

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Реконструкция воздушных линий электропередачи 110-220 кВ для ввода на ПС
«Северная»

Обучающийся

С.С. Пулькин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный

руководитель

д.т.н., профессор В.В. Вахнина

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

Тольятти 2025

Содержание

Введение	4
1 Анализ характеристик существующих высоковольтных воздушных линий электропередач, планируемых к переустройству	7
1.1 Описание проекта перехода ВЛЭП 110 кВ и 220 кВ в ВКЛ	7
1.2 Анализ конструктивных и эксплуатационных характеристик высоковольтных воздушных линий электропередач напряжением 110-220 кВ	8
1.3 Анализ характеристик ВЛЭП 110 – 220 кВ, планируемых к переустройству	12
1.4 Обоснование необходимости переустройства воздушных участков ВЛЭП 110-220 кВ в кабельные линии	13
1.5 Анализ характеристик ВКЛ, предусмотренных для замены участков ВЛЭП 110 – 220 кВ	18
2 Перспективное развитие сети 110 кВ и выше в проектируемом энергорайоне	20
2.1 Характеристика электрических сетей проектируемого энергорайона	20
2.2 Планируемые вводы электросетевого оборудования 110 кВ, 220 кВ, 500 кВ	21
2.3 Планируемые вводы и выходы генерирующего оборудования	24
3 Анализ электрических режимов сети 110 кВ и выше в районе расположения реконструируемых ВЛЭП для нормальных, ремонтных и аварийных схем при максимальном и минимальном энергопотреблении района	26
3.1 Перспективные уровни максимума нагрузки энергосистемы Москвы и Московской области	26
3.2 Выбор режимов для расчета электрических режимов сети 110 кВ и выше	27

3.3 Анализ электрических режимов сети 110 кВ и выше в реконструируемом регионе	31
3.3.1 Анализ нормальных электрических режимов при максимуме нагрузки в сети 110 кВ и выше в реконструируемом регионе	34
3.3.2 Анализ аварийных электрических режимов при максимуме нагрузки в сети 110 кВ и выше в реконструируемом регионе	36
3.3.3 Анализ электрических режимов при минимуме нагрузки в сети 110 кВ и выше в реконструируемом регионе	40
4 Расчет уровней токов КЗ для проверки характеристик установленного коммутационного оборудования на ПС в зоне реконструкции	47
4.1 Выбор режимов для расчета уровней токов КЗ в зоне реконструкции .	47
4.2 Определения алгоритма расчета токов КЗ в зоне реконструкции	49
4.3 Токи КЗ в максимальном режиме работы питающей сети	52
4.4 Токи КЗ в минимальном режиме работы питающей сети	59
4.5 Обоснование пропускной способности для вновь образованных кабельных участков при реконструкции ВКЛ 110 – 220 кВ	64
Заключение	70
Список используемой литературы и используемых источников	70

Введение

Для столицы России более 20 лет актуален вопрос о переносе воздушных высоковольтных линий электропередачи (ВЛЭП) под землю. По разным оценкам только в пределах старой Москвы ВЛЭП занимают более 10 тысяч га земли, которые могут быть очень «лакомыми» участками для строительства жилой, коммерческой площадей или для иных целей. Уже в 2007-2008 годах году власти Москвы хотели перенести ряд ВЛЭП напряжением 110 кВ и 220 кВ под землю. На основании Постановления Правительства Москвы «О разработке Энергетической стратегии города Москвы, Генеральной схемы энергоснабжения города Москвы с учетом программы внедрения генерирующих мощностей и Единой расчетной информационной модели энергообеспечения объектов города на период до 2025 года» [32] реконструкция магистральных сетей для территориального развития должна была реализована в ряде районов Северо-Восточного округа Москвы: «в Алтуфьеве, Отрадном, Бибиреве, Южном и Северном Медведкове. Так, в анонсированных планах в районе Бибирева, Отрадного и Южного Медведкова должно было освободиться примерно 183 га земли, занятой ВЛЭП 110 кВ, что позволило бы возвести на освободившихся участках трёх микрорайонов с жильём площадью не менее 1 млн кв. м, а также по организации природного комплекса. В рамках строительства предполагалось обеспечить будущих жителей детскими садами, физкультурно-оздоровительными комплексами, офисно-деловыми центрами, а также паркингами на 22 тыс. машиномест. Кроме того, в районе Полярной улицы планировалось построить выезд на МКАД и новую развязку. К сожалению, проект не был реализован по причине кризиса» [32].

В настоящее время власти Москвы вернулись к реализации проектов по выносу ВЛЭП за линии застройки, а также переводу их в кабельные линии [27]. По оценкам [8] средняя стоимость проектов по переносу ВЛЭП в высоковольтные кабельные линии (ВКЛ) составляет от 50 млн. руб. до 200

млн. руб. за 1 км в зависимости от класса напряжения будущей ВКЛ. В основном это ВЛЭП напряжением 110 кВ и 220 кВ, которые покрывают большую часть Москвы [33]. Линии напряжением выше 220 кВ относятся к магистральным линиям и редко проходят в городской черте [9]. Использовать такие кабели на территории города или для частного строительства зачастую нецелесообразно и слишком дорого.

Поэтому актуальной является задача перевода высоковольтных воздушных линий напряжением 110 кВ и 220 кВ в кабельные для освобождения земли под инвестиции и новое строительство. Близость ВЛЭП к жилым комплексам снижает стоимость жилой площади на 7-10%.

Целью исследования является анализ электрических режимов участка электрической сети для реализации мероприятий по переустройству воздушных участков ВЛЭП напряжением 110 кВ и 220 кВ в кабельные линии на участке подстанции (ПС) «Северная» Северо-Восточного округа Москвы для высвобождения земельного участка под коммунальные нужды.

Гипотеза исследования состоит в том, что при реконструкции ВЛЭП освобождение земли от ВЛЭП и её охранной зоны (полосы отчуждения) позволит построить прогулочные дорожки, парковые зоны, зелёные насаждения, дополнительные парковочные места, что увеличит привлекательность и стоимость жилой и коммерческой недвижимости в Северо-Восточном округе Москвы.

Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- анализ технических характеристик существующих высоковольтных воздушных линий электропередач, планируемых к переустройству;
- расчет электрических режимов сети 110 кВ и выше в районе расположения реконструируемых ВЛЭП;
- расчет перспективных уровней токов КЗ на шинах ПС «Северная» и ПС, расположенных на прилегающих территориях для определения соответствия характеристик или выбора коммутационной аппаратуры.

