено от ИП-1 (φ.10 КНС-28).

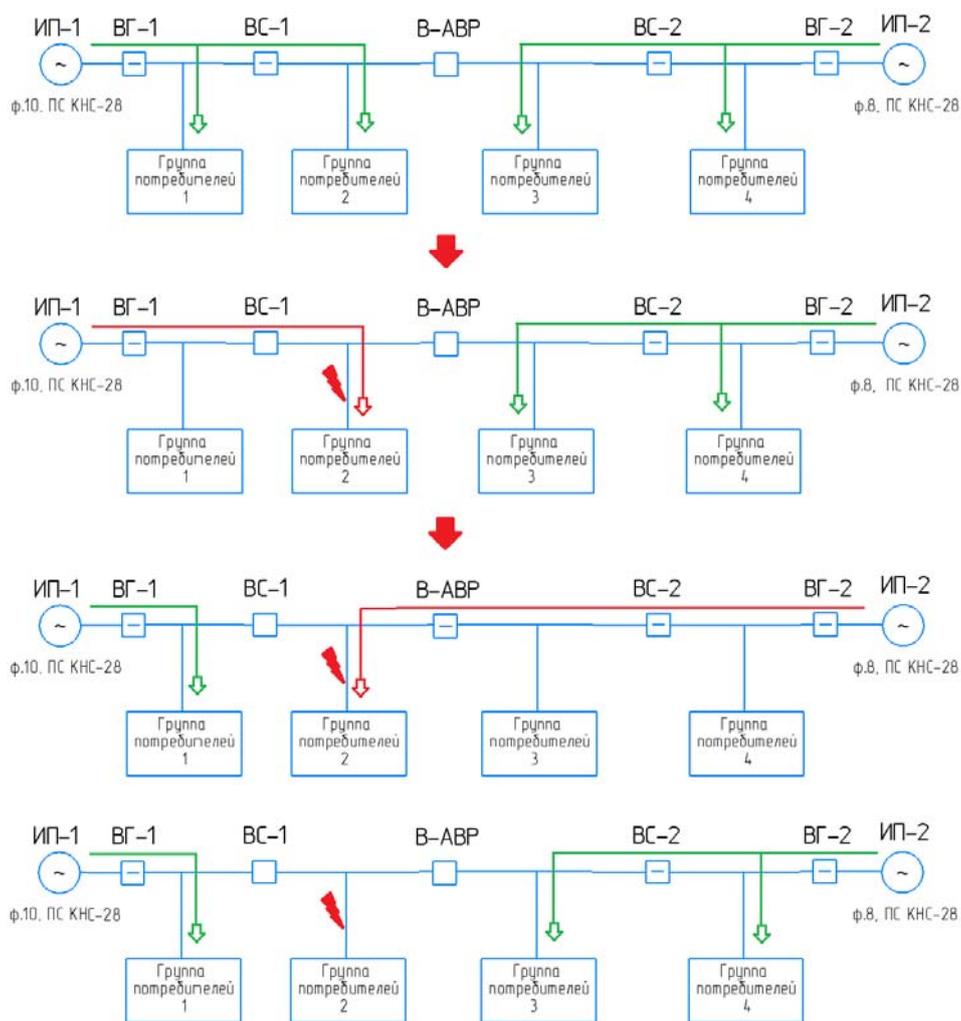


Рис. 5.9. Пример работы реклоузеров при КЗ на одной из отпайках группы 2

Процессы восстановления электроснабжения при коротких замыканиях на участках магистральных линий ф.10 и ф.8, или отпайках фидера 8 в целом аналогичны тем, которые описаны выше.

Данный вариант установки реклоузеров позволит облегчить поиск места повреждения. При селективной работе защит реклоузеров, благодаря секционированию магистральных ВЛ длина участков, на которых присутствует повреждение значительно снижается.

Данный вариант установки реклоузеров позволит снизить общее время простоя технологического нефтедобывающего оборудования потребителей. При селективной работе защит реклоузеров восстановление питания для потребителей, расположенных вне поврежденного участка, происходит значительно быстрее, чем при действиях оперативно-выездной бригады и диспетчера.

Снижение общего времени простоя технологического нефтедобывающего оборудования позволит минимизировать ущерб, возникающий от перерывов в электроснабжении при повреждениях на магистральных ВЛ и отпайках.

5.3. Пример расчета показателей надежности

Расчет показателей выполняется с использованием упрощенных схем электрической сети при секционировании от смежного источника (рис. 5.10) и при секционировании магистральных ВЛ с АВР (рис. 5.11).

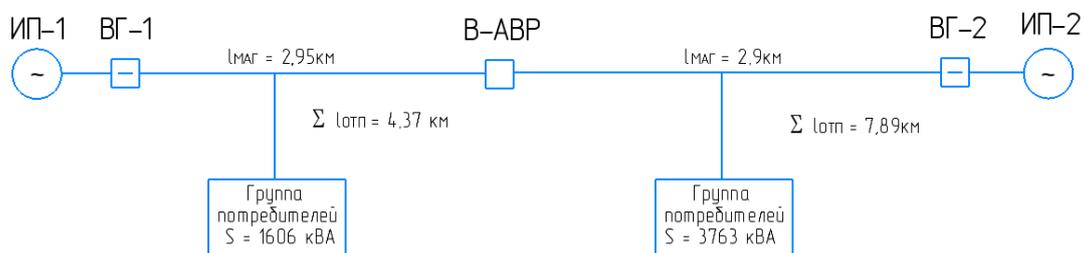


Рис. 5.10. Расчетная схема для варианта 1

Вариант 1 – секционирование от смежного источника питания

Первый вариант можно рассматривать в качестве базового варианта, поскольку улучшение технико-экономических показателей достигается только за снижения времени выполнения работ по переводу нагрузки на резервный источник в случае вывода в ремонт 1-й и 2-й секций шин РУ-6кВ или при выводе в ремонт силовых трансформаторов 35/6кВ на ПС КНС-28.

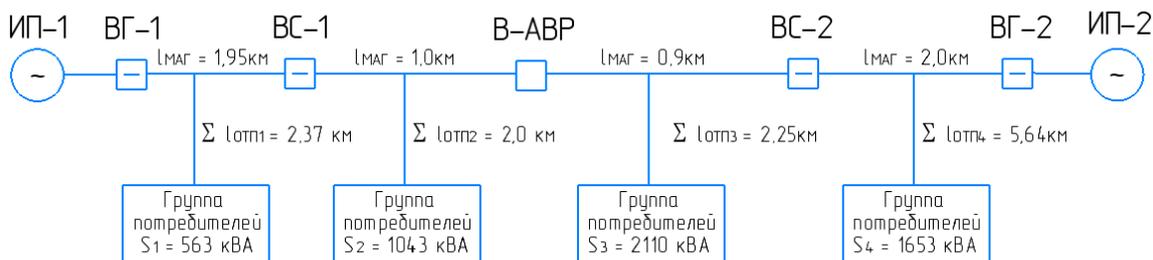


Рис. 5.12. Расчетная схема для варианта 2

Суммарный годовой недоотпуск для каждого фидера рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{\text{НОФ}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot T \cdot (L_{\text{МАГ}} + \Sigma L_{\text{ОТП}}) \cdot \Sigma S_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi \cdot K_3, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (5.1)$$

где $\omega_0 = 10$ (1/на 100 км в год) удельная частота повреждений ВЛ 10(6) кВ по справочным данным [2]; $T = 6$ (ч) среднее время восстановления одного устойчивого повреждения по справочным данным [2]; $L_{\text{МАГ}}$ – длина магистрального участка линии (км); $\Sigma L_{\text{ОТП}}$ – суммарная длина всех отпаяк от магистрального участка линии (км); $\Sigma S_{\text{НОМ}}$ – сумма номинальных мощностей силовых трансформаторов всех КТП (кВА); $\cos \varphi = 0,8$ – коэффициент мощности согласно данным [3]; $K_3 = 0,65$ коэффициент загрузки силового трансформатора потребительских подстанций.

Суммарный годовой недоотпуск для фидера 10:

$$\Delta W_{\text{НОФ}10} = 0,01 \cdot 10 \cdot 6 \cdot (2,95 + 4,37) \cdot 1606 \cdot 0,8 \cdot 0,65 = 3667,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Суммарный годовой недоотпуск для фидера 8:

$$\Delta W_{\text{НОФ}8} = 0,01 \cdot 10 \cdot 6 \cdot (2,9 + 7,89) \cdot 3763 \cdot 0,8 \cdot 0,65 = 12668,1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарный годовой недоотпуск для рассматриваемой электрической сети рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{\text{НО1}} = \Delta W_{\text{НОФ}10} + \Delta W_{\text{НОФ}8}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \quad (5.2)$$

$$\Delta W_{\text{НО1}} = 3667,8 + 12668,1 = 16335,9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Количество отключений рассчитывается по формуле

$$\omega_{\text{П}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (L_{\text{МАГ}} + \Sigma L_{\text{ОТП}}), \text{ 1/год}. \quad (5.3)$$

Количество отключений для ф.10:

$$\omega_{\text{Пф}10} = 0,01 \cdot 10 \cdot (2,95 + 4,37) = 0,732 \text{ 1/год}.$$

Количество отключений для ф.8:

$$\omega_{\text{Пф}8} = 0,01 \cdot 10 \cdot (2,9 + 7,89) = 1,08 \text{ 1/год}.$$

Общее количество отключений для электрической сети:

$$\omega_{\text{П1}} = 0,01 \cdot 10 \cdot (2,95 + 4,37 + 2,9 + 7,89) = 1,8 \text{ 1/год}.$$

Длительность отключений рассчитывается по формуле (4.3):

$$T_{\Pi} = \omega_{\Pi} \cdot T, \text{ ч/год.}$$

Длительность отключений для фидера 10:

$$T_{\Pi\text{ф}10} = 0,732 \cdot 6 = 4,4 \text{ ч/год.}$$

Длительность отключений для фидера 8:

$$T_{\Pi\text{ф}8} = 1,08 \cdot 6 = 6,48 \text{ ч/год.}$$

Общая длительность отключений для электрической сети:

$$T_{\Pi} = 1,8 \cdot 6 = 10,9 \text{ ч/год.}$$

Вариант 2 – секционирование магистральной ВЛ с АВР

Второй вариант предполагает разделение каждого из фидеров на два участка (рис. 5.12). Показатели надежности рассчитываются отдельно для каждого участка и для всей электрической сети в целом.

Общее время восстановления электроснабжения колеблется от 3 до 10 и более часов. При этом около 60 % времени тратится на поиск и локализацию поврежденного участка и только 40 % – непосредственно на выполнение ремонтных работ.

Суммарный годовой недоотпуск для каждого участка электрической сети с децентрализованной автоматизацией, рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{\text{НОУч}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_{\text{НУ}}) \cdot T \cdot k_{\text{ВВ}} \cdot (L_{\text{МАГ}} + \sum L_{\text{ОП}}) \cdot \sum S_{\text{НОМУч}} \cdot \cos \varphi \cdot K_3, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (5.4)$$

где $k_{\text{НУ}} = 0,2$ – коэффициент, учитывающий влияние децентрализованной системы секционирования линий на количество аварийных отключений, по данным [1]; $k_{\text{ВВ}} = 0,6$ – коэффициент, учитывающий влияние децентрализованной системы секционирования на общее время восстановления электроснабжения, по данным [1]; $\sum S_{\text{НОМУч}}$ – сумма номинальных мощностей силовых трансформаторов КТП участка (кВА).

Суммарный годовой недоотпуск для участка 1:

$$\Delta W_{\text{НОУч}1} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,2) \cdot 6 \cdot 0,6 \cdot (1,95 + 2,37) \cdot 563 \cdot 0,8 \cdot 0,65 = 364,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Суммарный годовой недоотпуск для участка 2:

$$\Delta W_{\text{НОуч2}} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,2) \cdot 6 \cdot 0,6 \cdot (1 + 2) \cdot 1043 \cdot 0,8 \cdot 0,65 = 468,6 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Суммарный годовой недоотпуск для участка 3:

$$\Delta W_{\text{НОуч3}} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,2) \cdot 6 \cdot 0,6 \cdot (0,9 + 2,25) \cdot 2110 \cdot 0,8 \cdot 0,65 = 995,4 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Суммарный годовой недоотпуск для участка 4:

$$\Delta W_{\text{НОуч4}} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,2) \cdot 6 \cdot 0,6 \cdot (2 + 5,64) \cdot 1653 \cdot 0,8 \cdot 0,65 = 1891,3 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Суммарный годовой недоотпуск для рассматриваемой электрической сети рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{\text{НО2}} = \Delta W_{\text{НОуч1}} + \Delta W_{\text{НОуч2}} + \Delta W_{\text{НОуч3}} + \Delta W_{\text{НОуч4}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \quad (5.5)$$

$$\Delta W_{\text{НО2}} = 364,2 + 468,6 + 995,4 + 1891,2 = 3719,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Количество отключений рассчитывается по формуле

$$\omega_{\text{П}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_{\text{НУ}}) \cdot (L_{\text{МАГ}} + \Sigma L_{\text{ОТП}}), \text{ 1/год.} \quad (5.6)$$

Количество отключений для участка 1:

$$\omega_{\text{Пуч1}} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,2) \cdot (1,95 + 2,37) = 0,35 \text{ 1/год.}$$

Количество отключений для участка 2:

$$\omega_{\text{Пуч2}} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,2) \cdot (1,0 + 2,0) = 0,25 \text{ 1/год.}$$

Количество отключений для участка 3:

$$\omega_{\text{Пуч3}} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,2) \cdot (0,9 + 2,25) = 0,25 \text{ 1/год.}$$

Количество отключений для участка 4:

$$\omega_{\text{Пуч4}} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,2) \cdot (2,0 + 5,64) = 0,65 \text{ 1/год.}$$

Общее количество отключений для электрической сети:

$$\omega_{\text{П2}} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,2) \cdot (5,85 + 12,26) = 1,5 \text{ 1/год.}$$

Длительность отключений рассчитывается по формуле (4.6):

$$T_{\text{П}} = \omega_{\text{П}} \cdot T \cdot k_{\text{ВВ}}, \text{ ч/год.}$$

Длительность отключений для участка 1:

$$T_{\text{Пуч1}} = 0,35 \cdot 6 \cdot 0,6 = 1,26 \text{ ч/год.}$$

Длительность отключений для участка 2:

$$T_{\text{Пуч}2} = 0,25 \cdot 6 \cdot 0,6 = 0,9 \text{ ч/год.}$$

Длительность отключений для участка 3:

$$T_{\text{Пуч}3} = 0,25 \cdot 6 \cdot 0,6 = 0,9 \text{ ч/год.}$$

Длительность отключений для участка 4:

$$T_{\text{Пуч}4} = 0,65 \cdot 6 \cdot 0,6 = 2,34 \text{ ч/год.}$$

Общая длительность отключений для электрической сети:

$$T_{\text{П2}} = 1,5 \cdot 6 \cdot 0,6 = 5,2 \text{ ч/год.}$$

5.4. Пример расчета экономических и относительных показателей

Для сравнения полученных результатов расчета показателей надежности необходимо рассчитать экономические и относительные показатели для рассматриваемых вариантов.

Экономический ущерб от перерыва в электроснабжении нефтедобывающих объектов определяется на основе формулы (4.7).

Для первого варианта установки реклоузера (базовый вариант)

$$Y_{\text{HO1}} = \Delta W_{\text{HO1}} \cdot Y_{\text{уд}} \cdot 10^6, \text{ млн руб.,}$$

где $Y_{\text{уд}} = 233$ руб/кВт·ч значение удельного экономического ущерба для нефтедобывающей отрасли (руб/кВт·ч) по данным [4] (прил. 2).

$$Y_{\text{HO1}} = 16335,9 \cdot 233 \cdot 10^{-6} = 3,81 \text{ млн руб.}$$

Для второго варианта установки реклоузера:

$$Y_{\text{HO2}} = \Delta W_{\text{HO2}} \cdot Y_{\text{уд}} \cdot 10^6, \text{ млн руб.}$$

$$Y_{\text{HO2}} = 3719,5 \cdot 233 \cdot 10^{-6} = 0,87 \text{ млн руб.}$$

Изменение экономического ущерба при реализации второго варианта установки реклоузеров:

$$\Delta Y_{\text{HO}} = \Delta Y_{\text{HO1}} - \Delta Y_{\text{HO2}}, \text{ млн руб.} \quad (5.7)$$

$$\Delta Y_{\text{HO}} = 3,81 - 0,87 = 2,94 \text{ млн руб.}$$

Относительный показатель изменения недоотпуска электрической энергии, определяется по формуле

$$\Delta W_{\text{отн}} = \frac{\Delta W_{\text{HO1}} - \Delta W_{\text{HO2}}}{\Delta W_{\text{HO1}}} \cdot 100, \%; \quad (5.8)$$

$$\Delta W_{\text{отн}} = \frac{16335,9 - 3719,5}{16335,9} \cdot 100 = 77,2 \%$$

Относительный показатель изменения количества отключений, определяется по формуле

$$\omega_{\text{отн}} = \frac{\omega_{\text{П1}} - \omega_{\text{П2}}}{\omega_{\text{П1}}} \cdot 100, \%; \quad (5.9)$$

$$\omega_{\text{отн}} = \frac{1,8 - 1,5}{1,5} \cdot 100 = 20 \%$$

Относительный показатель изменения длительности отключений определяется по формуле

$$T_{\text{отн}} = \frac{T_{\text{П1}} - T_{\text{П2}}}{T_{\text{П1}}} \cdot 100, (\%); \quad (5.10)$$

$$T_{\text{отн}} = \frac{10,9 - 5,2}{5,2} \cdot 100 = 52 \%$$

Результаты, которые были получены при расчете показателей надежности экономических и относительных показателей для рассматриваемых вариантов установки реклоузеров (вариант 1 – базовый и вариант 2) приведены в табл. 5.1 и 5.2. Значения показателей надежности и относительных показателей приведены в табл. 5.1.

Анализируя результаты расчета показателей надежности (табл. 5.1), необходимо отметить существенное улучшение всех показателей при реализации секционирования магистральных ВЛ с АВР (вариант 2). Значение годового недоотпуска электрической энергии сокращается на 77,2 % и составляет 3719,5 кВт·ч/год при показателе базового варианта 16335,9 кВт·ч/год. Количество отключений сокращается на 20 % и составляет 1,5 (1/год) при показателе базового

варианта 1,8 (1/год). Длительность отключений сокращается на 52 % и составляет 5,2 (ч/год).