Объект исследования – высоковольтные воздушные линии электропередачи классом напряжения 110 кВ и 220 кВ на участке подстанции (ПС) «Северная» Северо-Восточного округа Москвы.

Предмет исследования – электрические режимы участка проектируемой электрической сети напряжением 110 кВ и 220 кВ.

Методы исследования – основные законы электротехники, аппарата математического анализа и моделирования, теории электромагнитных переходных процессов в линейных электрических цепях.

Научная новизна исследования заключается в:

- показана актуальность перевода воздушных высоковольтных линий электропередачи в кабельные из-за повышения надежности и снижения на них климатических воздействий, а также уменьшения электромагнитных излучений;
- выполнен анализ электрических режимов сети 110 кВ и выше в районе расположения реконструируемых ВЛЭП для нормальных, ремонтных и аварийных схем при максимальном и минимальном энергопотреблении района;
- выполнены расчеты перспективных уровней токов КЗ для проверки характеристик установленного коммутационного оборудования на ПС.

Практическая значимость исследования заключается в том, что в первую очередь, повысится надежность электроснабжения потребителей в районе реконструкции сети из-за перевода высоковольтных воздушных линий электропередачи в ВКЛ, а также увеличится спрос на инновационные решения в производстве высоковольтной кабельной продукции.

Личное участие автора в организации и проведения исследования состоит в анализе нормативно-технической документации по теме исследования, анализе технических характеристик ВЛЭП и оборудования ПС, подлежащих реконструкции, а также анализа электрических режимов сети 110 кВ и выше в зоне реконструкции и проведении расчетов КЗ для различных режимов.

1 Анализ характеристик существующих высоковольтных воздушных линий электропередач, планируемых к переустройству

1.1 Описание проекта перехода ВЛЭП 110 кВ и 220 кВ в ВКЛ

Проект предназначен для переустройства существующих ВЛЭП 110 кВ и 220 кВ от ПС «Северная» до предлагаемых к размещению пунктов перехода с прохождением после перекладки ВКЛ в подземных кабельных каналах. Реконструируемые ВЛЭП 110 кВ и 220 кВ располагаются в «Северо-Восточном административном округе г. Москвы на участке, ограниченном с севера Московской кольцевой автомобильной дорогой, с северо-запада – жилой застройкой ул. Корнейчука, ул. Плещеева и ул. Бибиревская, с запада – Алтуфьевским шоссе, с юго-востока – Высоковольтным проездом, с востока и северо-востока – Полярным проездом и границами земельных участков, занимаемых промышленными предприятиями» [27].

Основные планировочные характеристики проекта переустройства ВЛЭП 110 кВ и 220 кВ в ВКЛ и перечень зон размещения объектов при переустройстве ВЛЭП 110 кВ и 220 кВ в ВКЛ к плану границ зон планируемого размещения объектов приведены в таблице 1 [27].

Таблица 1 – Основные планировочные характеристики проекта переустройства ВЛЭП 110 кВ и 220 кВ в ВКЛ

Проектные характеристики, единицы измерения	Величина	
	$U_{\text{нВЛЭП}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{нВЛЭП}} = 220 \text{ кВ}$
Количество ПП, шт.	3	5
Количество опор ВЛЭП, шт.	3	5
Площадь под опоры ВЛЭП, км ²	0,52	0,87
Общая протяженность отпайки, км	1,53	0,5
Общая протяженность ВКЛ, км	14,37	7,18
Глубина прокладки ВКЛ, м	0,7-1	1,5-10
Освобождаемая площадь ВЛЭП, км ²	22,11	34,12
Занимаемая площадь ПП и ВКЛ, км ²	3,415	5,67
Всего освободится площади, км ²	18,695	28,45

Реконструкция обусловлена попаданием существующих ВЛЭП в зону строительства улично-дорожной сети с искусственными сооружениями и переустройством инженерных коммуникаций на участке Московской железной дороги. На освобожденной площади (из таблицы 1 – это примерно 47 км² в черте г. Москвы) предполагается «строительство отстойно-разворотной площадки наземного городского пассажирского транспорта, строительство конечной станции наземного городского пассажирского транспорта, строительство заездных «карманов» на остановочных пунктах наземного городского пассажирского транспорта, строительство светофорных объектов» [27]. Будет полностью восстановлены древесные насаждения и проведено благоустройство всех освобожденных земель. В последующем предполагается многоэтажная жилая застройка освобожденного участка земли.

1.2 Анализ конструктивных и эксплуатационных характеристик высоковольтных воздушных линий электропередач напряжением 110-220 кВ

Высоковольтные воздушные линии электропередачи нашли широкое применение для передачи электроэнергии различных классов напряжения. Длины действующих и сооружаемых ВЛЭП приведены в таблице 2 [22].

Таблица 2 – Длины действующих и сооружаемых ВЛЭП различных классов напряжений

$U_{\text{нВЛЭП}}, \text{кВ}$	$l_{\text{пр}}, \text{км}$	$l_{\text{ср}}, \text{км}$
110	80	35
220	250	Менее 200
330	400	Менее 250
500	500	400

Плотности тока ВЛЭП изменяются в широких пределах, что объясняется прежде всего различной длиной. Однако существует правило: с повышением напряжения и длины линии плотность тока снижается (таблица 3).

Таблица 3 – Плотности тока для ВЛЭП 110 – 500 кВ

$U_{\text{нВЛЭП}}, \text{кВ}$	Плотность тока, А/мм ²	
	длинных	коротких
110	0,45 – 0,75	1,0 – 1,4
220	0,5 – 0,8	1,0 – 1,4
330	0,55 – 0,8	0,8 – 1,05
500	0,7 – 0,75	0,8 – 1,0

ВЛЭП напряжением 110-220 кВ работают в сетях с глухим заземлением нейтралей силовых трансформаторов или автотрансформаторов. Уровни изоляции линий зависят от класса напряжений. Можно заметить тенденцию к снижению уровней изоляции, новые линии имеют более низкие уровни изоляции [13]. Характеристики изоляции и грозозащиты ВЛЭП приведены в таблице 4. Большинство ВЛЭП на всем протяжении трассы защищены одним или двумя заземленными тросами с защитным углом $(20 - 45)^\circ$.