Таблица 5.1. Показатели надежности и относительные показатели

Параметр	Вариант 1 (базовый)		Вариант 2				Δ, %
	ф.10	ф.8	уч.1	уч.2	уч.3	уч.4	
Годовой недоотпуск электрической энергии, кВт·ч	3368	12668	364,2	468,6	995,4	1891,3	–
	16335,9		3719,5				77,2
Количество отключений, 1/год	0,7	1,1	0,35	0,25	0,25	0,65	–
	1,8		1,5				20
Длительность отключений, ч/год	6,5	4,4	1,26	0,9	0,9	2,34	–
	10,9		5,2				52

Таблица 5.2. Экономические показатели

Параметр	Вариант 1 (базовый)	Вариант 2
Годовой недоотпуск электрической энергии, кВт·ч	16335,9	3719,5
Годовой ущерб, млн руб.	3,7	0,9
Снижение годового ущерба (экономия), млн руб.	–	2,94
Капиталовложения на реализацию, млн руб.	2,5	7,5
Срок окупаемости, лет	–	3 (не более)

Все вышеуказанные изменения, подтверждают целесообразность секционирования магистральных ВЛ (ф.10 и ф.8 ПС КНС-28) и выполнение АВР посредством реклоузеров. Важную роль в обеспечении полученных результатов играет децентрализованная автоматизация локализации поврежденных участков и восстановления электроснабжения потребителей.

При известных значениях годового ущерба, капитальных затратах на реализацию мероприятий по секционированию ВЛ и экономии финансовых средств от реализации мероприятий возможно определить срок окупаемости мероприятия.

Примерный срок окупаемости мероприятия, можно определить по выражению

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{\text{Э}} = \frac{K}{\Delta Y_{\text{но}}}, \text{ лет}, \quad (5.11)$$

где K – капиталовложения на реализацию альтернативного варианта электро-снабжения, тыс. руб.; Э – годовая экономия финансовых средств от реализации мероприятия, тыс. руб.

По данным табл. 5.2 при реализации варианта 1 изменения схемы внешнего электроснабжения экономия от повышения надежности электроснабжения составит 2,94 млн руб/год. При капитальных затратах на реализацию секционирования ВЛ около 7,5 млн руб. срок окупаемости мероприятия составит:

$$T_{\text{ок}} = \frac{7,5}{2,94} = 2,55 \text{ лет.}$$

Срок мероприятия по секционированию магистральных ВЛ с АВР путем установки трех реклоузеров составляет не более 3 лет.

Анализируя результаты расчета экономических показателей (табл. 5.2), необходимо отметить, что мероприятия по повышению надежности ВЛ путем применения децентрализованного автоматического секционирования и резервирования позволяют значительно снизить величину экономического ущерба при простое технологического оборудования. Для нефтедобывающих предприятий значение годовой экономии финансовых средств обеспечивает низкие значения сроков окупаемости мероприятий.

6. Секционирование магистральной ВЛ с применением предохранителей

Данный способ используется при наличии в сети протяженных отпайк совместно с алгоритмом секционирования линий с односторонним питанием или сетевым резервом. При такой схеме секционирования дополнительно к реклоузерам на магистрали на протяженные отпайки, повреждаемость которых дос-

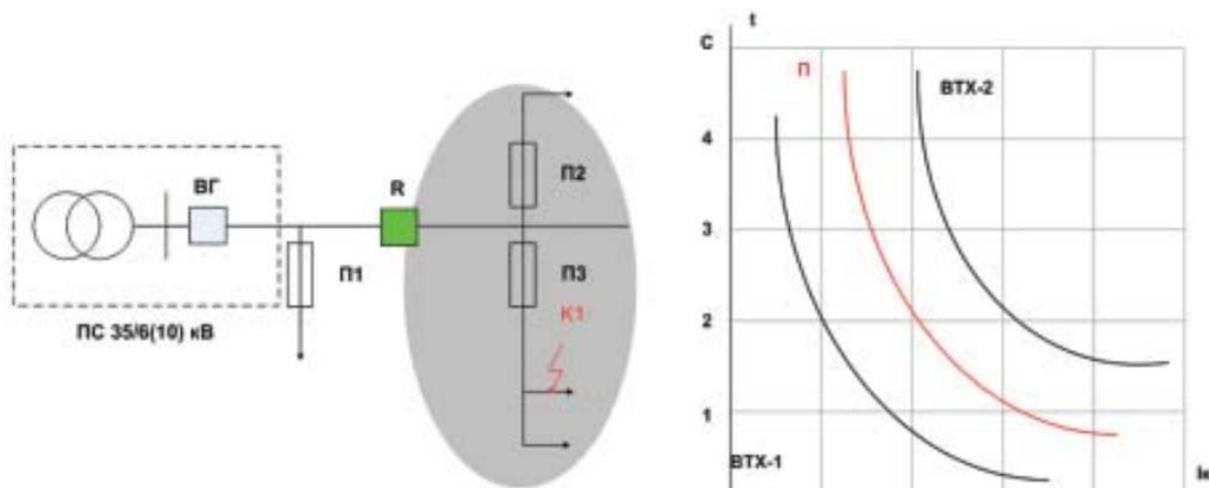
таточно высока, устанавливаются плавкие предохранители. Назначение установки предохранителя на отпайке – исключение влияния повреждений на ответвлениях на общую надежность потребителей сети. Использование предохранителей для защиты отпаяек дешевле нежели пунктов секционирования, поэтому данный вариант нашел широкое применение в различных странах мира.

Особенность алгоритма секционирования линий с плавкими предохранителями на отпайках заключается в том, что при первом появлении повреждения необходимо определить его характер – устойчивое или неустойчивое. Для этого реклоузер на магистрали должен отключиться раньше, чем успеет перегореть плавкая вставка предохранителя. Если повторное включение реклоузера (АПВ) будет неуспешным, а соответственно повреждение устойчивое, реклоузер должен подождать пока перегорит плавкая вставка предохранителя и тем самым локализует повреждение на отпайке.

Другими словами необходимо обеспечить «спасение» предохранителя при неустойчивых КЗ и его гарантированное «сжигание» в случае, если КЗ устойчивое. Такой алгоритм работы реклоузеров в международной практике получил название *fuse-saving* – спасение предохранителя.

Реализация алгоритма стала возможна благодаря возможностям реклоузера работать с разными времятоковыми характеристиками в циклах АПВ. Рассмотрим принцип секционирования сети с использованием плавких предохранителей на примере радиальной линии с односторонним питанием (рис. 6.1).

Произошло короткое замыкание за реклоузером R в точке K1 (рис. 6.2). В первый момент времени настройки реклоузера находятся на характеристике первого отключения (до первого цикла АПВ). При этом характеристика первого отключения предполагает одновременную работу двух ступеней токовой защиты (ВТХ-1, ВТХ-2). Времятоковая характеристика первой ступени (ВТХ-1) лежит ниже времятоковой характеристики предохранителя, а времятоковая характеристика второй ступени (ВТХ-2) – выше. Поскольку ВТХ первой ступени токовой защиты лежит ниже ВТХ предохранителя, происходит селективное отключение реклоузера R.



П – ВТХ предохранителя;
 ВТХ-1, ВТХ-2 – времятоковые характеристики первой и второй ступени токовых защит реклоузера

Рис. 6.1. Исходная схема линии при секционировании с использованием плавких предохранителей

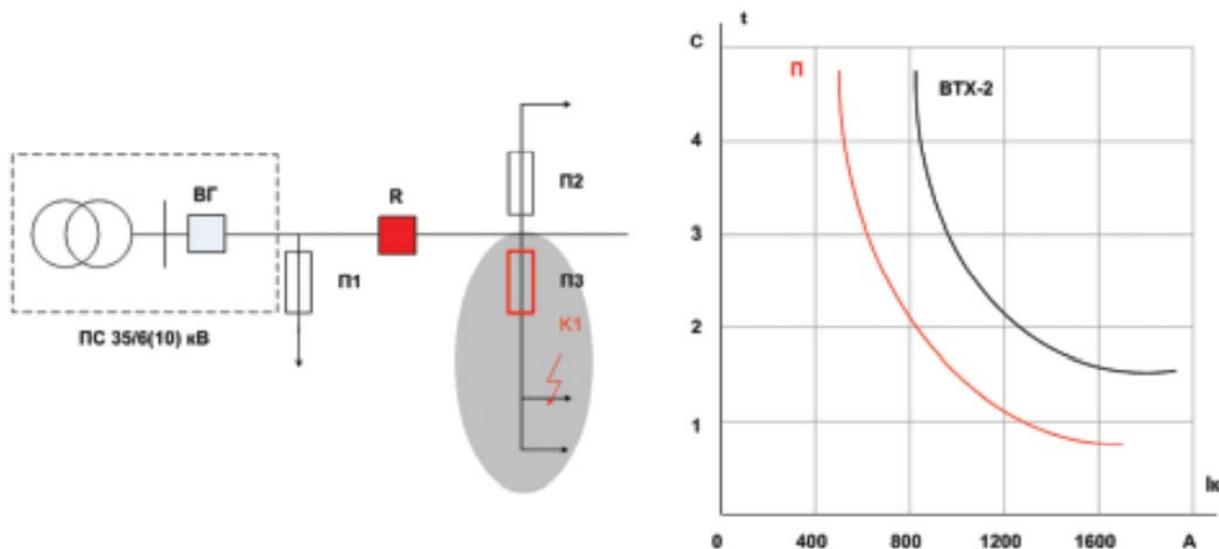


Рис. 6.2. Схема линии при секционировании с использованием плавких предохранителей при перегорании предохранителя

По факту отключения реклоузер R автоматически переходит на характеристику второго отключения, на которой ВТХ-1 первой ступени выводится. Реклоузер производит первое повторное включение (АПВ). Если короткое замыкание было неустойчивое, реклоузер останется во включенном состоянии, и нормальное питание потребителей восстановится. В противном случае реклоузер будет ждать, пока перегорит плавкая вставка предохранителя, т. к. на вто-

ром отключения реклоузер работает по ВТХ только второй ступени (ВТХ-2). Сгорание плавкой вставки предохранителя приводит к автоматическому селективному отключению поврежденного ответвления. Потребители всех остальных участков фидера сохранили свое питание.

6.1. Схемы режимов магистральной ВЛ до секционирования

Нормальная схема соединений ф.1 ПС «Кармаскалы» приведена в прило. 1 и предусматривает подключение 19 действующих комплектных трансформаторных подстанций 10/0,4кВ (КТП 10/0,4кВ) в магистральной воздушной линии 10 кВ. Мощность силовых трансформаторов КТП варьируется в пределах 100–250 кВА. Суммарное значение установленной мощности силовых трансформаторов составляет 2426 кВА. Поопорная схема воздушной линии приведена в прил. 5.

Для удобства представления схемы нормальных соединений и последующего выбора мест установки реклоузеров схема ВЛ-10кВ (прил. 4) представлена в виде общей структурной схемы (рис. 6.3).

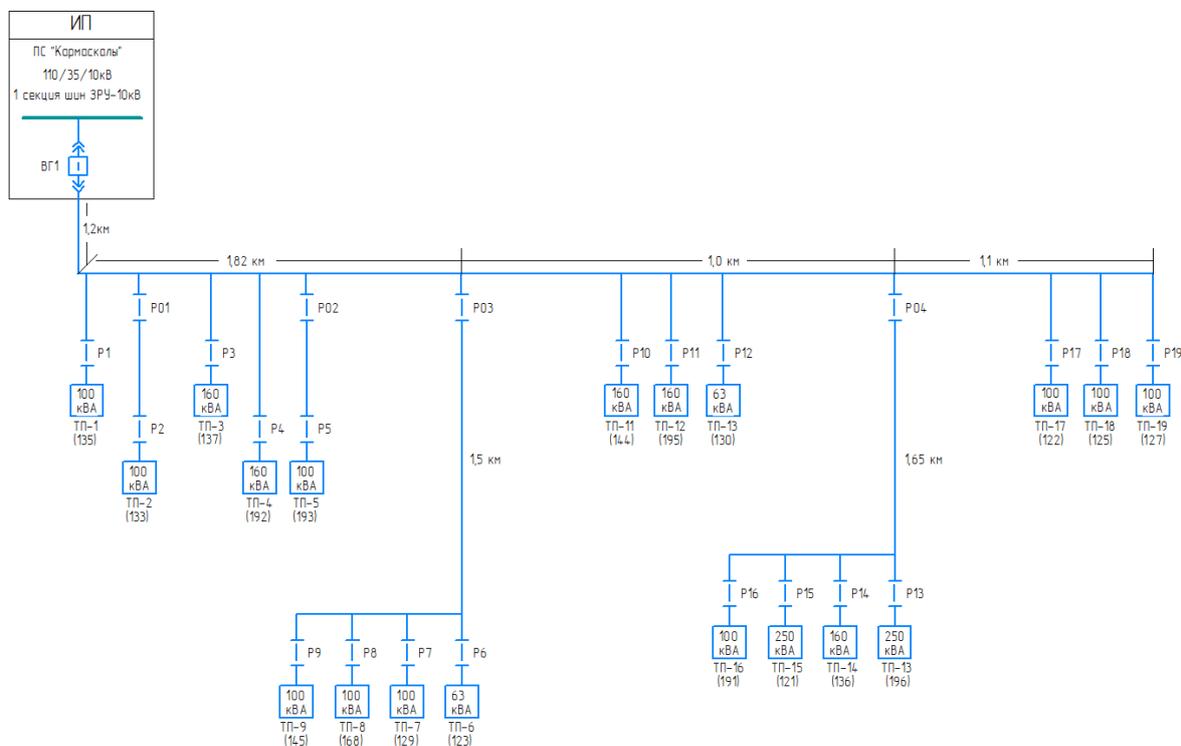


Рис. 6.3. Структурная схема соединений ф.1 ПС «Кармаскалы»

Структура схемы ф.1 ПС «Кармаскалы» предполагает наличие:

– трех протяженных участков магистральной ВЛ-10кВ с потребителями, которые расположены в непосредственной близости от трассы ВЛ;

– двух протяженных отпайек с потребителями, которые удалены от трассы ВЛ на расстояние от 1,5 до 1,65 км.

Поскольку магистральная воздушная линия 10кВ подключена только к одному источнику питания (магистральная линия с односторонним питанием), возможность резервирования электроснабжения большей части потребителей отсутствует.

При возникновении повреждения на магистрали или отпайках действует релейная защита в ячейке ЗРУ-10кВ ПС «Кармаскалы» и отключается головной выключатель магистральной линии. При неустойчивых повреждениях ВЛ-10кВ электроснабжение восстанавливается действиями автоматического повторного включения (АПВ).

При устойчивом повреждении на протяженной отпайке 1 (КТП-145, КТП-168, КТП-129, КТП-123) происходит отключение выключателя ВГ1 ф.1 в ЗРУ-10кВ на ПС «Кармаскалы» (рис. 6.4). Автоматическое повторное включение в этом случае является неуспешным. Локализация места повреждения осуществляется оперативно-выездной бригадой (ОВБ) путем отключения разъединителя отпайки РОЗ после нахождения места повреждения. На время поиска и локализации места повреждения электроснабжение всех потребителей магистральной ВЛ-10кВ нарушено и восстанавливается только после локализации места повреждения. Электроснабжение потребителей КТП-145, КТП-168, КТП-129, КТП-123 восстанавливается только после ремонтно-восстановительных работ в месте повреждения.

При возникновении повреждения магистрали происходит отключение выключателя ВГ1 ф.1 в ЗРУ-10кВ на ПС «Кармаскалы» (рис. 6.5). Локализация места повреждения невозможна, требуется проведение ремонтно-восстановительных работ. На время поиска места повреждения электроснабжение всех по-

требителей нарушается. Восстановление электроснабжения возможно только после ремонтно-восстановительных работ в месте повреждения.