Таблица 4 – Изоляция и грозозащита ВЛЭП 110 – 500 кВ

$U_{\text{нВЛЭП}}, \text{кВ}$	Подвесная гирлянда			Грозозащитный трос
	Тип изоляции и размер, мм	Количество изоляторов	$U_{\text{имп}}, \text{кВ}$	
110	127×255	5 - 8	950	1, сталь
220	127×255	10 - 16	980	2, сталь
330	140×270	16	1260	2, сталь
500	200×300	20	1750	2, сталь

Большинство ВЛЭП имеют сталеалюминевые провода весьма разнообразной конструкции, соотношение алюминия и стали примерно 4 – 8 [22].

ВЛЭП в основном сооружают на металлических опорах из профильного проката. Средние пролеты для ВЛЭП 110 кВ составляют (170 – 250)м, для ВЛЭП 220 кВ - (250 – 350)м, для ВЛЭП 330 кВ - (300 – 400)м, для ВЛЭП

500 кВ - (350 – 450)м. В городах из-за затруднения отвода земли в основном используют двухцепные опоры, т.к. при этом снижаются расходы на отчуждение трассы линии примерно на (5 – 15)%. Конструктивное выполнение линий весьма разнообразно. Применяются линии без анкерных опор, с использованием анкерно-угловых опор и т.д. Типы опор тоже разнообразны – типа «бочка», «елка» для двухцепных опор; для одноцепных опор чаще применяют опоры с горизонтальным расположением фаз или треугольником. Конструкции этих опор различны: порталные свободностоящие, порталные шарнирного типа с закреплением опоры оттяжками из стального троса и V-образные на оттяжках, башенного типа, типа «кошка» [22]. Конфигурация промежуточной одноцепной опоры с расположением фаз треугольником с конструктивными размерами для одноцепной ВЛЭП 110 кВ приведена на рисунке 1.

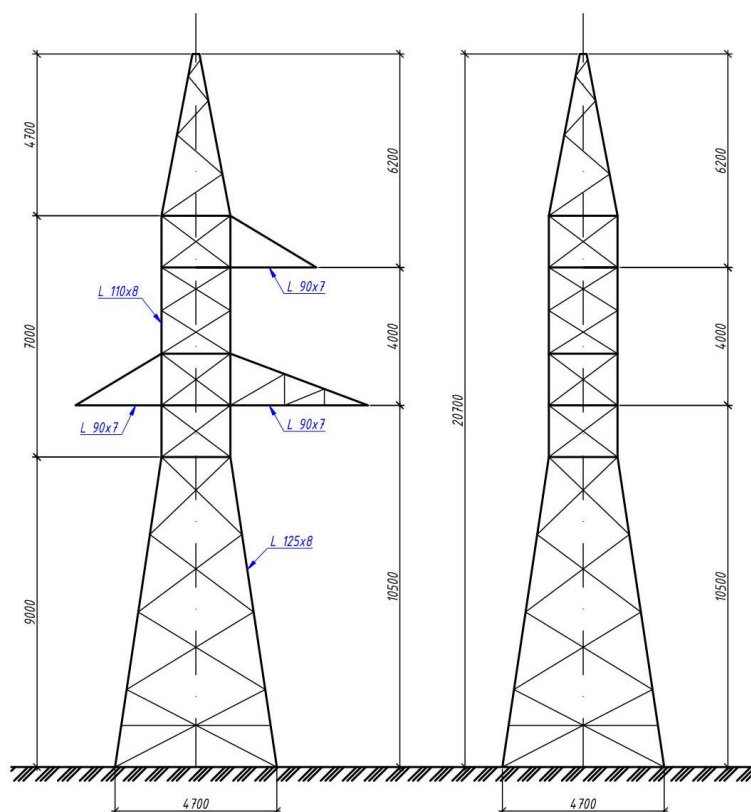


Рисунок 1 – Промежуточная одноцепная опора У110 для I -IV районов по гололеду

Для опор в основном используется сталь марки Ст.3. Размеры опор по высоте приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Размеры одноцепных и двухцепных опор ВЛЭП в м

Тип опоры	$U_{\text{нВЛЭП}}, \text{кВ}$				
	110	220	330	500	750
Одноцепные	20-35	25-39	27-37	27-30	39-42
Двухцепные	26-39	36-42	40-45	67	-

Фундаменты опор выполняют из монолитного бетона или железобетона, широко применяются металлические подложники.

Составляющие затрат в процентном соотношении от полной стоимости сооружения ВЛЭП 110 – 220 кВ приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Затраты на сооружение ВЛЭП 110 – 220 кВ в % от полной стоимости

Статьи затрат	$U_{\text{нВЛЭП}}, \text{кВ}$	
	110	220
Охранные зоны	3-5	6-10
Сооружение трассы	5-11	11-17
Сооружение опор	21-25	24-29
Монтаж изоляторов	5-6	6-7,5
Монтаж проводов	18-35	31-38
Монтаж грозозащитных тросов	1,3-2,3	1,5-2,3

Из таблицы 6 следует, что наиболее затратным является сооружение опор, затраты на создание охранной зоны тоже составляют значительную долю в затратах – до 10% от полной стоимости на сооружение ВЛЭП.

Если взять статистику по авариям на ВЛЭП, то по данным ПАО «Россети» в 2023 году без аварий работало 82% ВЛЭП классом напряжения 110 кВ и 87% ВЛЭП классом напряжения 220 кВ [13]. Большинство отключений было обусловлено климатическими условиями (гололед, сильный ветер, грозы), обрыв проводов из-за падения деревьев, а также перекрытия изоляции из-за птиц и других внешних воздействий. Причем наблюдается

сезонность отключений ВЛЭП, большее количество отключений происходит в зимнее время.

1.3 Анализ характеристик ВЛЭП 110 – 220 кВ, планируемых к переустройству

В таблице 7 приведены характеристики ВЛЭП 110 – 220 кВ, планируемых к переустройству в ВКЛ. Всего в Северо-Восточном округе г. Москвы планируется к переустройству три ВЛЭП классом напряжения 110 кВ и пять ВЛЭП классом напряжения 220 кВ.

Таблица 7 – Характеристики ВЛЭП 110 – 220 кВ, планируемых к переустройству

$U_{\text{нВЛЭП}},$ кВ	Наименование	Марка провода	$I_{\text{допВЛЭП}},$ А	$I_{\text{ав.допВЛЭП}},$ А при $t = -5^{\circ}\text{C}/+25^{\circ}\text{C}$	Длина участка $l_{\text{ВЛЭП}},$ км	Год постройки/ реконструкции
110	Медведково 1	АС-150, АС-240	581/450	630/540	6,22	1930/1984
	Медведково 2	АС-150, АС-240	581/450	698/540	14,35	1966/2008
	Медведково 3	АС-185/29, АС-240/32, АС-150	381/381	381/381	13,98	1953/2006
220	Северная 1	АС-400	980/760	1064/912	14,62	1949/1981
220	Северная 2	АС-400	1000/825	1064/990	6,46	1938/1984
	Северная 3	АС-400	1000/825	1064/990	9,77	1992
	Щедринно 1	АС-400	1000/825	1064/990	68,24	1949/2009
	Щедринно 2	АС-400, АСУ-400	1064/825	1200/990	5,85	1951/2010

Предполагаемая общая длина ВЛЭП к переводу в ВКЛ составит 139,49 км. Планируемая протяженность ВКЛ 110 220 кВ, проложенных в том числе в земле, составит 137,4 км.

1.4 Обоснование необходимости переустройства воздушных участков ВЛЭП 110-220 кВ в кабельные линии

В Положении ПАО «ФСК ЕЭС» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» отмечается, что основными направлениями технической политики при проектировании, строительстве, техническом перевооружении и эксплуатации воздушных ВЛЭП являются:

- «обеспечение надежности и эффективности работы;
- снижение стоимости строительства и эксплуатации;
- сокращение влияния на окружающую среду, в том числе за счет минимизации ширины лесных просек, применения высотных опор и опор с вертикальной подвеской проводов;
- снижение потерь электроэнергии на ВЛЭП;
- применение конструкций и материалов, обеспечивающих стойкость к вандализму, расхищениям и нанесению ущерба третьими лицами;
- применение новых типовых серий опор из атмосферостойкого стального проката, а также решетчатых опор из гнутого профиля;
- применение конструкций, элементов и оборудования, обеспечивающих надежность, минимальные затраты при строительстве, техническом перевооружении и обслуживании в течение срока службы» [8], [17].

На ВЛЭП 35-220 кВ следует применять одноцепные и многоцепные стальные опоры с применением монолитных фундаментов, вместо сборных железобетонных [18]. Для уменьшения площади под землеотводы при строительстве и реконструкции ВЛЭП рекомендуется применять стальные многогранные опоры как в двухцепном так и в многоцепном исполнении. На участках ВЛЭП, проходящих по лесопарковым зонам, рекомендуется применение повышенных опор.

ВЛЭП считаются повышенными источниками опасности, поэтому для них устанавливаются охранные зоны [29]. В соответствии с Постановлением Правительства РФ «в охранных зонах запрещается осуществлять любые

действия, которые могут нарушить безопасную работу объектов электросетевого хозяйства, в том числе привести к их повреждению или уничтожению, и (или) повлечь причинение вреда жизни, здоровью граждан и имуществу физических или юридических лиц, а также повлечь нанесение экологического ущерба и возникновение пожаров» [16]. Нормируемые размеры охранных зон линий электропередач классом напряжений 10 – 220 кВ [16] приведены на рисунке 2.

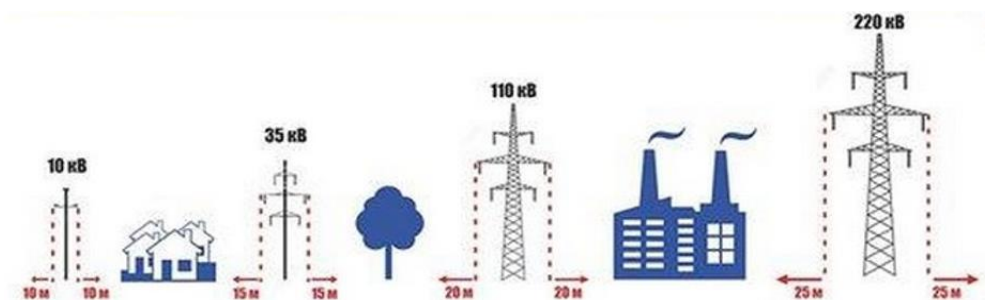


Рисунок 2 – Нормируемые размеры охранных зон линий электропередач классом напряжений 10 – 220 кВ [16]

Из рисунка 2 видно, что размер охранной зоны для ВЛЭП 110 кВ составляет не менее 40 м, а для ВЛЭП 220 кВ – 50 м. Естественно городские администрации городов заинтересованы в замене воздушных ВЛЭП на кабельные, так как при этом увеличивается инвестиционная стоимость участка застройки, сокращаются капитальные затраты на строительство, повышается стоимость близлежащих объектов, улучшается эстетичный вид, а также решаются вопросы с безопасностью населения и экологичности.

Однако для того, чтобы осуществить переустройство ВЛЭП в ВКЛ или вынос ВЛЭП за границы земельного участка необходимо решить ряд вопросов:

- разработать проектную и рабочую документацию на временное электроснабжение объектов, попадающих в зону реконструкции;

- выделить земельные участки для размещения временных сооружений электросетевых объектов;
- разработать проект на переустройство ВЛЭП в ВКЛ и согласовать с соответствующими организациями;
- рассчитать стоимость проекта.

При этом электросетевые компании и администрация города могут не одобрить кабельную вставку по причине сложности определения возможной аварии. Стоимость проекта может оказаться достаточно высокой. Перевод ВЛЭП в ВКЛ инвестору может обойтись до 200 миллионов рублей за 1 км. При этом построить воздушную линию электропередачи той же длины и на тот же класс напряжения можно за 25 миллионов рублей за 1 км.

В Москве «общая протяженность воздушных линий электропередачи разного класса напряжения (35 - 220 кВ), принадлежащих и эксплуатируемых ПАО «Московская объединенная электросетевая компания» (МОЭСК), равна 1026 километрам» [27]. В Московской области в пределах 10 км до МКАД – 2002 км [28]. Занимаемые сейчас площади земель под ВЛЭП и под охранные зоны составляют более миллиона квадратных метров [26].