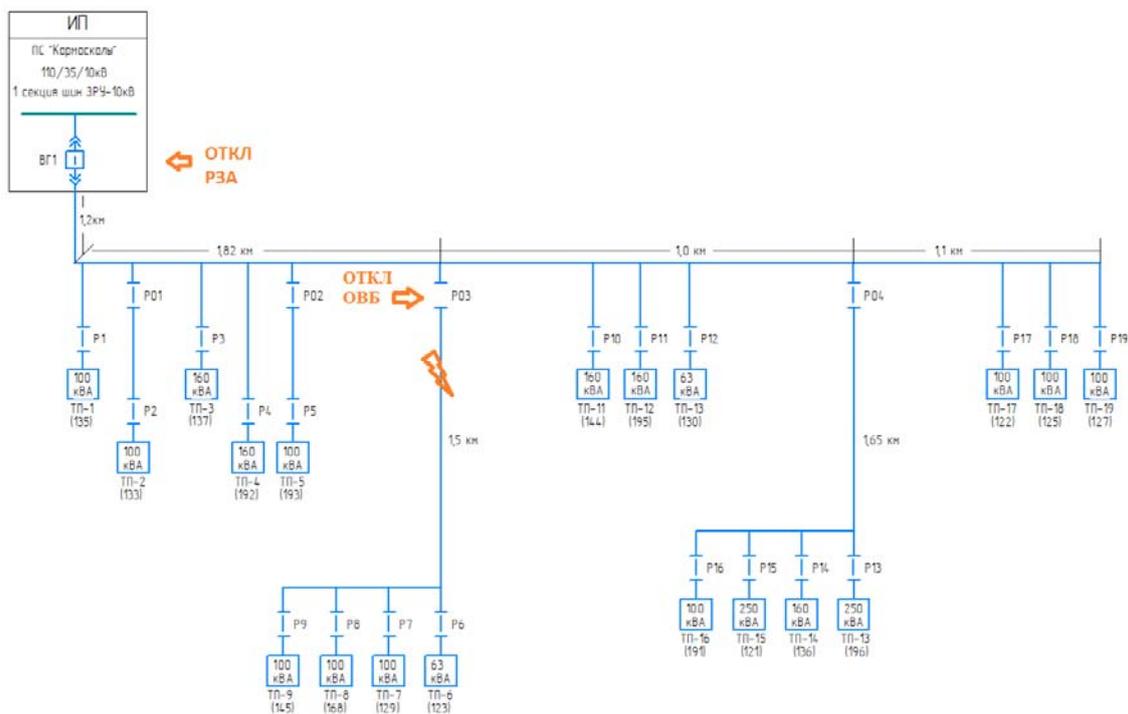


Рис. 6.4. Схема при повреждении на протяженной отпайке 1

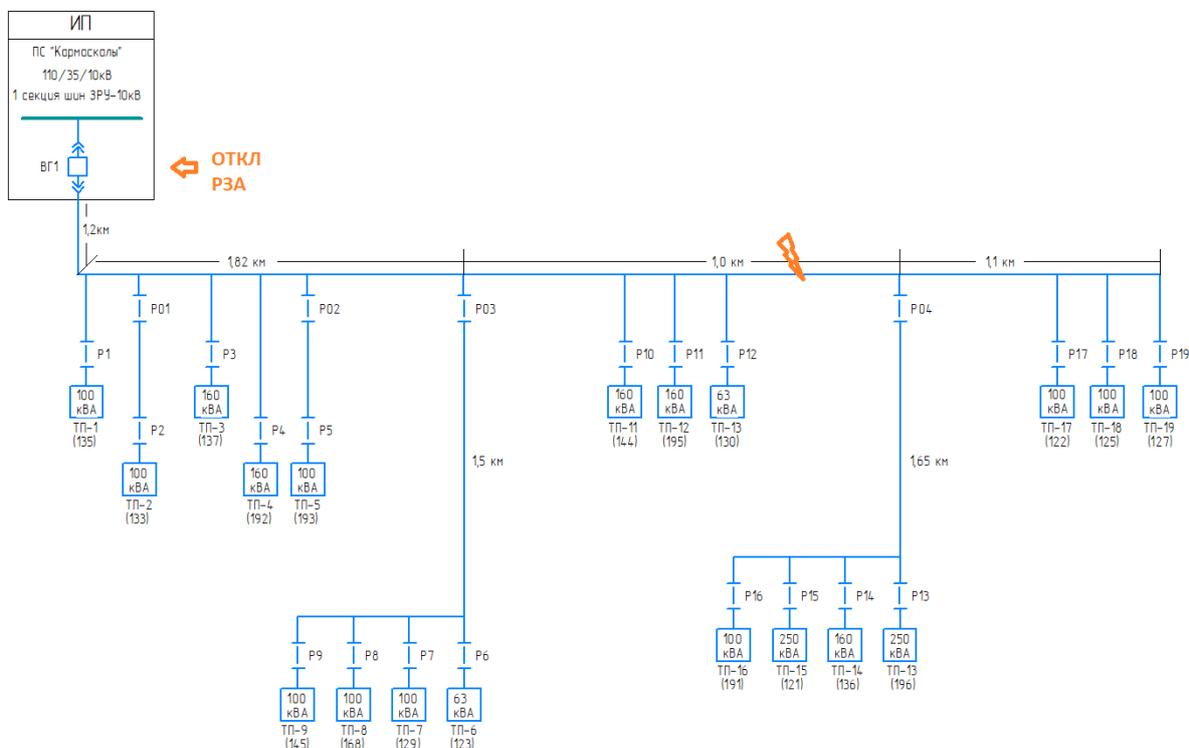


Рис. 6.5. Схема при повреждении на магистральном участке ВЛ

Потребители, подключенные к ф.1 ПС «Кармаскалы», в большинстве относятся к III категории в отношении надежности электроснабжения, а для потребителей I категории реализованы необходимые мероприятия по обеспечению надежности (локальные источники электрической энергии).

Однако частые и длительные отключения приводят к существенному недоотпуску электрической энергии, что сказывается на финансовых показателях электросетевой компании ООО «Башкирская электросетевая компания» (ООО «БСК»). Кроме того, при наличии только одного устройства релейной защиты (в ЗРУ-10кВ) для протяженной магистральной линии электропередачи поиск и локализация места повреждения требуют значительных временных затрат и трудовых ресурсов.

Поэтому задача секционирования магистральной ВЛ-10кВ является актуальной. Использование плавких предохранителей представляется возможным не только в составе потребительских КТП, но и в начале протяженных отпайк: 1 (КТП-145, КТП-168, КТП-129, КТП-123) и 2 (КТП-191, КТП-121, КТП-136, КТП-196).

6.2. Пример секционирования

В рассматриваемом случае вариантом конструктивного исполнения главных цепей реклоузера будет решение по типу однолинейная схема для «пункта секционирования линии с односторонним питанием» (рис. 2.11)

С учетом мощности потребителей и их количества целесообразно выполнить установку двух пунктов секционирования, которые обеспечат автоматическое восстановление электроснабжения наибольшего количества потребителей.

В качестве мест установки пунктов секционирования принимаются точки перед протяженными отпайками (рис. 6.6).

Реклоузер Р1 устанавливается перед первой протяженной отпайкой к ТП-145, ТП-168, ТП-129 и ТП-123 (длина отпайки 1,5 км). На самой отпайке устанавливаются предохранители Пр1-3.

Реклоузер Р2 устанавливается перед второй протяженной отпайкой к ТП-191, ТП-121, ТП-136 и ТП-196 (длина отпайки 1,65 км). На самой отпайке также устанавливаются предохранители Пр4-6.

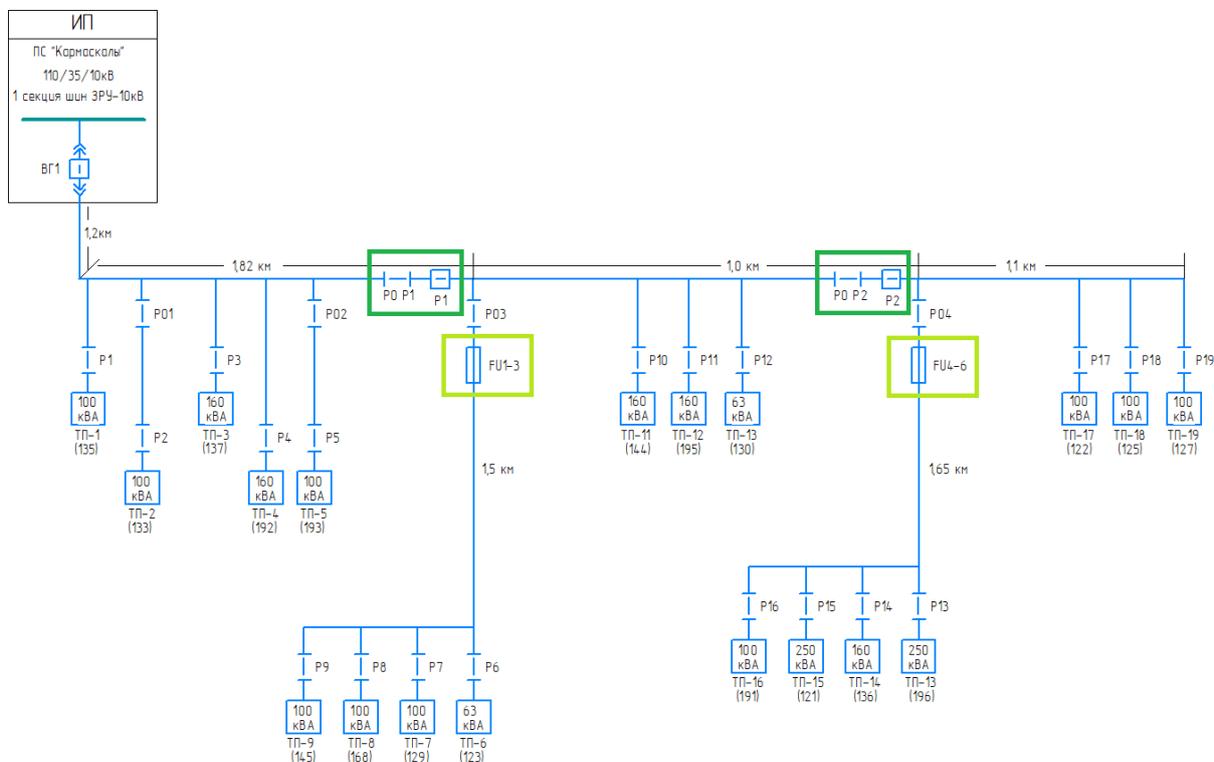


Рис. 6.6. Схема сети при секционировании ВЛ-10кВ ф.1

При такой схеме установки (рис. 6.6) защита электрической сети осуществляется следующим образом:

- предохранители Пр4-6 обеспечивают локализацию устойчивых повреждений на второй протяженной отпайке (длина 1,65 км);
- реклоузер Р2 обеспечивает селективное отключение сначала неустойчивых повреждений на третьем участке магистрали (длина 1,1 км) и второй протяженной отпайке (длина 1,5 км) – спасение предохранителей Пр4-6 и затем устойчивых повреждений на магистрали и резервирование работы предохранителей Пр4-6;
- предохранители Пр1-3 обеспечивают локализацию устойчивых повреждений на второй протяженной отпайке (длина 1,5 км);

– реклоузер Р1 обеспечивает селективное отключение сначала неустойчивых повреждений на третьем участке магистрали (длина 1,0 км) и второй протяженной отпайке (длина 1,65 км) – спасение предохранителей Пр1-3 и затем устойчивых повреждений на магистрали и резервирование работы предохранителей Пр1-3.

Для дальнейшего анализа и расчетов технико-экономических показателей рассматриваемая структурная схема электрической сети (рис. 6.6) была упрощена. Потребители сгруппированы в соответствии с местом установки реклоузеров. Сформировано 5 групп потребителей, подключаемых:

- к первому магистральному участку (ТП-135, ТП-133, ТП-137, ТП-192, ТП-193);
- к первой протяженной отпайке (ТП-145, ТП-168, ТП-129 и ТП-123);
- ко второму магистральному участку (ТП-144, ТП-195, ТП-130);
- ко второй протяженной отпайке (ТП-191, ТП-121, ТП-136 и ТП-196);
- к третьему магистральному участку (ТП-122, ТП-125, ТП-127).

Упрощенная структурная схема электрической сети представлена на рис. 6.7.

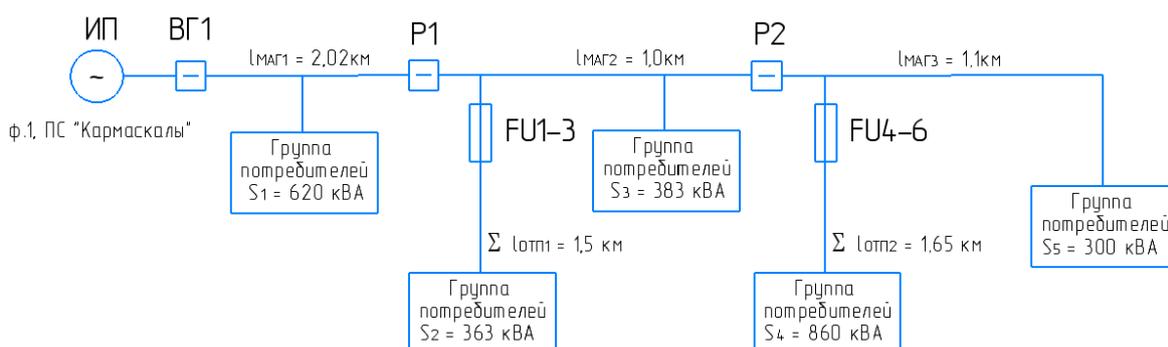


Рис. 6.7. Упрощенная структурная схема электрической сети

Пример работы пунктов секционирования в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах для неустойчивых и устойчивых коротких замыканий приведен на рис. 6.8 и 6.9.

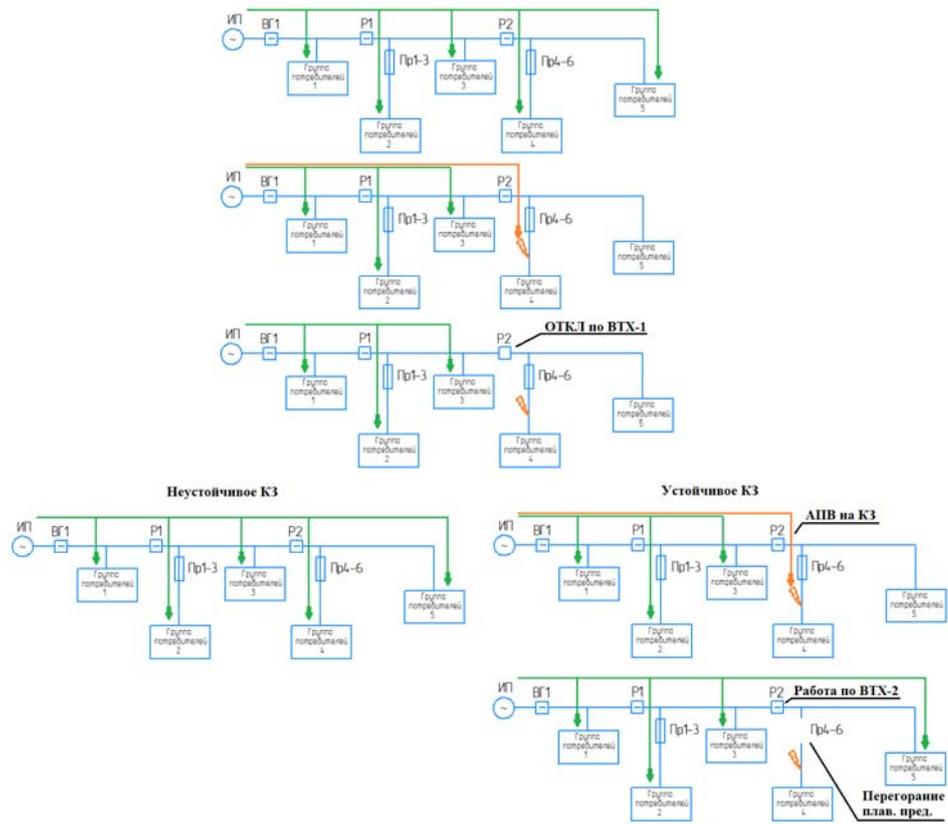


Рис. 6.8. Пример работы реклоузера Р2 при КЗ на второй отпайке (группа 4)

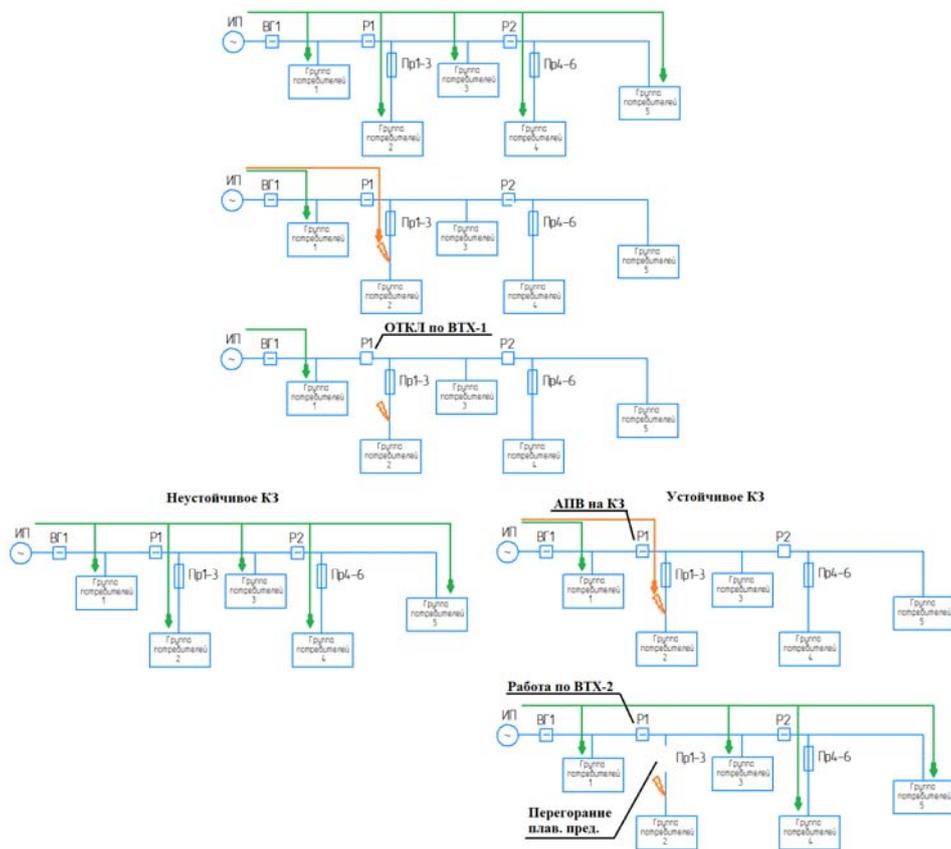


Рис. 6.9. Пример работы реклоузера Р1 при КЗ на первой отпайке (группа 2)

В нормальном режиме электроснабжение потребителей групп 1–5 осуществляется по ф.1 от ПС «Кармаскалы», реклоузеры Р1 и Р2 включены.

При коротком замыкании на второй протяженной отпайке к группе потребителей 4 повреждение отключается защитой реклоузера Р2 по времятоковой характеристике ВТХ-1 (рис. 6.8). Происходит нарушение электроснабжения потребителей группы 4 и группы 5.

При неустойчивом повреждении автоматическое повторное включение (АПВ) реклоузера Р2 обеспечивает восстановление электроснабжения потребителей групп 4 и 5.

При устойчивом повреждении АПВ реклоузера происходит на короткое замыкание. В этом случае реклоузер работает по ВТХ-2, обеспечивая перегорание предохранителей Пр4-6 и локализацию места повреждения. При этом обеспечивается восстановление электроснабжения потребителей группы 5. Восстановление электроснабжения потребителей группы 4 осуществляется после выполнения ремонтно-восстановительных работ на второй протяженной отпайке к потребителям группы 4.

При коротком замыкании на первой протяженной отпайке к группе потребителей 2 повреждение отключается защитой реклоузера Р1 по времятоковой характеристике ВТХ-1 (рис. 6.9). Происходит нарушение электроснабжения групп потребителей 2, 3, 4 и 5.

При неустойчивом повреждении автоматическое повторное включение (АПВ) реклоузера Р1 обеспечивает восстановление электроснабжения групп потребителей 2, 3, 4 и 5.