Преимущества применения ВКЛ вместо воздушных линий электропередачи на территории города:

- высоковольтные линии в кабельном исполнении более надежны;
- более простая эксплуатация, возможен постоянный контроль в режиме реального времени температуры и пропускной способности;
- гибкость проектирования и безопасность для человека.

Отрицательные моменты перевода ВЛЭП в ВКЛ на территории города:

- стоимость строительства ВКЛ в 15-18 раз больше стоимости строительства эквивалентной ВЛЭП;
- более сложное выполнение ремонтных работ;
- большое количество подземных коммуникаций приводит к ложности выбора трассы будущей ВКЛ, увеличивается нагрузка на подземные коммуникации [31].

Основные требования к сооружению ВКЛ напряжением 110 – 220 кВ в черте города:

- «использование силового кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена, медной жилой, усиленной оболочкой, продольной и поперечной герметизацией экрана и продольной герметизацией жилы, оптоволоконными проводниками для контроля температуры нагрева кабеля;
- предпочтительной является прокладка в земле, трасса при прокладке в грунте выбирается вне проезжих частей автодорог и зоны зеленых насаждений;
- применение электронных маркеров для определения места прохождения трассы кабелей;
- кабельные сооружения должны быть оборудованы устройствами пожарной и охранной сигнализации» [10].

Для соединения ВЛЭП 110 – 220 кВ с ВКЛ необходима организация переходного пункта (ПП) напряжением 110 кВ и 220 кВ [6]. ПП 110 – 220 кВ является неотъемлемой части переустройства ВЛЭП в ВКЛ [23].

ПП 110 – 220 кВ также строятся в случае:

- при строительстве кабельных отпаек от существующих ВЛЭП;
- на подходах ВЛЭП к распределительным устройствам ПС при необходимости захода на них кабелем;
- при организации кабельных вставок при выносе ВЛЭП из промышленной застройки;
- при строительстве переходов через автомобильные и железные дороги.

ВКЛ легче подвести к подстанциям глубоких вводов, располагаемых на стеснённой производственной территории и в городской черте.

В настоящее время при реконструкции применяют следующие типы ПП:

- комплектные ПП (открытые, закрытые, цифровые);
- открытые ПП на многогранных опорах ВЛЭП (например, типа ПКПО-КВ 35-220 кВ), на решетчатых опорах (например, типа АКЭП);

- открытые и закрытые (в основном блочного исполнения) для размещения на распределительных устройствах ПС.

Инновационной технологией являются цифровые ПП, которые располагают на многогранной опоре ВЛЭП. Основными преимуществами таких ПП являются их компактность, гибкий состав оборудования; система АСУ ТП позволяет дистанционно контролировать параметры состояния переходного пункта и его оборудования; позволяет организовать универсальную площадку для размещения систем мониторинга, измерений, связи и интеграции их в умные сети; позволяет обеспечить безопасное обслуживание оборудования; возможность установки системы охранного и технологического видеонаблюдения; снижает площадь землеотвода; эстетичное решение городской среды. В таблице 8 приведена сравнительная стоимость инновационного цифрового ПП 110 кВ, разработанного АО «НПО «Стример» [30] для г. Москвы с ПП аналогичного напряжения закрытого типа.

Таблица 8 – Стоимостные характеристики цифрового (ЦПП) и закрытого ПП (ЗПП) на 110 кВ для одной цепи, тыс. рублей

ЦПП			ЗПП		
Оборудование, работы	Количество	Стоимость	Оборудование, работы	Количество	Стоимость
Электрооборудование первичных цепей					
Разъединители	3	3679,2	Разъединители	3	4592,1
ОПН	1		ОПН	3	
Электрооборудование вторичных цепей					
Питание собственных нужд	1	3742,2	Вторичное оборудование 0,4 кВ	3	4622,8
Охрана и безопасность					
Система охранного освещения	1	279,1	Комплекс системы безопасности здания, наружное освещение	1	329,1

Продолжение таблицы 8

Многогранная опора ВЛЭП			Здание ЗПП		
Опора, фундамент, изоляция, арматура, СМР	1	7729,4	Здание, фундаменты, ошиновка, заземление, кабельное хозяйство	1	11939,3
Дополнительное оборудование					
Не требуется	0	0	Анкерная концевая опора для захода в ЗПП	1	1417,2
Полная стоимость ЦПП	1	15430	Полная стоимость ЗПП	1	22900,5

Очевидно, что применение цифровых ПП в черте г. Москвы является более экономически целесообразным по сравнению с ПП закрытого типа. Однако, в зависимости от расположения ПП решение о его конструктивном исполнении должно приниматься индивидуально с учетом характеристик места расположения, а также предъявляемых характеристик к обеспечению безопасности и эстетичности городской среды.

1.5 Анализ характеристик ВКЛ, предусмотренных для замены участков ВЛЭП 110 – 220 кВ

В таблице 9 приведены предварительно выбранные характеристики ВКЛ, предусмотренных для замены участков ВЛЭП 110 – 220 кВ. В таблице приведены длины трасс вновь образуемых ВКЛ 110 кВ и 220 кВ, где в знаменателе приведена длина в закрытом переходе.

Все предполагаемые ВКЛ 110 кВ и 220 кВ выполнены кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена. Выбранные сечения ВКЛ 110 кВ и 220 кВ обеспечивают допустимый ток при нормальном и аварийном режиме. Общая протяженность ВКЛ составит 137,4 км.

Таблица 9 – Предварительно выбранные характеристики ВКЛ 110 – 220 кВ для замены участков ВЛЭП

$U_{\text{нВЛЭП}},$ кВ	Наименование	Марка кабеля	$I_{\text{допВКЛ}},$ А	$I_{\text{ав.допВКЛ}},$ А при $t = -5^{\circ}\text{C}/+25^{\circ}\text{C}$	$l_{\text{ВКЛ}},$ км
110	Медведково 1	ПвПу2Г-1×1000 (ГЖ)/265/110	581/450	630/540	8,3/2,98
	Медведково 2	ПвПу2Г-1×1000 (ГЖ)/265/110	581/450	698/540	19,76/1,70
	Медведково 3	АПвПу-1×350- 64/110, 2XS(FL)2Y-LWL- 1×2000RMS/2	381/381	452/452	16,82/2,99
220	Северная 1	2XS(FL) 1×2000/265- 127/220	980/760	1064/912	28,225/2,76
	Северная 2	2XS(FL) 1×2000/265- 127/220	1000/825	1064/990	17,64/4,45
	Северная 3	2XS(FL)2Y-LWL- 1×2000RMS/2	1000/825	1064/990	29,247/7,40
	Щедрино 1	2XS(FL) 1×2000/265- 127/220	1000/825	1064/990	28,255/4,45
	Щедрино 2	2XS(FL)2Y-LWL- 1×2000RMS/2	1064/825	1200/990	12,85/2,18

В таблице 9 также приведены допустимые $I_{\text{допВКЛ}}$ и аварийно допустимые токи $I_{\text{ав.допВКЛ}}$ при расчетной температуре окружающего воздуха $t = -5^{\circ}\text{C}$ и $t = +25^{\circ}\text{C}$.