При устойчивом повреждении АПВ реклоузера происходит на короткое замыкание. В этом случае реклоузер работает по ВТХ-2, обеспечивая перегорание предохранителей Пр1-3 и локализацию места повреждения. При этом обеспечивается восстановление электроснабжения потребителей группы 5. Восстановление электроснабжения потребителей группы 4 осуществляется после выполнения ремонтно-восстановительных работ на второй протяженной отпайке к потребителям группы 4.

При устойчивых коротких замыканиях на магистральных участках ВЛ-10кВ защита головного выключателя ВГ1 и реклоузеров Р1 и Р2 будет обеспечивать селективное отключение поврежденных участков по характеристике ВТХ-2 с необходимой выдержкой времени (для обеспечения селективности действия указанных защит после неуспешного АПВ).

Предлагаемый вариант установки пунктов секционирования не только позволит автоматизировать процесс локализации повреждения, но и облегчит поиск места повреждения оперативно-выездной бригадой (ОВБ). При селективной работе защиты реклоузера и плавких предохранителей, благодаря секционированию магистральной ВЛ значительно уменьшаются длины участков, на которых локализуется повреждение значительно снижается.

Предлагаемый вариант установки пунктов секционирования и предохранителей на протяженных отпайках позволит значительно снизить общее время восстановления электроснабжения потребителей и повысит надежность электроснабжения. При селективной работе защит головного выключателя линии ВГ1 на ПС «Кармаскалы», реклоузеров Р1 и Р2 и предохранителей Пр1-Пр6 восстановление питания для потребителей расположенных вне поврежденного участка происходит значительно быстрее (практически мгновенно), чем при действиях оперативно-выездной бригады и диспетчера.

Снижение общего времени нарушения электроснабжения потребителей позволит сетевой компании минимизировать ущерб, возникающий от недоотпуска электрической энергии.

6.3. Пример расчета показателей надежности

Расчет показателей выполняется с использованием упрощенных схем электрической сети для базового варианта (действующая схема электрической сети) и при секционировании магистральной ВЛ с использованием плавких предохранителей.

Вариант 1 – базовый вариант (действующая схема электрической сети)

Первый вариант можно рассматривать в качестве базового варианта, расчет показателей которого выполняется для сравнительного анализа и последующего обоснования реализации предлагаемых мероприятий. Расчетная схема приведена на рисунке 6.10.

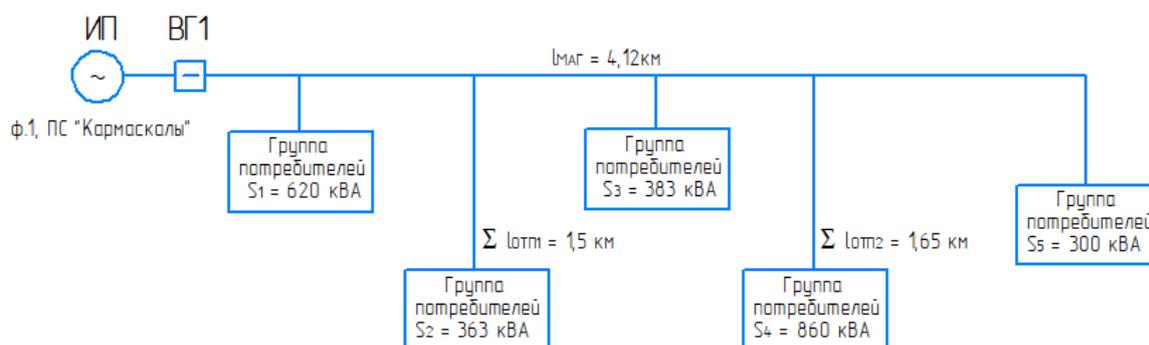


Рис. 6.10. Расчетная схема электрической сети для варианта 1

Суммарный годовой недоотпуск рассчитывается по формуле

$$\Delta W_{\text{НОП}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot T \cdot (L_{\text{МАГ}} + \Sigma L_{\text{ОТП}}) \cdot \Sigma S_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi \cdot K_3, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (6.1)$$

где $\omega_0 = 10$ (1/на 100 км в год) удельная частота повреждений ВЛ 10(6) кВ по справочным данным [2]; $T = 6$ (ч) – среднее время восстановления одного устойчивого повреждения по справочным данным [2]; $L_{\text{МАГ}}$ – длина магистрального участка линии (км); $\Sigma L_{\text{ОТП}}$ – суммарная длина всех отпаяк от магистрального участка линии (км); $\Sigma S_{\text{НОМ}}$ – сумма номинальных мощностей силовых трансформаторов всех КТП (кВА); $\cos \varphi = 0,85$ – коэффициент мощности согласно данным [3]; $K_3 = 0,5$ – коэффициент загрузки силового трансформатора потребительских подстанций.

Суммарный годовой недоотпуск для первого (базового варианта):

$$\Delta W_{\text{НОП}} = 0,01 \cdot 10 \cdot 6 \cdot (4,12 + 2,7) \cdot 2426 \cdot 0,9 \cdot 0,5 = 4467 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Количество отключений рассчитывается по формуле

$$\omega_{\text{П}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (L_{\text{МАГ}} + \Sigma L_{\text{ОТП}}), \text{ 1/год}. \quad (6.2)$$

Количество отключений для первого (базового варианта):

$$\omega_{\text{II}} = 0,01 \cdot 10 \cdot (4,12 + 2,7) = 0,68 \text{ 1/год.}$$

Длительность отключений рассчитывается по формуле (4.7):

$$T_{\text{II}} = \omega_{\text{II}} \cdot T, \text{ ч/год.}$$

Длительность отключений для первого (базового варианта):

$$T_{\text{III}} = 0,68 \cdot 6 = 4,1 \text{ ч/год.}$$

Вариант 2 – секционирование ВЛ с применением реклоузеров и плавких предохранителей

Второй вариант предполагает разделение магистральной ВЛ-6кВ на три участка. Расчетная схема приведена на рис. 6.11. Показатели надежности рассчитываются отдельно для каждого участка и для всей электрической сети в целом.

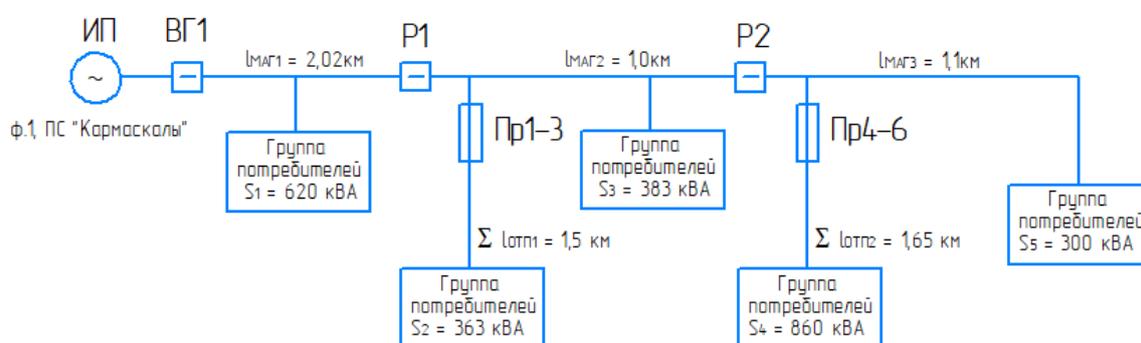


Рис. 6.11. Расчетная схема электрической сети при секционировании магистральной ВЛ с применением плавких предохранителей (вариант 2)

Общее время восстановления электроснабжения колеблется от 3 до 10 и более часов. При этом около 60 % времени тратится на поиск и локализацию поврежденного участка и только 40 % – непосредственно на выполнение ремонтных работ.

Суммарный годовой недоотпуск для каждого участка или протяженной отпайки ВЛ с децентрализованной автоматизацией рассчитывается по формуле:

$$\Delta W_{\text{НОУч}i} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_{\text{НУ}}) \cdot T \cdot k_{\text{БВ}} \cdot (L_{\text{МАГ}i} + \Sigma L_{\text{ОТП}i}) \cdot \Sigma S_{\text{НОМ}i} \cdot \cos \varphi \cdot K_3, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (6.3)$$

где $k_{\text{НУ}} = 0,2$ – коэффициент, учитывающий влияние децентрализованной системы секционирования линий на количество аварийных отключений, по данным [1]; $k_{\text{БВ}} = 0,6$ – коэффициент, учитывающий влияние децентрализованной системы секционирования на общее время восстановления электроснабжения, по данным [1]; $\Sigma S_{\text{НОМ}i}$ – сумма номинальных мощностей силовых трансформаторов КТП участка (кВА).

Суммарный годовой недоотпуск для участка 1:

$$\Delta W_{\text{НОУч}1} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,2) \cdot 6 \cdot 0,6 \cdot (2,02 + 0,25) \cdot 2426 \cdot 0,9 \cdot 0,5 = 714, \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Суммарный годовой недоотпуск для участка 2:

$$\Delta W_{\text{НОУч}2} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,2) \cdot 6 \cdot 0,6 \cdot (3,02 + 0,15) \cdot 1443 \cdot 0,9 \cdot 0,5 = 593 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Суммарный годовой недоотпуск для участка 3:

$$\Delta W_{\text{НОУч}3} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,2) \cdot 6 \cdot 0,6 \cdot (4,12 + 0,15) \cdot 300 \cdot 0,9 \cdot 0,5 = 166 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Суммарный годовой недоотпуск для протяженной отпайки 1 (уч. 4):

$$\Delta W_{\text{НОУч}4} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,2) \cdot 6 \cdot 0,6 \cdot (0 + 1,5) \cdot 363 \cdot 0,9 \cdot 0,5 = 88 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Суммарный годовой недоотпуск для протяженной отпайки 2 (уч. 5):

$$\Delta W_{\text{НОУч}5} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,2) \cdot 6 \cdot 0,6 \cdot (0 + 1,65) \cdot 760 \cdot 0,9 \cdot 0,5 = 162 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Суммарный годовой недоотпуск для второго варианта:

$$\Delta W_{\text{НО2}} = \Delta W_{\text{НОУч}1} + \Delta W_{\text{НОУч}2} + \Delta W_{\text{НОУч}3} + \Delta W_{\text{НОУч}4} + \Delta W_{\text{НОУч}5}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \quad (6.4)$$

$$\Delta W_{\text{НО2}} = 714 + 593 + 166 + 88 + 162 = 1723 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Количество отключений рассчитывается:

$$\omega_{\text{П}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_{\text{НУ}}) \cdot (L_{\text{МАГ}} + \Sigma L_{\text{ОТП}}), \text{ 1/год}. \quad (6.5)$$

Количество отключений для участка 1:

$$\omega_{\text{Пуч}1} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,2) \cdot (2,02 + 0,25) = 0,18 \text{ 1/год}.$$

Количество отключений для участка 2:

$$\omega_{\text{Пуч}2} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,2) \cdot (3,02 + 0,15) = 0,25 \text{ 1/год}.$$

Количество отключений для участка 3:

$$\omega_{\text{Пуч3}} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,2) \cdot (4,12 + 0,15) = 0,34 \text{ 1/год.}$$

Количество отключений для протяженной отпайки (участок 4):

$$\omega_{\text{Пуч4}} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,2) \cdot (0 + 1,5) = 0,12 \text{ 1/год.}$$

Количество отключений для протяженной отпайки (участок 5):

$$\omega_{\text{Пуч5}} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,2) \cdot (0 + 1,65) = 0,13 \text{ 1/год.}$$

Общее количество отключений для второго варианта:

$$\omega_{\text{П2}} = 0,01 \cdot 10 \cdot (1 - 0,2) \cdot (4,12 + 2,7) = 0,54 \text{ 1/год.}$$

Длительность отключений рассчитывается по формуле (4.7):

$$T_{\text{П}} = \omega_{\text{П}} \cdot T \cdot k_{\text{ВВ}}, \text{ (ч/год).}$$

Длительность отключений для участка 1:

$$T_{\text{Пуч1}} = 0,1 \cdot 6 \cdot 0,18 = 0,11 \text{ ч/год.}$$

Длительность отключений для участка 2:

$$T_{\text{Пуч2}} = 0,1 \cdot 6 \cdot 0,25 = 0,15 \text{ ч/год.}$$

Длительность отключений для участка 3:

$$T_{\text{Пуч3}} = 0,1 \cdot 6 \cdot 0,34 = 0,2 \text{ ч/год.}$$

Длительность отключений для протяженной отпайки (участок 4):

$$T_{\text{Пуч4}} = 0,1 \cdot 6 \cdot 0,12 = 0,07 \text{ ч/год.}$$

Длительность отключений для протяженной отпайки (участок 5):

$$T_{\text{Пуч5}} = 0,1 \cdot 6 \cdot 0,13 = 0,08 \text{ ч/год.}$$

Общая длительность отключений для второго варианта:

$$T_{\text{П2}} = 0,2 \cdot 6 \cdot 0,54 = 0,65 \text{ ч/год.}$$

6.4. Пример расчета экономических и относительных показателей

Для сравнения полученных результатов расчета показателей надежности необходимо рассчитать экономические и относительные показатели для рассматриваемых вариантов.

Экономический ущерб от перерыва в электроснабжении определяется на основе формулы (4.7).

Для первого варианта (базовый вариант):

$$Y_{HO1} = \Delta W_{HO1} \cdot c_{\text{э}}, \text{ руб.},$$

где $c_{\text{э}} = 1,94$ руб/кВт·ч стоимость транспортировки 1 кВт·ч электрической энергии по данным [5, 6].

$$Y_{HO1} = 4467 \cdot 1,94 \cdot 10^{-6} = 8666 \text{ руб.}$$

Для второго варианта при секционировании ВЛ-10кВ:

$$Y_{HO2} = \Delta W_{HO2} \cdot c_{\text{э}}, \text{ руб.}$$

$$Y_{HO2} = 1723 \cdot 1,94 = 3342 \text{ руб.}$$

Изменение экономического ущерба при реализации второго варианта установки реклоузеров:

$$\Delta Y_{HO} = \Delta Y_{HO1} - \Delta Y_{HO2}, \text{ руб.} \quad (6.6)$$

$$\Delta Y_{HO} = 8666 - 3342 = 5324 \text{ руб.}$$

Относительный показатель изменения недоотпуска электрической энергии, определяется по формуле:

$$\Delta W_{\text{отн}} = \frac{\Delta W_{HO1} - \Delta W_{HO}}{\Delta W_{HO}} \cdot 100, \%. \quad (6.7)$$

$$\Delta W_{\text{отн}} = \frac{4467 - 1723}{4467} \cdot 100 = 61 \%.$$

Несмотря на значительное изменение в недоотпуске электрической энергии (61 %) изменение экономического ущерба при секционировании ВЛ незначительно (5324 руб.). Таким образом, экономическая целесообразность для сетевой компании в части снижения недоотпуска электрической энергии (потери части платы за транспортировку) отсутствует. Это подтверждает ранее высказанное предположение о том, что основным критерием для выбора мест установки пунктов секционирования является повышение надежности.

Относительный показатель изменения количества отключений определяется по формуле:

$$\omega_{\text{отн}} = \frac{\omega_{\text{П1}} - \omega_{\text{П2}}}{\omega_{\text{П}}} \cdot 100, \%; \quad (6.8)$$

$$\omega_{\text{отн}} = \frac{0,68 - 0,54}{0,68} \cdot 100 = 20 \%;$$

$$\omega_{\text{отнуч1}} = \frac{0,68 - 0,18}{0,68} \cdot 100 = 73 \%;$$

$$\omega_{\text{отнуч2}} = \frac{0,68 - 0,25}{0,68} \cdot 100 = 63 \%;$$

$$\omega_{\text{отнуч3}} = \frac{0,68 - 0,34}{0,68} \cdot 100 = 50 \%;$$

$$\omega_{\text{отнуч4}} = \frac{0,68 - 0,12}{0,68} \cdot 100 = 82 \%;$$

$$\omega_{\text{отнуч5}} = \frac{0,68 - 0,13}{0,68} \cdot 100 = 81 \%.$$

Относительный показатель изменения количества отключений для всей электрической сети изменился на 20 % в соответствии с принятым значением коэффициента $k_{\text{НУ}}$, который учитывает влияние децентрализованной системы секционирования линий на количество аварийных отключений.

При этом деление магистральной ВЛ на участки посредством пунктов секционирования с реклоузерами и плавких предохранителей позволило значительно уменьшить количество отключений для каждого отдельно взятого участка. Относительные изменения количества отключений для отдельных участков составили от 50 до 82 %.

Относительный показатель изменения длительности отключений, определяется по формуле:

$$T_{\text{отн}} = \frac{T_{\text{П1}} - T_{\text{П2}}}{T_{\text{П}}} \cdot 100, \%; \quad (6.9)$$

$$T_{\text{отн}} = \frac{4,1 - 0,65}{0,65} \cdot 100 = 84 \%;$$

$$T_{\text{отнуч1}} = \frac{4,1 - 0,11}{4,1} \cdot 100 = 97 \%;$$

$$T_{\text{отнуч2}} = \frac{4,1 - 0,15}{4,1} \cdot 100 = 96 \%;$$

$$T_{\text{отнуч3}} = \frac{4,1 - 0,2}{4,1} \cdot 100 = 95 \%;$$

$$T_{\text{отнуч4}} = \frac{4,1 - 0,07}{4,1} \cdot 100 = 98 \%;$$

$$T_{\text{отнуч5}} = \frac{4,1 - 0,08}{4,1} \cdot 100 = 98 \%.$$

Относительный показатель изменения длительности отключений для всей электрической сети изменился на 84 % в соответствии с принятыми значением коэффициентов $k_{\text{ну}}$ и $k_{\text{вв}}$, которые учитывают влияние децентрализованной системы секционирования линий и на количество аварийных отключений и на общее время восстановления электроснабжения соответственно.

При этом деление магистральной ВЛ на участки посредством пунктов секционирования с реклоузерами и плавких предохранителей позволило значительно уменьшить длительность отключений для каждого отдельно взятого участка. Относительные изменения длительности отключений для отдельных участков составили от 95 до 98 %. Результаты расчета относительных и экономических показателей приведены в табл. 6.1.

Таблица 6.1. Относительные и экономические показатели

Параметр	Вариант 1 (базовый)	Вариант 2 (секционирование)				
		уч. 1	уч. 2	уч. 3	уч. 4 (отпайка 1)	уч. 5 (отпайка 2)
Годовой недоотпуск электроэнергии ΔW , кВт·ч	4467	1723				
$\Delta W_{\text{отн}}$, %	–	↓ 61				
Годовой ущерб $У$, руб.	8666	3342				
Количество отключений ω , 1/год	0,68	0,54				
$\omega_{\text{отн}}$, %	–	0,18	0,25	0,34	0,12	0,13
Длительность отключений T , ч/год	4,1	0,65				
$T_{\text{отн}}$, %	–	↓ 73	↓ 63	↓ 50	↓ 82	↓ 81
		0,11	0,15	0,2	0,07	0,08
		↓ 97	↓ 96	↓ 95	↓ 98	↓ 98

Примечание. Стрелка в таблице означает снижение.

Карта селективности релейной защиты и времятоковых характеристик предохранителей для магистральной ВЛ, секционированной реклоузерами и предохранителями приведена на рис. 6.12.

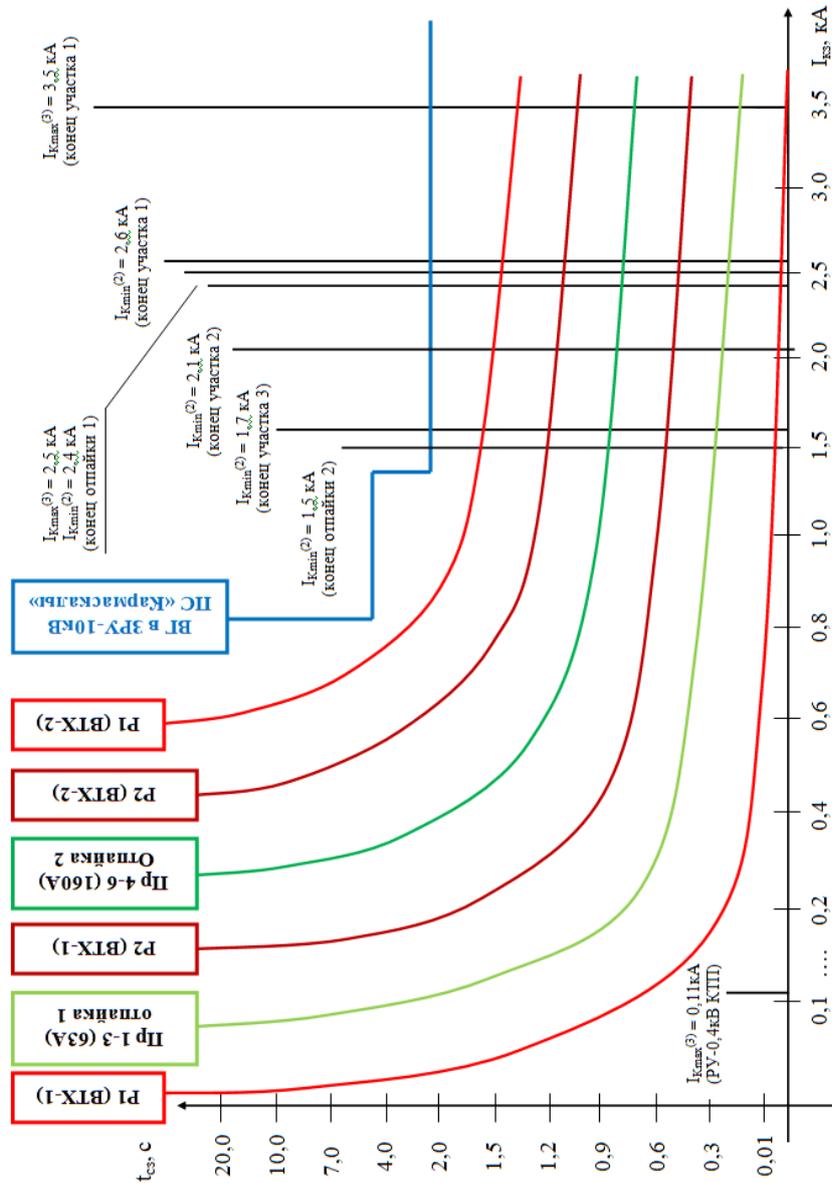


Рис. 6.12. Карта селективности релейной защиты для магистральной ВЛ, секционированной реклоузерами и плавкими предохранителями

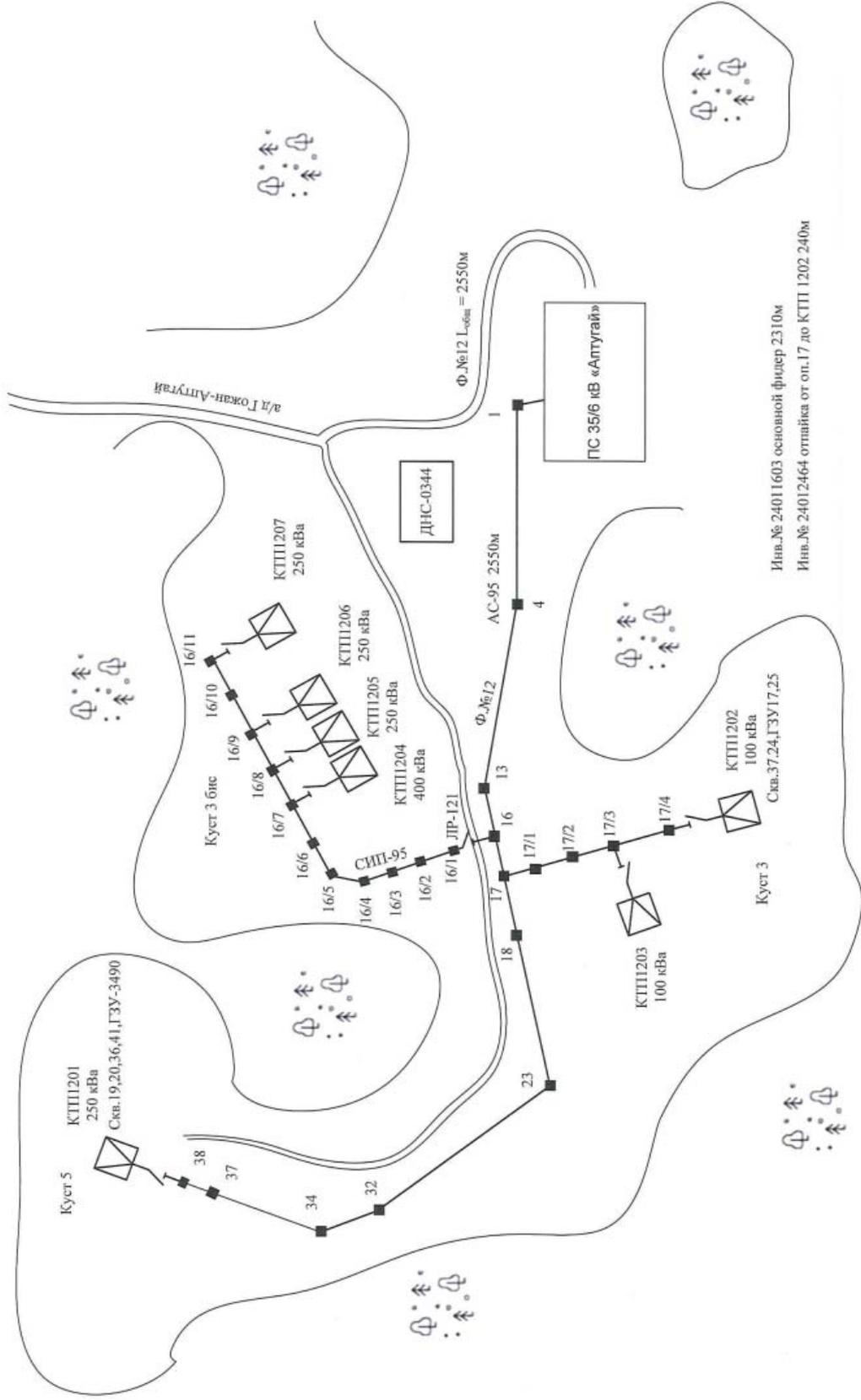
7. Задания для самостоятельной работы

1. В соответствии с номером варианта задания в прил. 6 выбрать поопорную схему воздушной линии электропередачи.
2. Составить структурную схему воздушной линии электропередачи, определить параметры электрической нагрузки и описать работу линии электропередачи в нормальном и послеаварийном режимах.
3. Определить критерии оптимизации схемы.
4. Предложить варианты секционирования воздушной линии электропередачи в соответствии с выбранными критериями оптимизации.
5. Выполнить расчет показателей надежности.
6. Выполнить расчет относительных и экономических показателей.
7. Выполнить анализ результатов расчета показателей надежности, относительных и экономических показателей.
8. Оформить отчет в соответствии с установленными требованиями.

Список литературы

1. РВА/TEL Вакуумный реклоузер. Техническое описание. ТШАГ 674153.101 ТО. ГК «Таврида Электрик».
2. РД 34.20.574 Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками. – Москва: СПО Союзтехэнерго, 1985 – 19 с.
3. М788-1069«Справочные данные по расчетным коэффициентам электрических нагрузок». Тяжпромпроект имени Ф.Б. Якубовского, Москва: 1990г.
4. СТО 56947007-29.240.01.271-2019Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований Стандарт организации ПАО «ФСК «ЕЭС». Дата введения: 24.07.2019
5. Интернет ресурс: https://mrsk-cp.ru/for_consumers/electric_power_transmission/electric_power_transmission_tariff/ (режим доступа 11.01.2022).
6. Интернет ресурс: <https://www.bashes.ru/consumers/electricity-tariffs/> (режим доступа 11.01.2022).

Поопорная схема магистральной ВЛ-6кВ с односторонним питанием



Удельные показатели ущербов от нарушения электроснабжения

Агрегированные значения отдельных ущербов

Решаемая задача	Удельный ущерб, руб/(кВт·ч)
Оценка надежности магистральных сетей	42/244
Оценка последствий системных аварий	30/175
Оценка надежности распределительных сетей	17/99

Примечания. 1. Числитель – в ценах 2000 г.; знаменатель – в ценах 2018 г. 2. Средневзвешенное значение удельного ущерба в странах Западной Европы, США и Канады составляет по опубликованным данным 9,53 долл. США/(кВт·ч). С учетом паритета покупательной способности 2018 г. рубля к доллару США (примерно 23–24 руб/долл. США) – это соответствует удельному ущербу 224 руб/(кВт·ч) (см. данные Всемирного банка)¹.

Значения удельных ущербов по отдельным отраслям

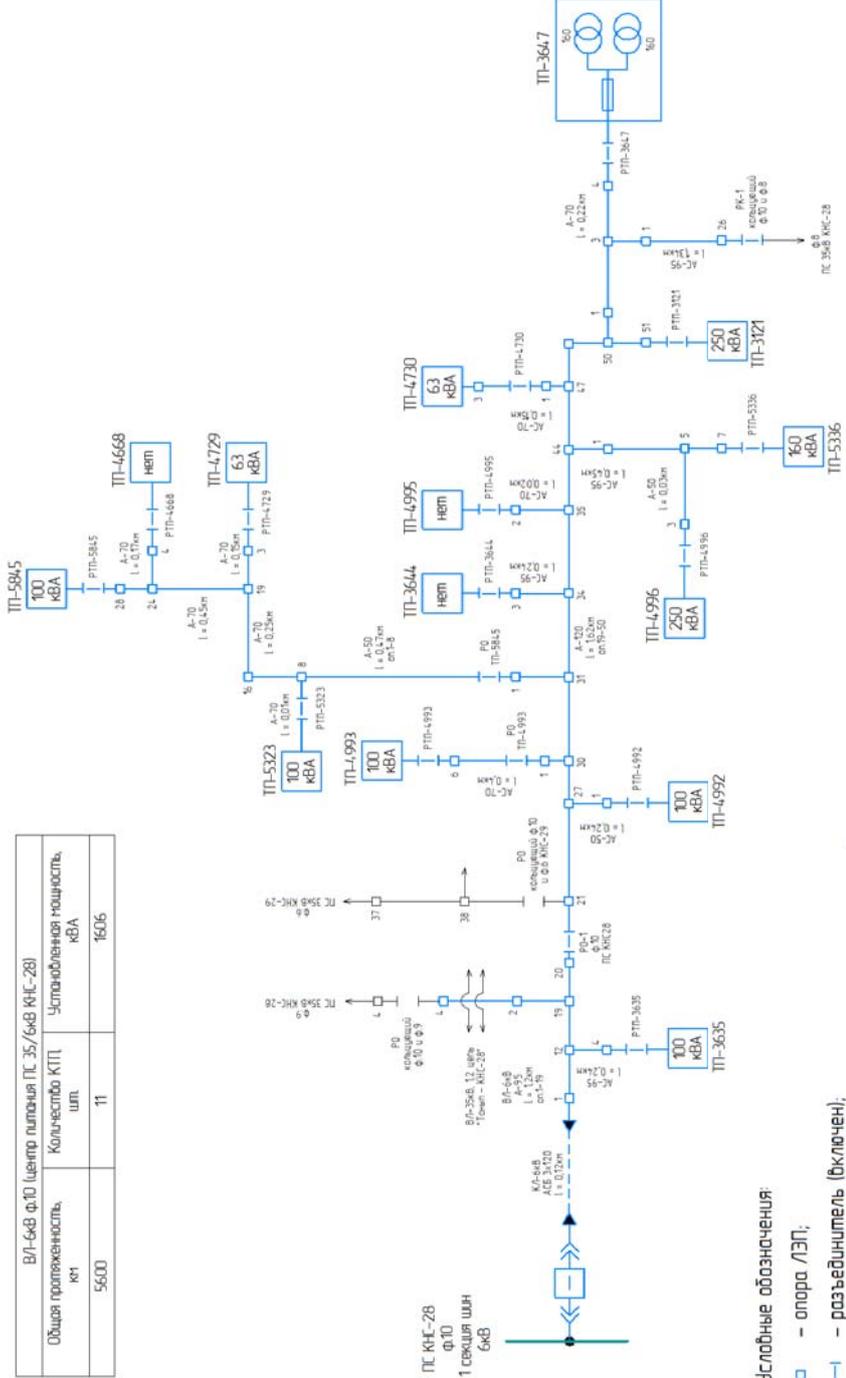
Отрасль экономики	Удельный ущерб, руб/(кВт·ч)
Добыча угля	17/00
Добыча нефти	40/233
Переработка нефти	37/215
Металлургия, горнорудная промышленность и электроемкие производства	8/47
Химия и нефтехимия	3/18
Машиностроение и металлообработка	46/268
Промышленность строительных материалов и цементная промышленность	16/93
Деревообрабатывающая целлюлозно-бумажная промышленность	36/210
Легкая и текстильная промышленность	9/53
Пищевая промышленность	81/472
Прочие отрасли промышленности	1/6
Строительство	123/716
Транспорт	50/291
Сельское хозяйство	19/111

Примечание. Числитель – в ценах 2000 г.; знаменатель – в ценах 2018 г.

¹ World Bank Open Data. URL: <https://data.worldbank.org/PA.NUS.PPP?view=chart>

Поопорная схема магистральной ВЛ-6кВ с двухсторонним питанием ф.8

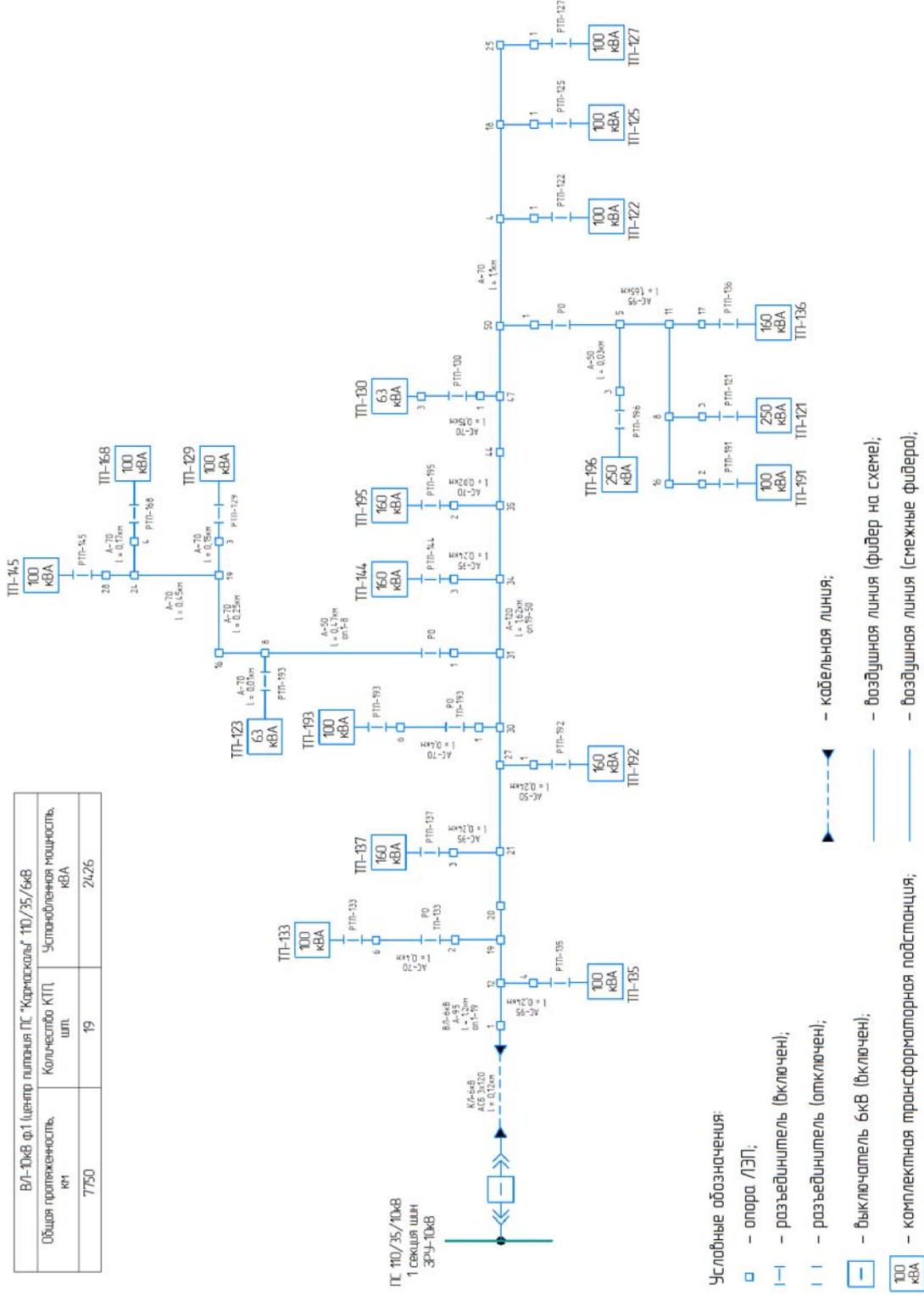
ВЛ-6кВ ф.10 (центр питания ПС 35/6кВ КНС-28)		
Общая протяженность, км	Количество КТП шт.	Установленная мощность, кВА
5600	11	1606