Выводы по разделу. Выполнен анализ конструктивных и эксплуатационных характеристик ВЛЭП. Определена площадь освобождаемой зоны в Северо-Восточном округе Москвы – примерно 47 км². Показаны какие технические решения надо принять при переходе ВЛЭП в ВКЛ в черте города. Определены ВЛЭП 110 – 220 кВ, подлежащие переустройству, их характеристики. Определены характеристики ПП.

В Северо-Восточном округе Москвы (рисунок 3) расположена ТЭЦ-27 и ТЭЦ-21, ПС классом напряжения 220 кВ: «Хлебниково», «Щедрино», «Бабушкин», «Владыкино», «Хвойная», «Тайнинка», ПС классом напряжения 500 кВ «Бескудниково». Предусматривается строительство ПС «Северная» классом напряжения 220 кВ. Связь между ПС 220 кВ и 500 кВ осуществляется ВЛЭП классом напряжений 110 кВ и 220 кВ. Общая протяженность ВЛЭП в рассматриваемом округе Москвы составляет 338 км.

2.2 Планируемые вводы электросетевого оборудования 110 кВ, 220 кВ, 500 кВ

Для исследования электрических режимов реконструируемой сети рассмотрим планируемые вводы электросетевого оборудования на напряжения класса 110 кВ и 220 кВ.

Подстанция 220/110/10 кВ «Северная» (ПС1). Вновь строящаяся ПС1, предполагается установка четырех трансформаторов мощностью по 63 МВА каждый. К электрической сети 220 кВ ПС1 будет подключения путем трех ВКЛ 220 кВ «Северная 1», «Северная 2», «Северная 3» через три ячейки 220 кВ.

Подстанция 220/110/10 кВ «Щедрино» (ПС2). Общая установленная трансформаторная мощность составляет 626 МВА. В 2024 проводилась реконструкция ПС1 с установкой двух силовых трансформаторов напряжением 220/10 кВ мощностью по 63 МВА взамен существующих на напряжение 110/10/10 кВ. К сети 220 кВ ПС2 будет подключена следующими ВКЛ:

- ВКЛ 220 кВ «Щедрино 1»,
- ВКЛ 220 кВ «Щедрино 2»,
- ВКЛ 220 кВ «ТЭЦ-27».

К сети 110 кВ ПС2 подключена следующими ВКЛ:

- ВКЛ 110 кВ «Алтуфьево»,

- ВКЛ 110 кВ «Щедринно 3»,
- ВКЛ 110 кВ «Щедринно 4»,
- ВКЛ 110 кВ «Щедринно 5».

Подстанция 220/110/6 кВ «Бабушкин» (ПС3). Установленная трансформаторная мощность составляет 125 МВА. В 2024 проводилась реконструкция ПС3 с установкой второго силового автотрансформатора напряжением мощностью 125 МВА. К сети 220 кВ ПС3 подключена ВКЛ 220 кВ «Бабушкин 1». К сети 110 кВ ПС3 подключена:

- ВКЛ 220 кВ «Бабушкин 2»,
- ВКЛ 220 кВ «Бабушкин 3».

Планируется строительство заходов на ПС 500/220/110 «Бескудниково» (ПС4) через ВЛЭП 220 кВ «Бескудниково 1» и «Бескудниково 2». Суммарная ориентировочная протяженность новых заходов составит (4×0,3) км.

Планируется строительство заходов на ПС 500/220/110 кВ «Западная» (ПС7) для подключения новых потребителей в г. Химки и г. Красногорск. Заходы будут выполнены ВКЛ 110 кВ «Западная 1» (I цепь) и «Западная 1» (II цепь). Суммарная ориентировочная протяженность новых заходов составит 18 км. Также планируется строительство новых ВЛЭП 110 кВ «Химки 1» и «Химки 2».

Для завершения реконструкции ПС 220/110 кВ «Тайнинка» (ПС5) и обеспечения технологического присоединения новых потребителей предусматривается сооружение кабельных заходов ВЛЭП 220 кВ «ТЭЦ 27-1» на ПС5 (2×1,5 км). Для завершения реконструкции ПС 220/110 кВ «Тайнинка» (ПС5) предусматривается сооружение кабельных заходов ВЛЭП 110 кВ «Медведково 1», «Медведково 2», «Медведково 3». Суммарная ориентировочная протяженность новых заходов составит 14,8 км. При этом предполагается увеличение пропускной способности ВЛЭП 110 кВ до значения не менее 547 А при $T_{окр} = +25^{\circ}\text{C}$.

Подстанция 220/20/10 кВ «Хвойная» (ПС6) предназначена для электроснабжения потребителей Северо-Восточного округа г. Москвы. Общая

установленная трансформаторная мощность составляет 126 МВА. К сети 110 кВ ПС2 подключена следующими ВЛЭП:

- ВЛЭП 220 кВ «Хвойная 1»,
- ВЛЭП 220 кВ «Хвойная 2» с отпайкой на ПС 220 кВ «Бутырки».

На ПС6 предполагается строительство КРУЭ 220 кВ по схеме «две рабочие системы шин» [24] и демонтаж установленных трансформаторов с установкой четырех новых с общей трансформаторной мощностью 600 МВА. К сети ПС 6 будет присоединена путем сооружения двух ВКЛ 220 кВ «Хвойная 3» и «Хвойная 4» протяженностью (2×5) км.