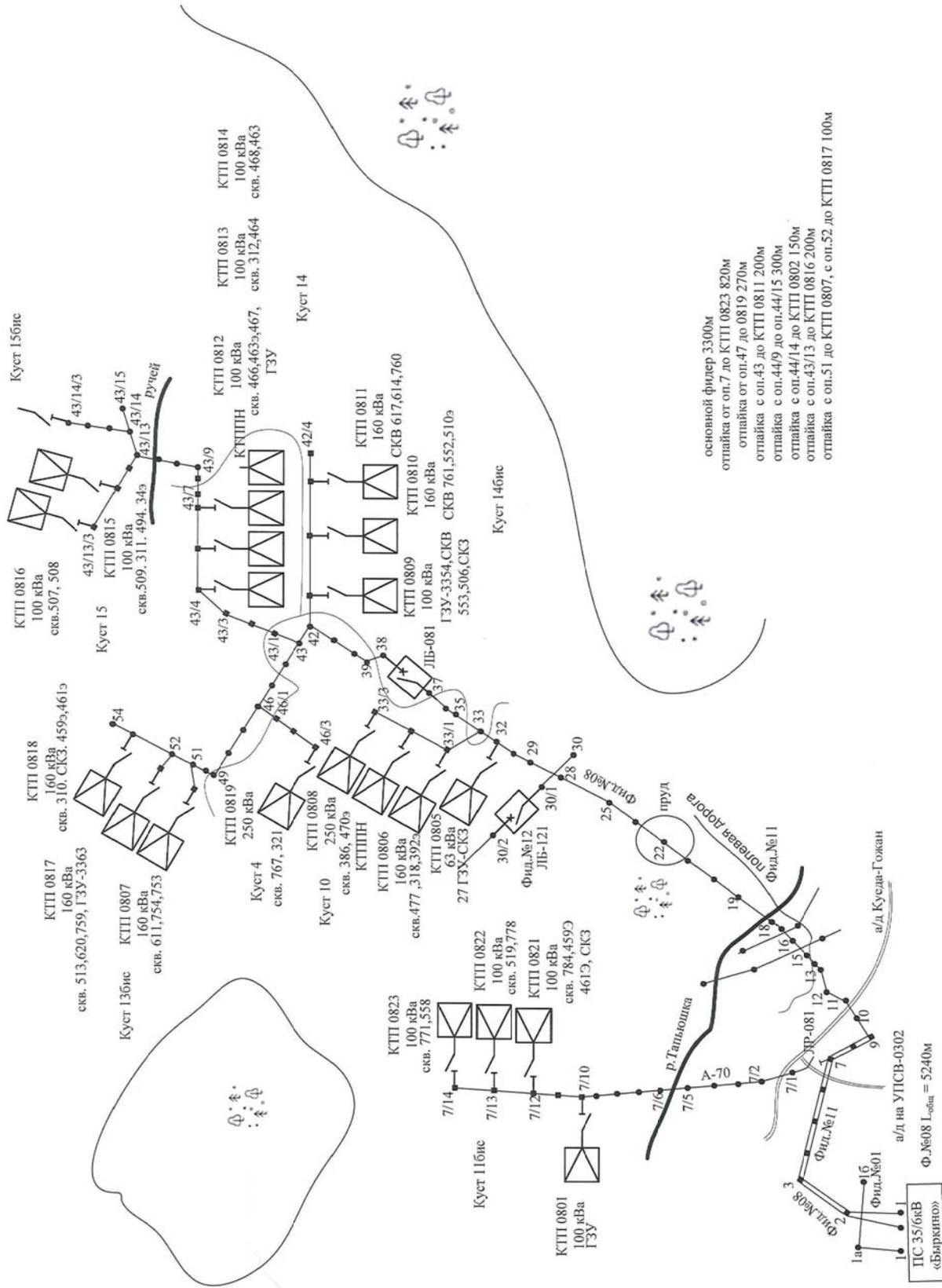
- Условные обозначения:
- — опора ЛЭП;
 - — разъединитель (включен);
 - — разъединитель (отключен);
 - — выключатель 6кВ (включен);
 - — выключатель 6кВ (отключен);
 - — пересечения с ВЛ;
 - — кабельная линия;
 - — воздушная линия (фидер на схеме);
 - — воздушная линия (смежные фидеры);
 - — трансформаторная подстанция;
 - — конденсаторная батарея;

Поопорная схема магистральной ВЛ-10кВ с протяженными отпайками

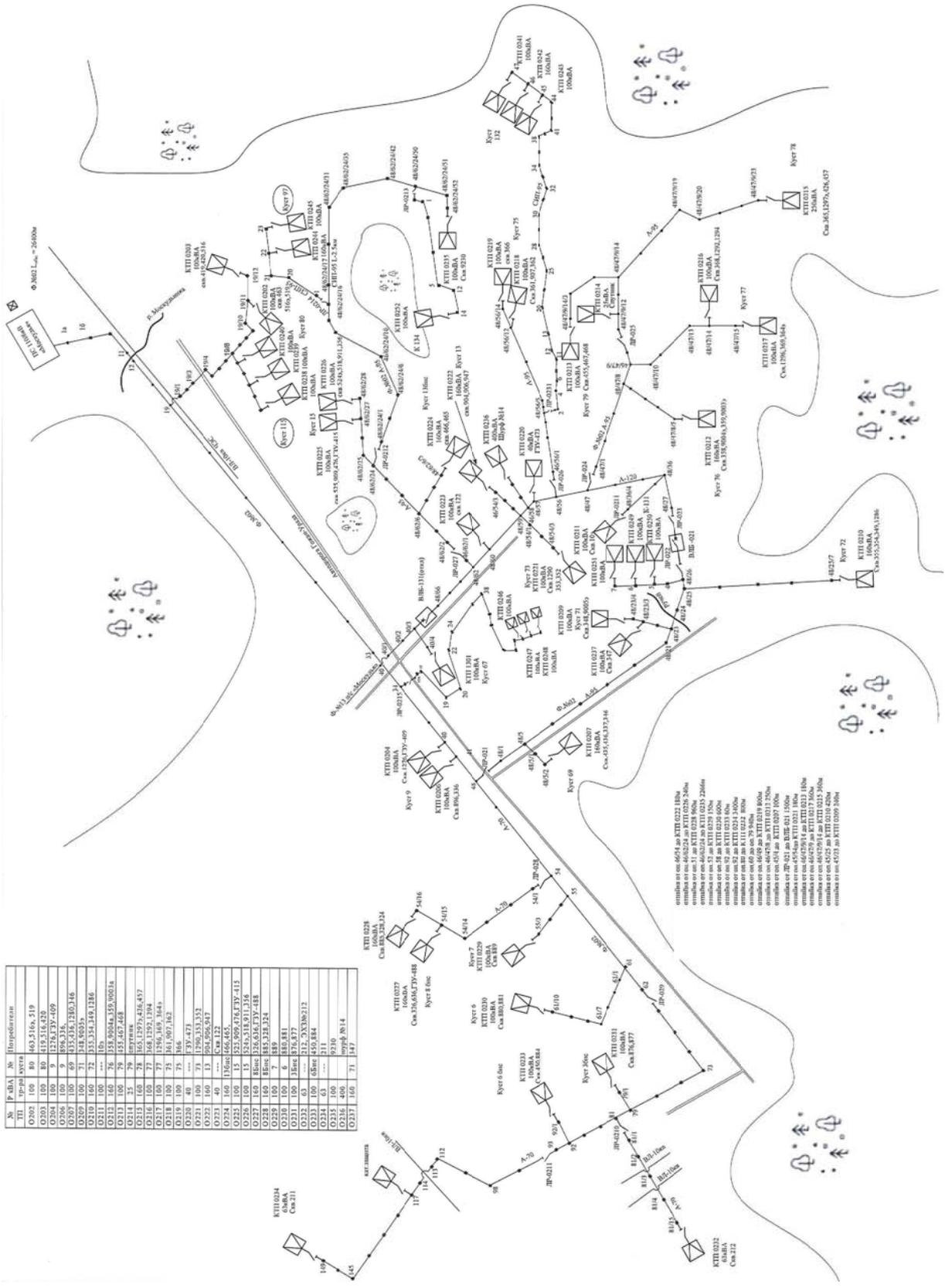
ВЛ-10кВ ф.1 (центр питания ПС "Кадрышаны" 110/35/6кВ)	
Общая протяженность, км	Количество КТП шп
7750	19
Установленная мощность, кВА	
2426	



Вариант 4



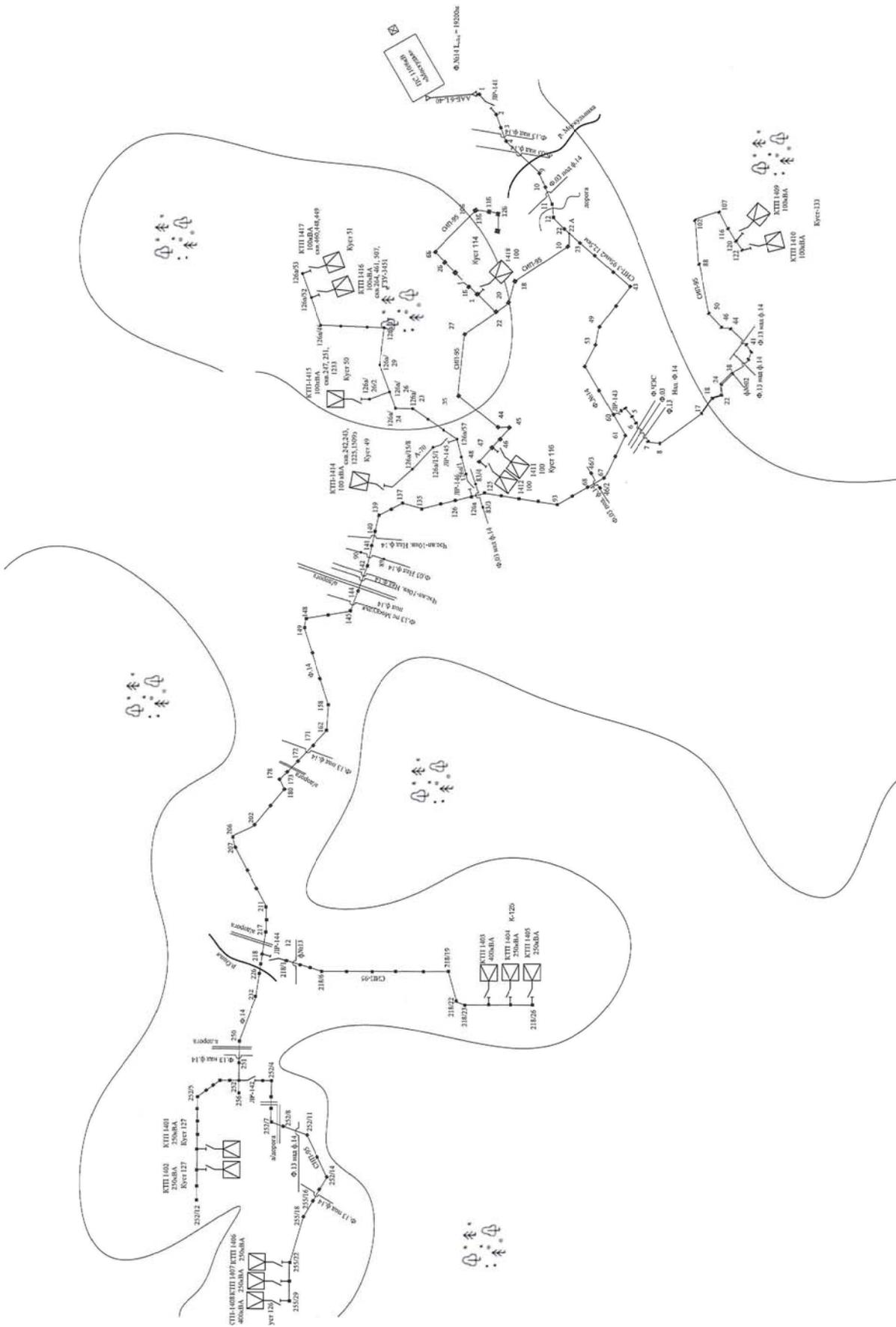
Вариант 5



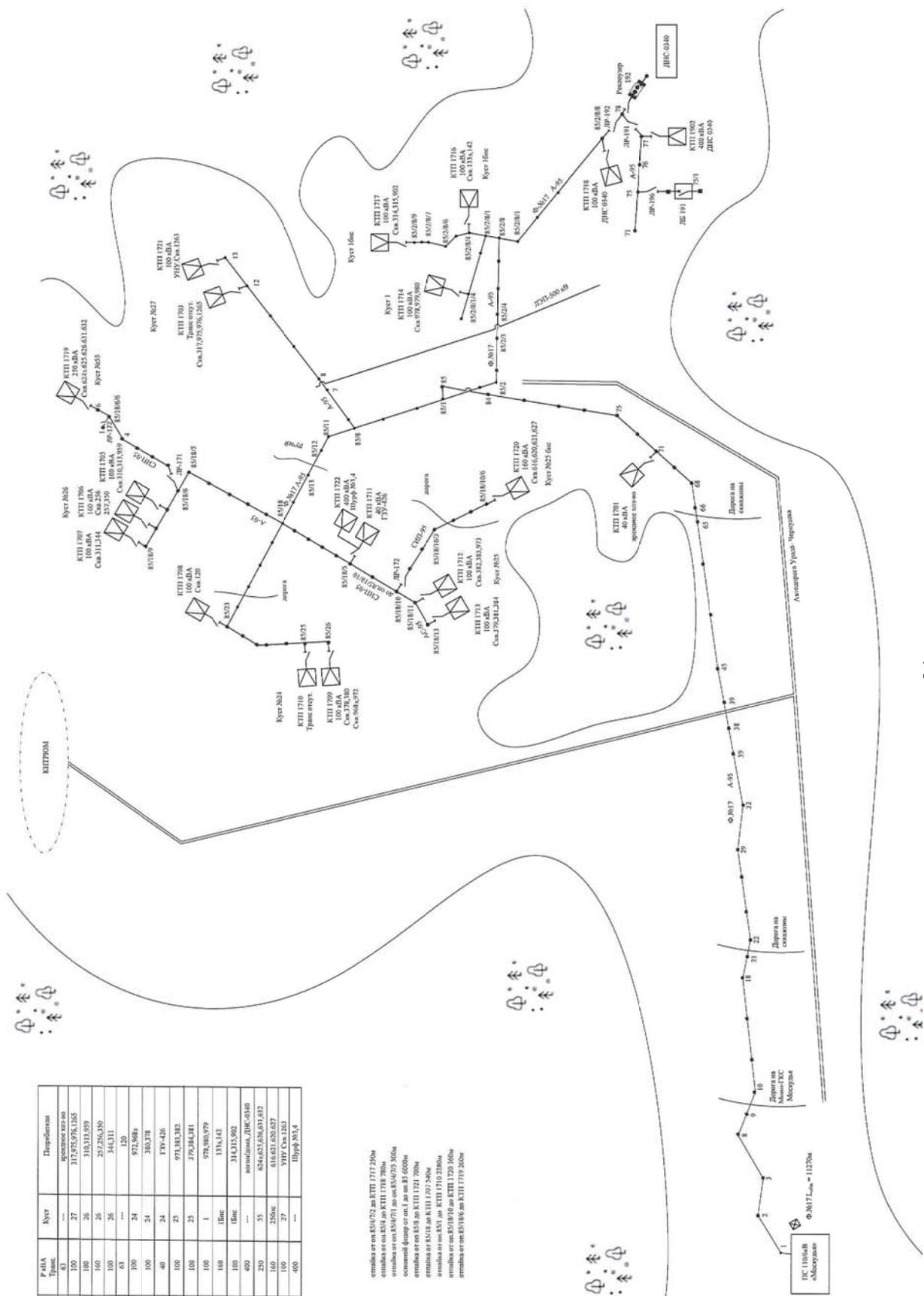
№	Р.в.д.	№	Позволение
0202	100	80	463,516х, 519
0203	100	80	419,516х, 429
0204	100	80	375,516х, 409
0205	100	9	331,516х, 389
0206	100	9	287,516х, 369
0207	100	69	315,438х, 126х, 146
0208	100	71	348,500х, 5
0209	100	71	348,500х, 5
0210	100	72	315,324х, 149х, 128х
0211	100	72	315,324х, 149х, 128х
0212	100	76	318,804х, 350х, 300х, 18
0213	100	79	415,447х, 468
0214	35	79	371,447х, 468
0215	100	79	327,447х, 468
0216	100	79	283,447х, 468
0217	100	77	329,618х, 364х, 4
0218	100	75	361,007х, 162
0219	100	75	361,007х, 162
0220	100	75	361,007х, 162
0221	100	33	320,153х, 353
0222	100	13	304,206х, 347
0223	40	...	См. 1, 22
0224	100	136	466х, 465
0225	100	136	466х, 465
0226	100	15	328,518х, 111х, 136
0227	160	8	326,616х, 137х, 488
0228	160	8	326,616х, 137х, 488
0229	100	6	480х, 881
0230	100	6	480х, 881
0231	100	3	Берег, 876х, 877
0232	63	...	212, 223х, 306х, 212
0233	100	68	450х, 884
0234	100	...	212, 223х, 306х, 212
0235	100	...	212, 223х, 306х, 212
0236	400	...	212, 223х, 306х, 212
0237	160	71	147

установка от см. 46/54 до КТИ 0222 180м
 установка от см. 46/52/24 до КТИ 0226 240м
 установка от см. 46/52/24 до КТИ 0225 220м
 установка от см. 52 до КТИ 0229 150м
 установка от см. 52 до КТИ 0224 1400м
 установка от см. 52 до КТИ 0223 60м
 установка от см. 48/4 до КТИ 0207 160м
 установка от см. 46/49 до КТИ 0210 900м
 установка от см. 45/54 до КТИ 0221 180м
 установка от см. 46/47/9 до КТИ 0211 180м
 установка от см. 46/47/9 до КТИ 0212 360м
 установка от см. 45/53 до КТИ 0209 240м

Вариант 6



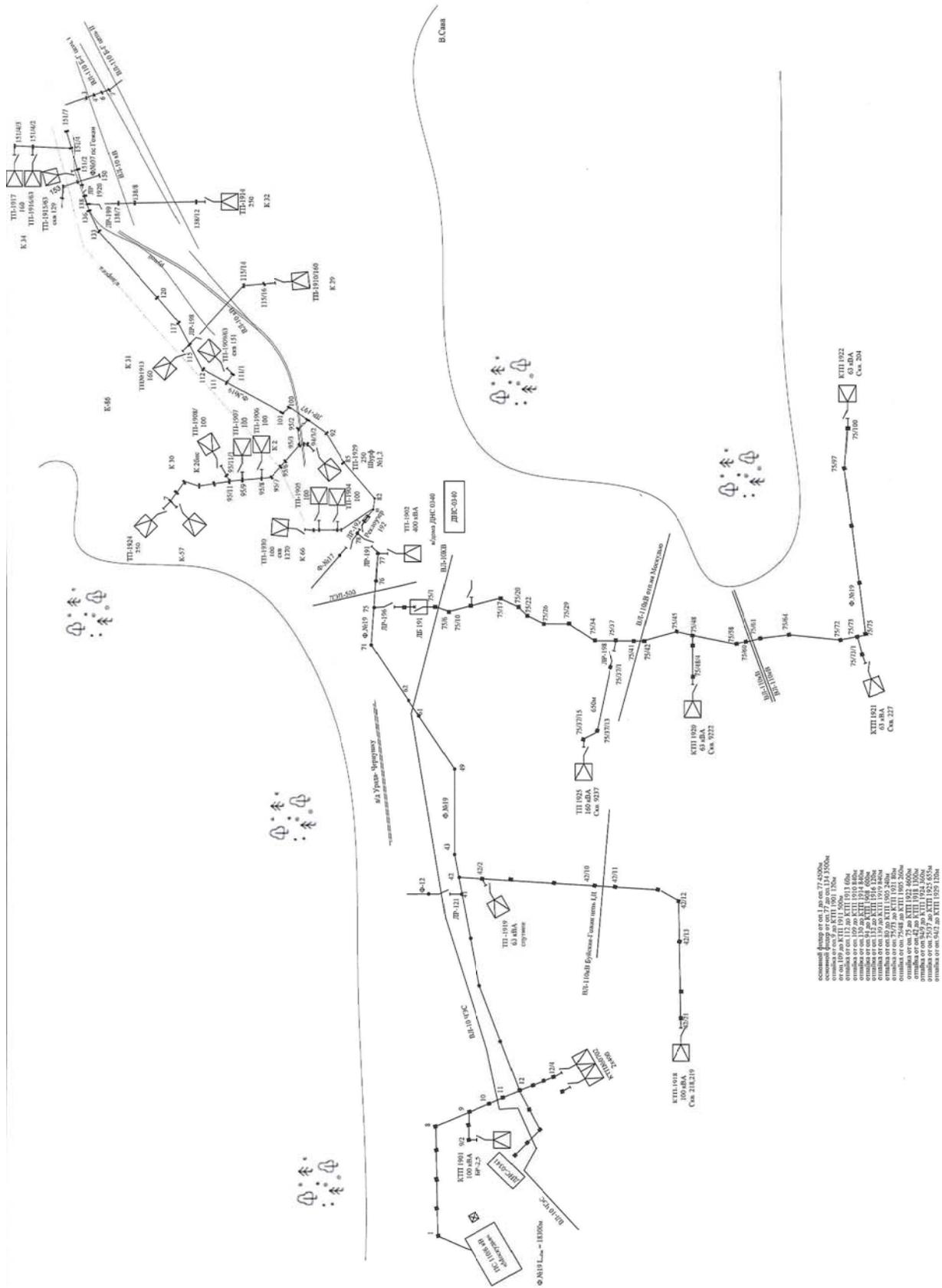
Вариант 7



№	Р АВА	Высот	Потребители
1701	100	---	арендовое ст-но
1702	100	27	317,975,1265
1703	100	26	100,131,099
1704	100	26	297,256,190
1707	100	26	344,311
1708	60	---	120
1709	100	24	921,984а
1710	100	24	310,378
1711	40	24	ГВУ-426
1712	100	25	971,343,332
1713	100	24	179,484,841
1714	100	1	976,003,979
1716	160	лине	1316,142
1717	100	лине	314,115,902
1718	400	---	неотключ. ДПС-0340
1719	250	55	624,627,626,631,632
1720	160	2500с	616,621,620,627
1721	100	27	919, Сив.1262
1722	400	---	Шурф №3,4

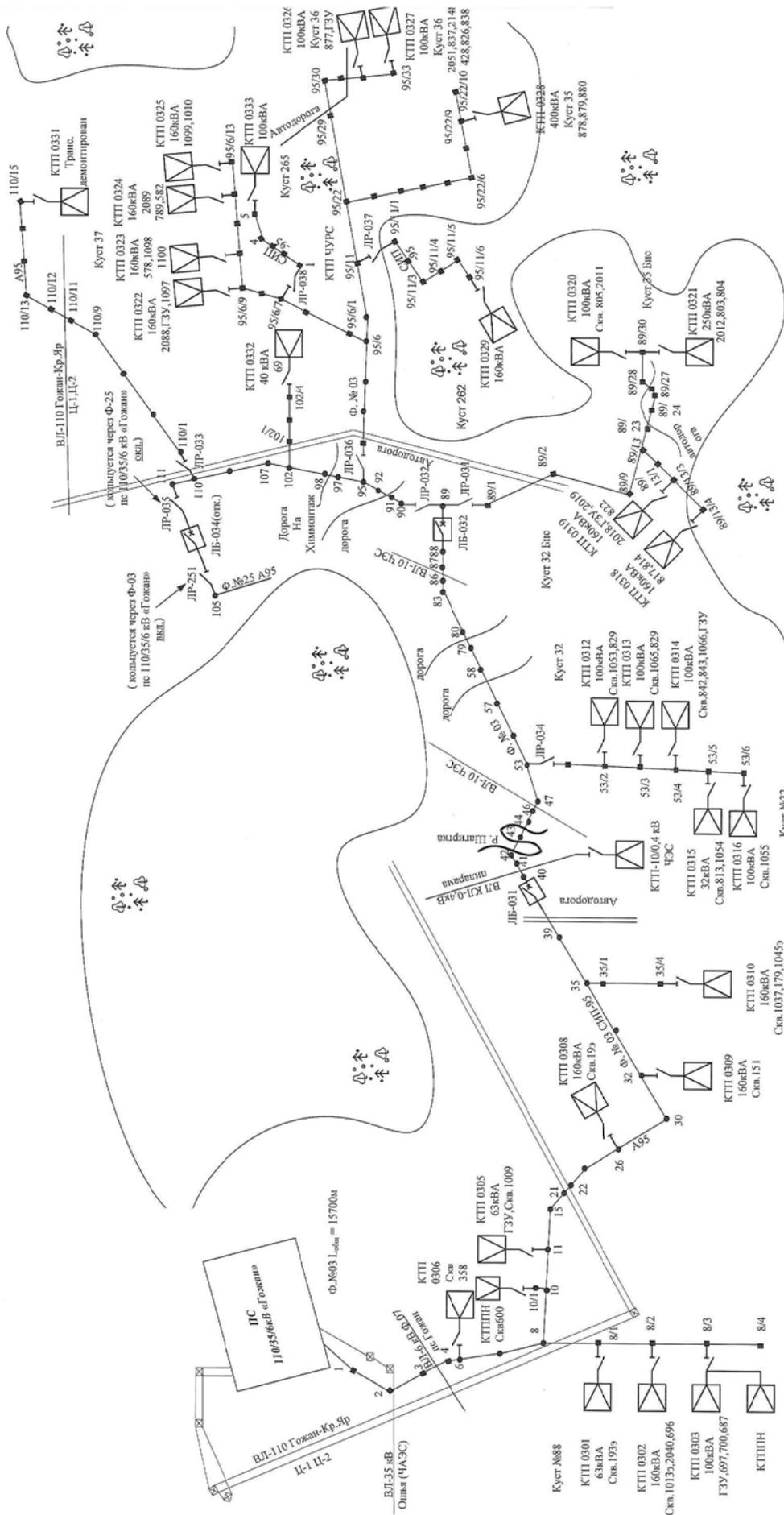
установка от см. 8518/70 по КТП 1717-160а
 установка от см. 8518 по КТП 1718-700а
 установка от см. 8518/71 по см. 8518/72. Моб.
 основной пункт от см. 1 по см. 85 6000а
 установка от см. 8518 по КТП 1721-700а
 установка от см. 8518 по КТП 1717-540а
 установка от см. 8511 по КТП 1710-2500а
 установка от см. 8518/16 по КТП 1720-160а
 установка от см. 8518/6 по КТП 1719-160а

Вариант 8

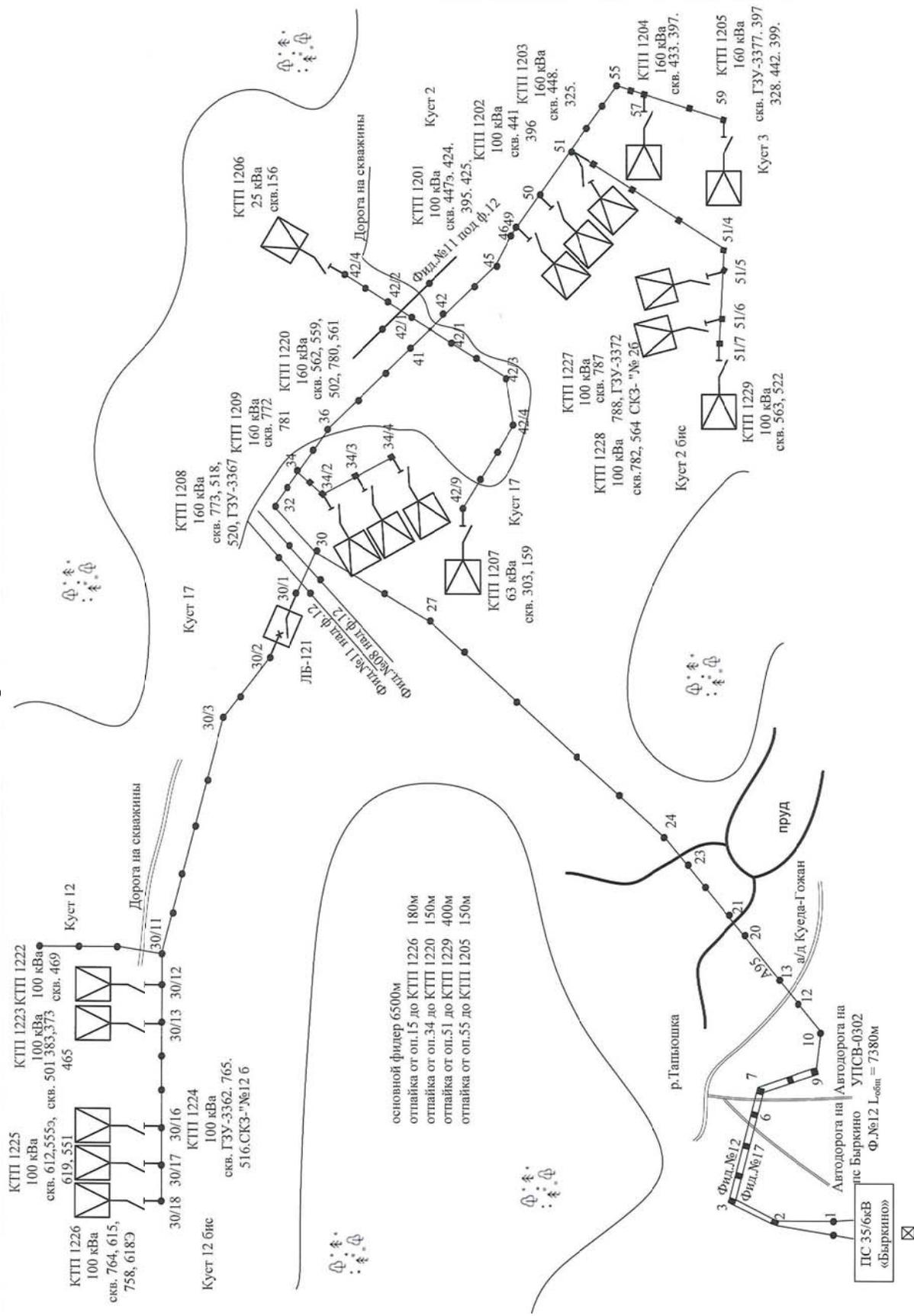


номинальный диапазон от 1 до 10 км 7,4250 км
 номинальное напряжение 10 кВ
 номинальное напряжение от 10 до 10 кВ КТН1-1001 1,25 км
 номинальное напряжение от 10 до 10 кВ КТН1-1013 0,04 км
 номинальное напряжение от 10 до 10 кВ КТН1-1019 0,04 км
 номинальное напряжение от 10 до 10 кВ КТН1-1019 0,04 км
 номинальное напряжение от 10 до 10 кВ КТН1-1019 0,04 км
 номинальное напряжение от 10 до 10 кВ КТН1-1019 0,04 км
 номинальное напряжение от 10 до 10 кВ КТН1-1019 0,04 км
 номинальное напряжение от 10 до 10 кВ КТН1-1019 0,04 км
 номинальное напряжение от 10 до 10 кВ КТН1-1019 0,04 км
 номинальное напряжение от 10 до 10 кВ КТН1-1019 0,04 км