Подстанция 500/220/110 кВ «Бескудниково» (ПС7). Общая установленная трансформаторная мощность на ПС7 составляет 2202 МВА. Предполагается демонтаж двух автотрансформаторов мощностью 250 МВА и 501 МВА с установкой двух автотрансформаторов мощностью напряжением 500/220 кВ мощностью по 500 МВА и одного автотрансформатора напряжением 220/110 кВ мощностью 250 МВА. При этом будет построено КРУЭ 500 кВ.

Подстанция 500/220/110/10 кВ «Западная» (ПС4). Общая установленная трансформаторная мощность на ПС4 составляет 750 МВА. К сети 500 кВ ПС4 присоединена линиями:

- ВЛЭП 500 кВ «Западная 1»,
- ВЛЭП 500 кВ «Западная 2»,
- ВЛЭП 500 кВ «ТЭЦ-21».

К сети 220 кВ ПС4 присоединена линиями:

- ВЛЭП 220 кВ «Радищево 1»,
- ВЛЭП 220 кВ «Радищево 2»,
- ВЛЭП 220 кВ «Слобода 1»,
- ВЛЭП 220 кВ «Слобода 2»,
- ВКЛ 220 кВ «Пенягино».

К сети 110 кВ ПС4 присоединена одиннадцатью ВЛЭП 110 кВ и двумя ВКЛ 110 кВ.

Предполагается демонтаж четырех установленных автотрансформаторов с установкой двух автотрансформаторов напряжением 500/220 кВ мощностью по 500 МВА каждый, двух автотрансформаторов напряжением 220/110/10 кВ мощностью по 250 МВА каждый, двух трансформаторов напряжением 220/20 кВ мощностью 100 МВА каждый.

Схема РУ на стороне 500 кВ «трансформатор - шины» [11]. К РУ 500 кВ присоединены пять ВЛЭП 500 кВ и одна ВКЛ 500 кВ.

Схема РУ 220 кВ полуторная, секционированная выключателями с присоединением автотрансформаторов напряжением 500/220 кВ и 220/110 кВ и шести ВЛЭП 220 кВ через полуторную цепочку. В РУ 220 кВ предусмотрено две резервные ячейки.

Схема РУ 110 кВ – две рабочие секционированные выключателями системы шин с подключением автотрансформаторов 220/110/10 кВ к секциям шин 110 кВ через два выключателя. К РУ 110 кВ присоединяется шестнадцать ВЛЭП и ВКЛ 110 кВ, предусматривается одна резервная ячейка.

На подстанции 110 кВ «Дубки» (ПС8) предусматривается установка токоограничивающего реактора 110 кВ на ВКЛ 110 кВ «Западная - Дубки» с сопротивлением не менее 5 Ом. Необходимость установки реактора обусловлена ростом токов КЗ в электрических сетях Московского региона [33].

2.3 Планируемые вводы и выводы генерирующего оборудования

Для исследования электрических режимов реконструируемой сети необходимо также учесть вновь вводимое на альтернативных (на биотопливе) и выводимое генерирующее оборудование на тепловых электростанциях (ЭС) Московского региона, которое приведено в таблице 10. Вводимое генерирующее оборудование внесено в таблицу со знаком «+», выводимое генерирующее оборудование внесено со знаком «-».

Таблица 10 – Планируемые вводы и выходы генерирующего оборудования

ЭС	Номер и тип турбины	Вид топлива	Годы			
			2024	2025	2026	2027
ТЭЦ-17	1ПТ-25/90	Газ, мазут	-	-	-	-20
	2Т-40-90	Газ, мазут	-	-	-	-40
	2ПТ-30/8,8	Газ, мазут	-	-	-	-32
	6ПР-25-90	Газ, мазут	-	-	-	-25
ГРЭС-3	1ГТУ-90	Дизель	-	-	-90	-
	2ГТУ-90	Дизель	-	-	-90	-
	3ГТУ-90	Дизель	-	-	-90	-
	4ГТУ-110	Дизель	-	-	-110	-
	5ГТУ-125	Дизель	-	-	-125	-
	6Т-6,3-16	Газ, мазут	-	-	-6,3	-
	7ПТ-12-90	Газ, мазут	-	-	-9	-
	8РТ-12-90	Газ, мазут	-	-	-12	-
ТЭЦ-6	1П-6-35	Газ природный	-6	-	-	-
	2П-6-35	Газ природный	-6	-	-	-
	3П-6-35	Газ природный	-6	-	-	-
ГРЭС-4	3К-330-240	Газ природный	-300	-	-	-
	4К-330-240	Газ природный	-	-300	-	-
	5К-330-240	Газ природный	-	-300	-	-
	6К-330-240	Газ природный	-	-300	-	-
	7ПТ-80-130	Газ природный	-	-80	-	-
ГТ-ТЭЦ	1ГТЭ-009	Газ природный	-	-9	-	-
	2ГТЭ-009	Газ природный	-	-9	-	-
ТЭС-1	ТБ1	Биотопливо	-	-	70	-
ТЭС-2	ТБ2	Биотопливо	-	-	70	-
ТЭС-3	ТБ3	Биотопливо	-	-	70	-
ТЭС-4	ТБ4	Биотопливо	-	-	70	-

Как следует из таблицы 10, в Московском регионе планируется постепенный вывод генерации на углеводородном топливе и ввод генерации на альтернативных источниках питания (на биотопливе) [31].

Выводы по разделу. Выполнен анализ схемы электрической сети Северо-Восточного округа Москвы. Для исследования электрических режимов реконструируемой сети 110 кВ и 220 кВ выполнен анализ планируемых вводы электросетевого оборудования 110 кВ, 220 кВ, 500 кВ и генерирующего оборудования.

3 Анализ электрических режимов сети 110 кВ и выше в районе расположения реконструируемых ВЛЭП для нормальных, ремонтных и аварийных схем при максимальном и минимальном энергопотреблении района

3.1 Перспективные уровни максимума нагрузки энергосистемы Москвы и Московской области

В соответствии со «Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2019 - 2025 годы» [26] расчетные уровни нагрузки Москвы и Московской области в 2024 и 2025 годах составят величины, которые приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Расчетные уровни зимнего максимума и летнего максимума и минимума нагрузок (в МВт) Москвы и Московской области в 2024 и 2025 годах

Период	2024	2025
$P_{\text{зим max}}$	18160	18950
$P_{\text{лет max}}$	12875	13436
$P_{\text{лет min}}$	7944	8290

Расчетные значения нагрузки на шинах ПС 110 кВ и выше определены на основании данных зимнего дня контрольных измерений 2022 года и летнего дня контрольных измерений 2023 года с учетом заключенных договоров на технологическое присоединение. Получено, что на ряде ПС 110 кВ и ПС 220 кВ не соблюдаются значения коэффициентов реактивной мощности ($\text{tg}\varphi \leq 0,54$), установленные в [10]. На этих подстанциях необходима установка средств компенсации реактивной мощности.