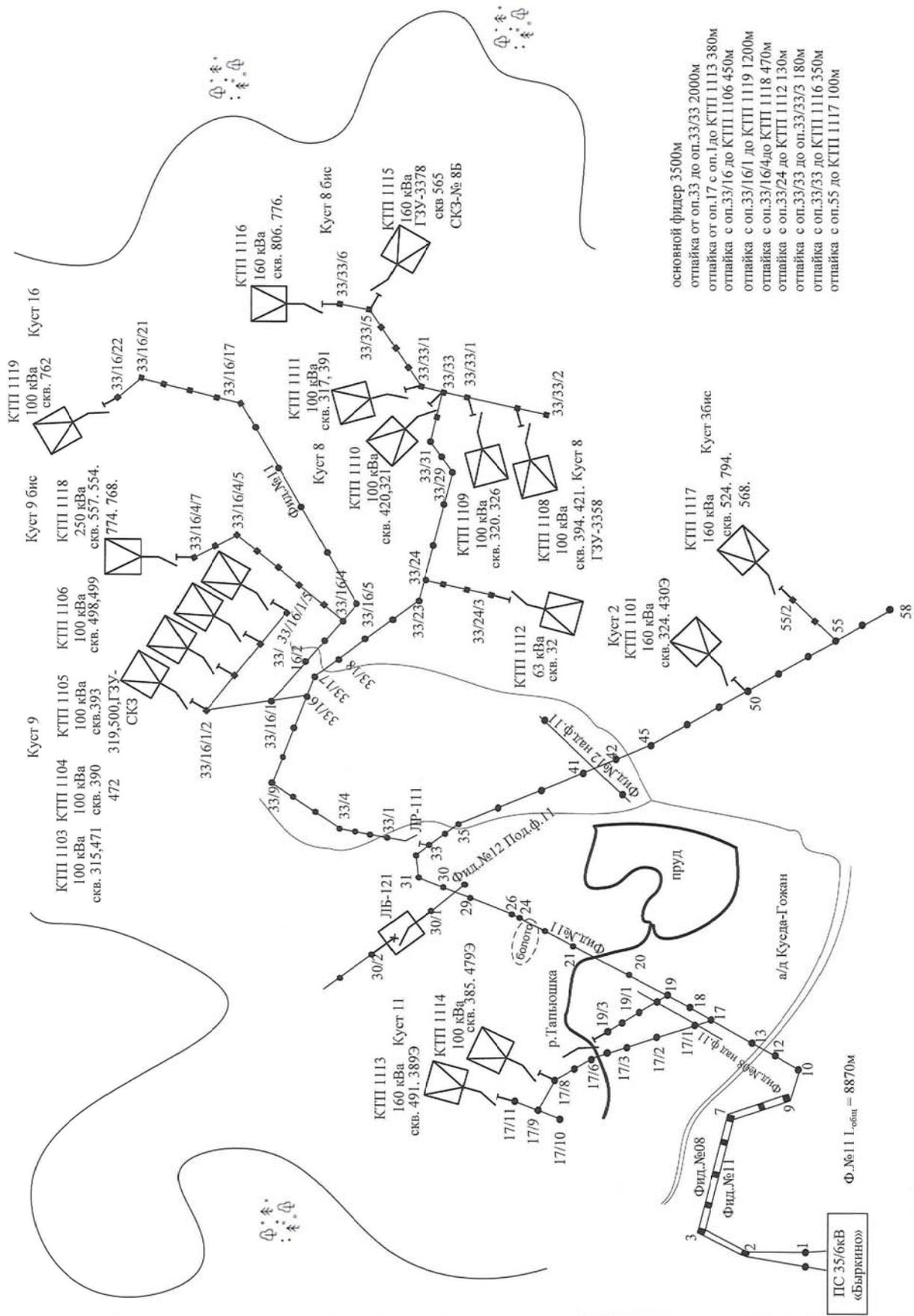
Вариант 10



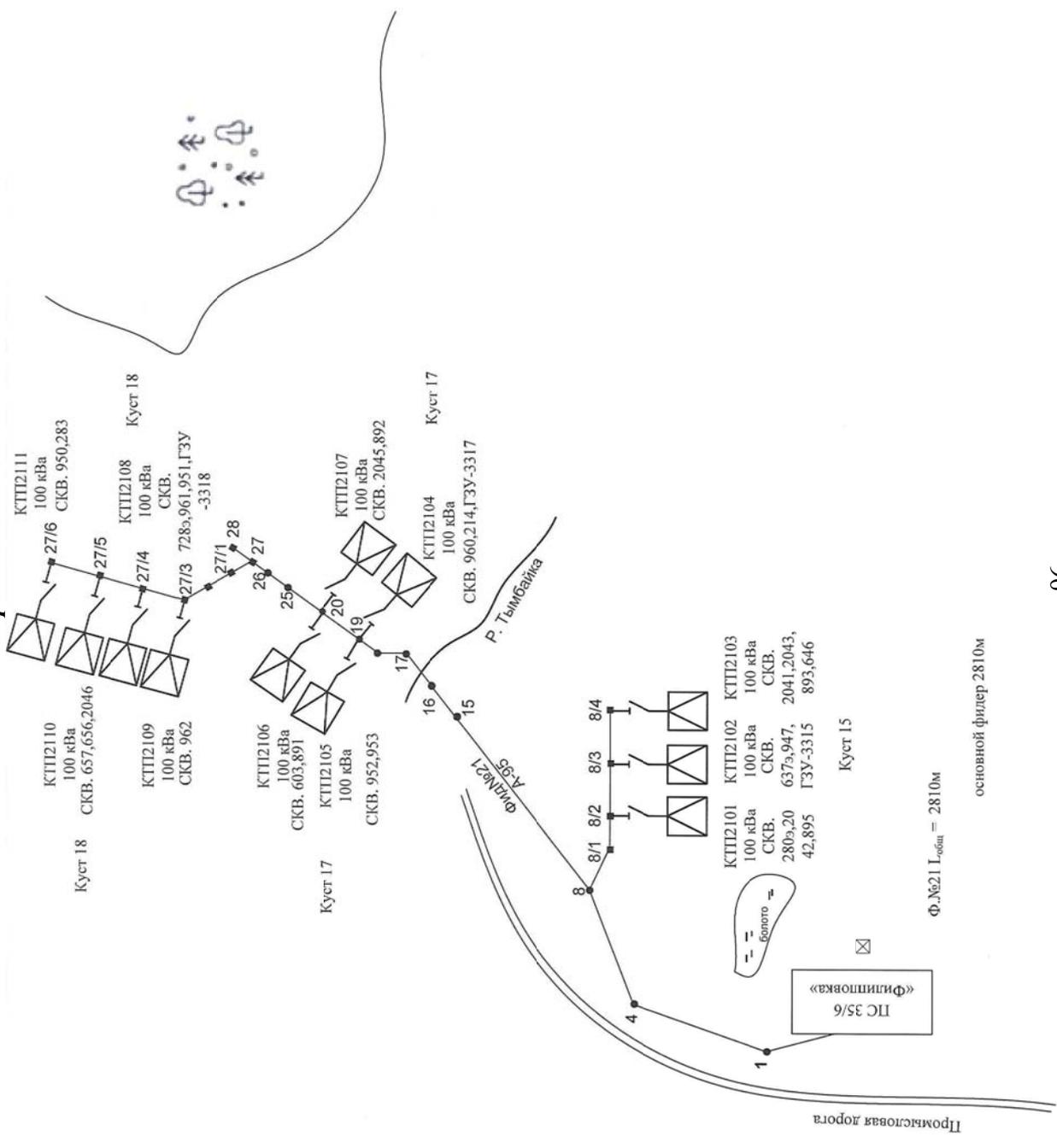
Вариант 17



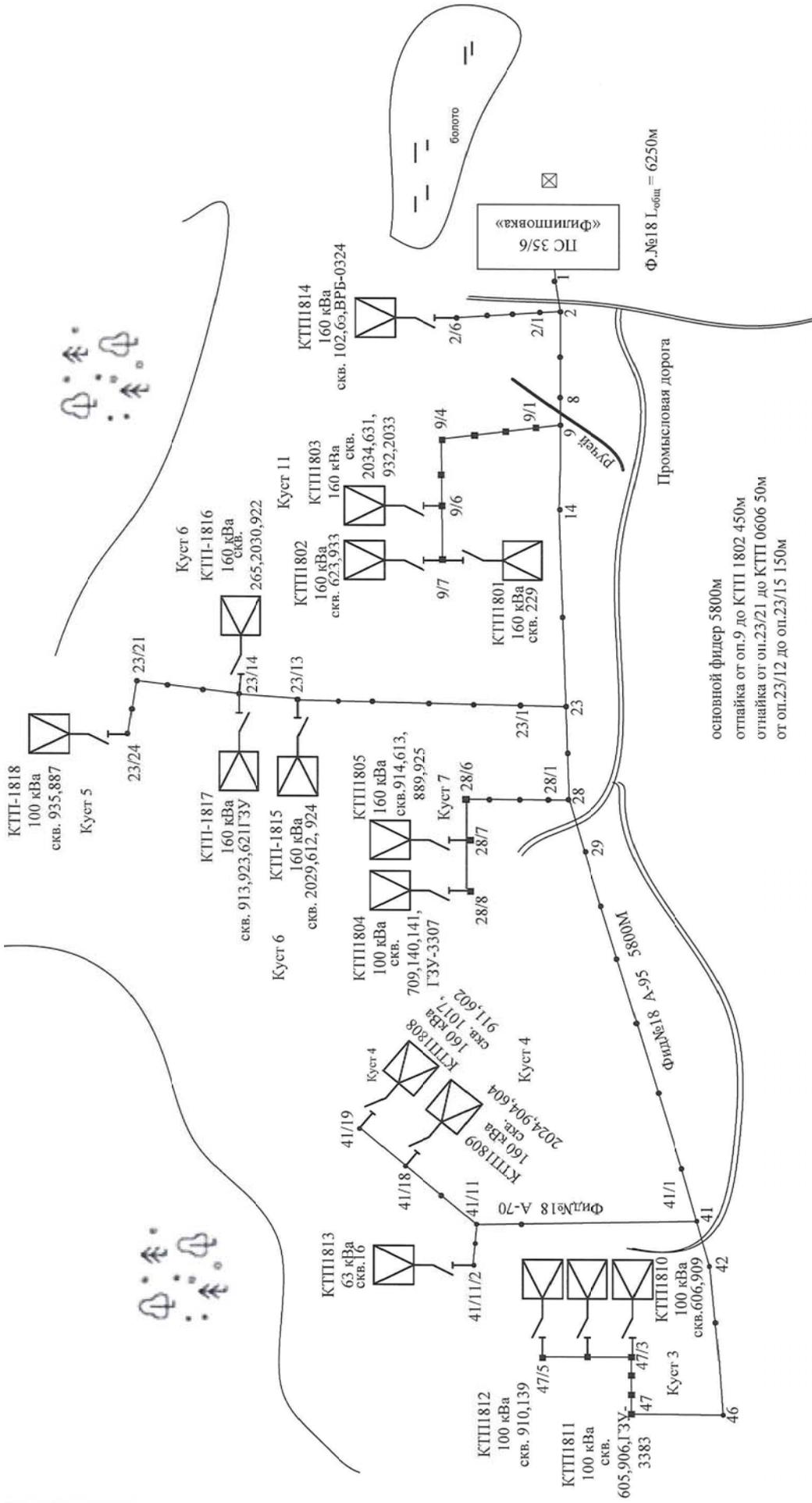
Вариант 18



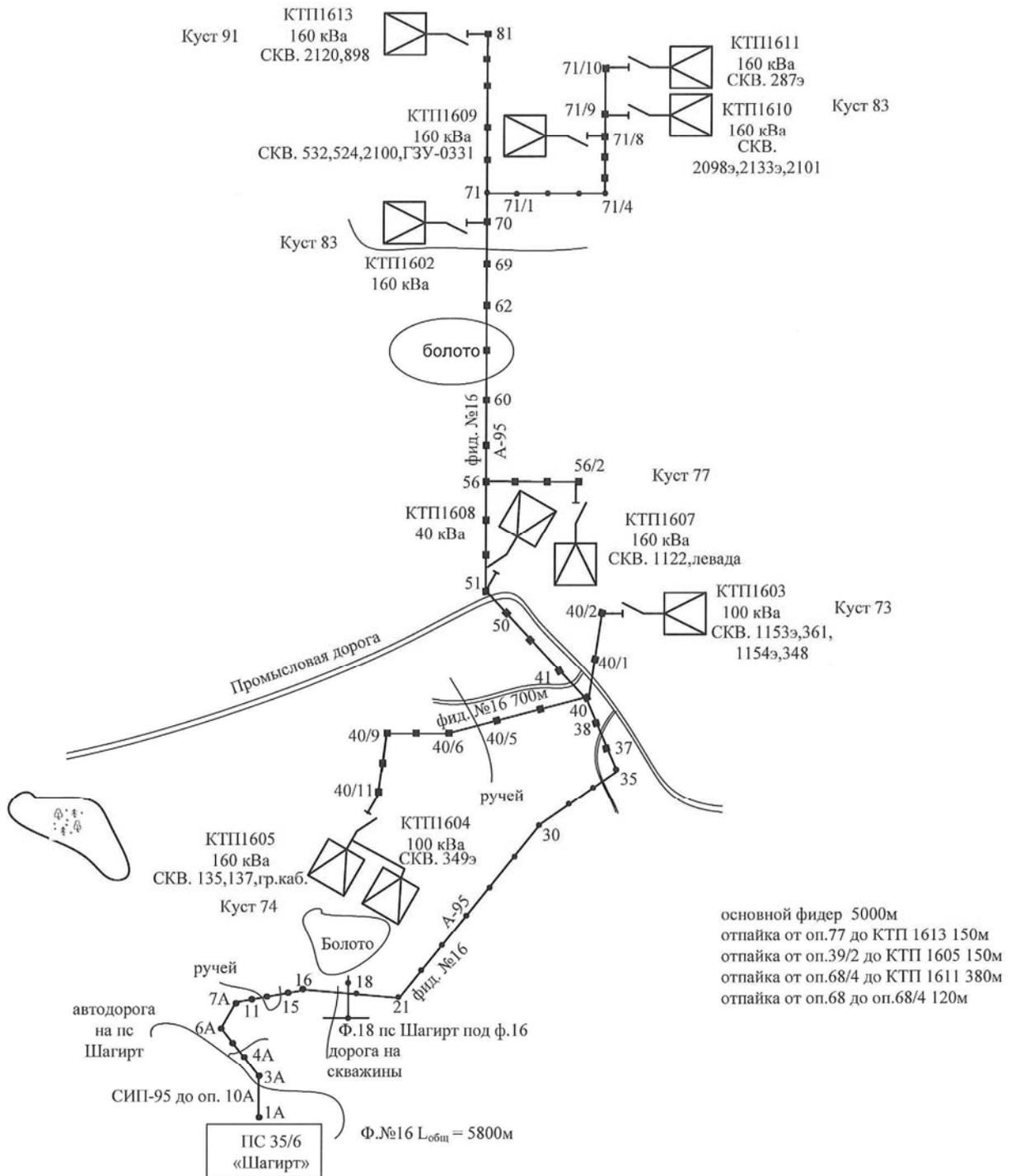
Вариант 19



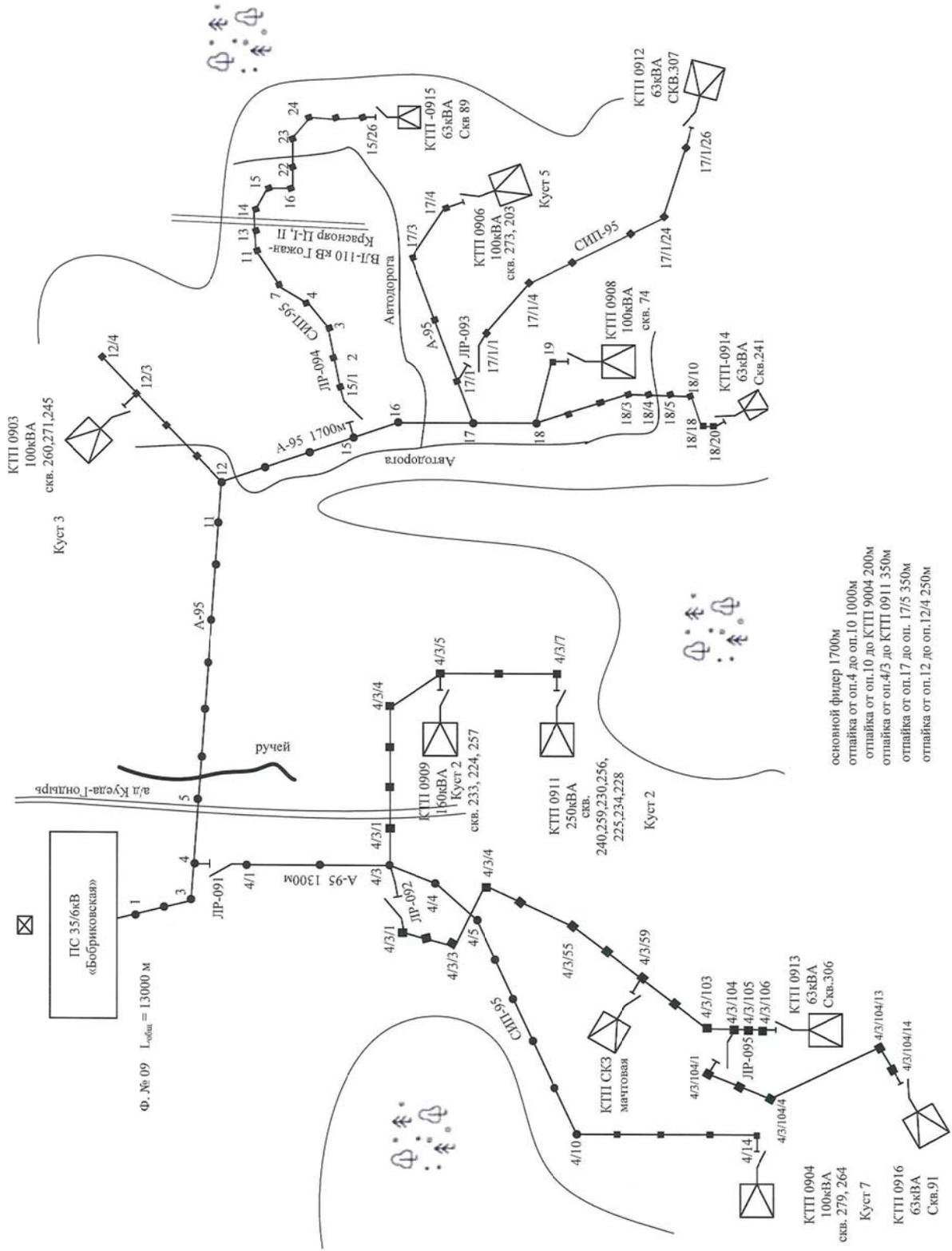
Вариант 20



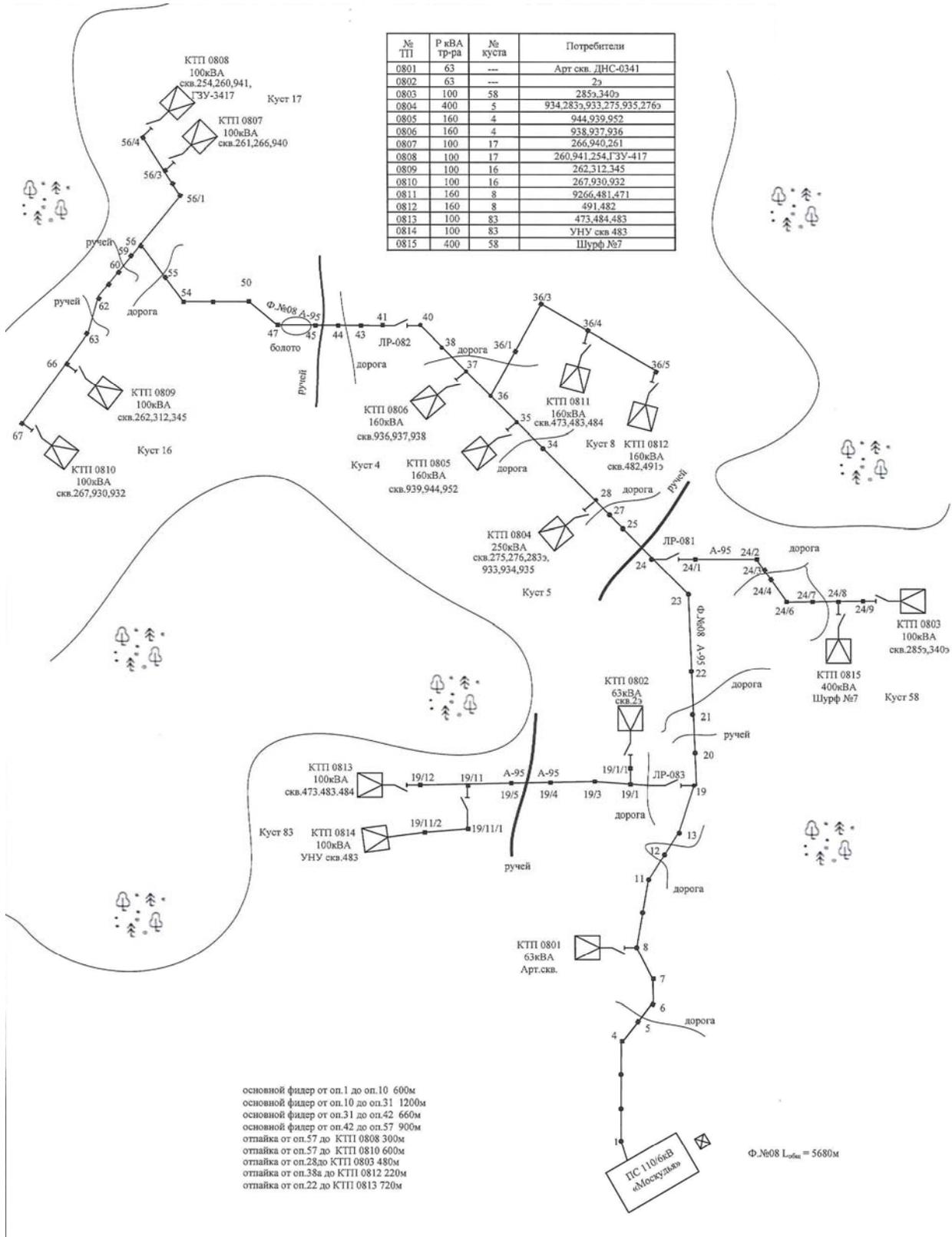
Вариант 21



Вариант 22



Вариант 23



Вариант 24