3.2 Выбор режимов для расчета электрических режимов сети 110 кВ и выше

При планировании развития энергосистем мегаполисов должны обеспечиваться особые критерии обеспечения схемной надежности, включая рассмотрение единичных и двойных ремонтных схем, более тяжелых возмущений, связанных, например, с неплановым отключением более одного элемента энергосистемы, потерей целых распределительных устройств подстанций и электростанций [34], [37], [38], [39].

В соответствии с ГОСТ Р 57114-2016 «нормальный режим энергосистемы – режим энергосистемы, при котором все потребители снабжаются электрической энергией в соответствии с договорами и диспетчерскими графиками, а значения технических параметров режима энергосистемы и оборудования находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы мощности и топлива на электростанциях.

Аварийный режим энергосистемы – режим энергосистемы с параметрами, выходящими за пределы требований технических регламентов, возникновение и длительное существование которого представляют недопустимую угрозу жизни людей, повреждения оборудования и ведут к ограничению подачи электрической и тепловой энергии в объемах, установленных в нормативных документах по энергетике.

Послеаварийный режим энергосистемы – режим, в котором энергосистема находится после локализации технологического нарушения до установления нормального или вынужденного режима.

Нормативное возмущение – аварийное возмущение, учет которого необходим при проведении расчетов электроэнергетических режимов и устойчивости энергосистемы» [4].

По степени тяжести различаются три категории нормативных возмущений.

К первой группе относятся:

- отключение ВЛЭП напряжением 500 кВ и ниже при однофазных КЗ на землю с успешным или неуспешным автоматическим повторным включением (АПВ);
- отключение одного блока «синхронный генератор-трансформатор», кроме наиболее мощного в энергосистеме.

Ко второй группе относятся:

- отключение ВЛЭП любого напряжения при двухфазных КЗ на землю с успешным или неуспешным трехфазным АПВ;
- отключение наиболее мощного синхронного генератора или двух генераторов атомной электростанции, относящихся к одному ядерному реактору;
- одновременное отключение двух цепей или линий.

«К третьей, наиболее тяжелой, категории относятся:

- однофазное КЗ на линии или шинах любого напряжения при отказе одного из выключателей;
- отключение синхронных генераторов суммарной мощностью, составляющей половину мощности электростанции» [29].

Для анализа электрических режимов реконструируемой сети 110 кВ и выше рассмотрим нормальный режим сети при зимнем и летнем максимуме нагрузки и летнем минимуме нагрузки. Для расчетов электрических режимов выбраны год окончания реконструкции – 2025 год, для сравнения взят текущий 2024 год.

Ремонтные схемы для реконструируемого региона рассмотрены при выводе в плановый ремонт одного электросетевого элемента (ВЛЭП, ВКЛ, силового трансформатора, силового автотрансформатора ПС1 – ПС8) или одного элемента объекта генерации (турбогенератора, блока «турбогенератор-трансформатор»).

Аварийные режимы рассчитываются также при зимнем и летнем максимуме нагрузки и летнем минимуме нагрузки. За годы расчета приняты

год окончания реконструкции – 2025 год, для сравнения взят текущий 2024 год.

Для расчета аварийных режимов выбираем нормативные возмущения первой категории [12] – выбраны отключение одного электросетевого элемента (ВЛЭП, ВКЛ, силового трансформатора, силового автотрансформатора ПС1 – ПС8) или одного элемента объекта генерации (турбогенератора, блока «турбогенератор-трансформатор»), т.е. за основу для расчета аварийных режимов выбран критерий ($N-1$).

Расчеты токовых нагрузок в ВЛЭП и ВКЛ напряжений 110 кВ и 220 кВ выполнены на основании требований расчета токовых нагрузок при нагреве проводников методами стандартов IEEE [36], CIGRE [35] и ПАО «ФСК» [25].

Максимальный рабочий ток по условию нагрева для ВЛЭП с нерасщепленными проводами для нормального режима определяется из условия:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{доп.}} \quad (1)$$

Для ВЛЭП классом напряжения 110 кВ, выполненной проводами АС-240, условие (1) должно выглядеть следующим образом:

$$I_{\text{раб.мах110}} \leq 581 \text{ А.}$$

Для ВЛЭП классом напряжения 110 кВ, выполненной проводами АС-150, условие (1) должно выглядеть следующим образом:

$$I_{\text{раб.мах110}} \leq 381 \text{ А.}$$

Для ВЛЭП классом напряжения 220 кВ, выполненной проводами АС-400, условие (1) должно выглядеть следующим образом:

$$I_{\text{раб.мах}220} \leq 1000 \text{ А.}$$

Максимальный рабочий ток по условию нагрева для ВЛЭП с нерасщепленными проводами для аварийного режима определяется из условия:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ав.доп.}} \quad (2)$$

Для ВЛЭП классом напряжения 110 кВ, выполненной проводами АС-240, условие (2) должно выглядеть следующим образом:

$$I_{\text{раб.мах}110} \leq 630 \text{ А.}$$

Для ВЛЭП классом напряжения 110 кВ, выполненной проводами АС-150, условие (2) должно выглядеть следующим образом:

$$I_{\text{раб.мах}110} \leq 452 \text{ А.}$$

Для ВЛЭП классом напряжения 220 кВ, выполненной проводами АС-400, условие (2) должно выглядеть следующим образом:

$$I_{\text{раб.мах}220} \leq 1000 \text{ А.}$$

Полученные значения максимальных рабочих токов ВЛЭП будут в дальнейшем использованы для оценки перегрузки анализе электрических режимов реконструируемой сети.

Для расчета послеаварийных режимов с отключением трансформаторного оборудования подстанций учитывался перевод нагрузки действием АВР в сети 10 – 110 кВ.

3.3 Анализ электрических режимов сети 110 кВ и выше в реконструируемом регионе

Структурная схема электрической сети реконструируемого региона приведена на рисунке 4.

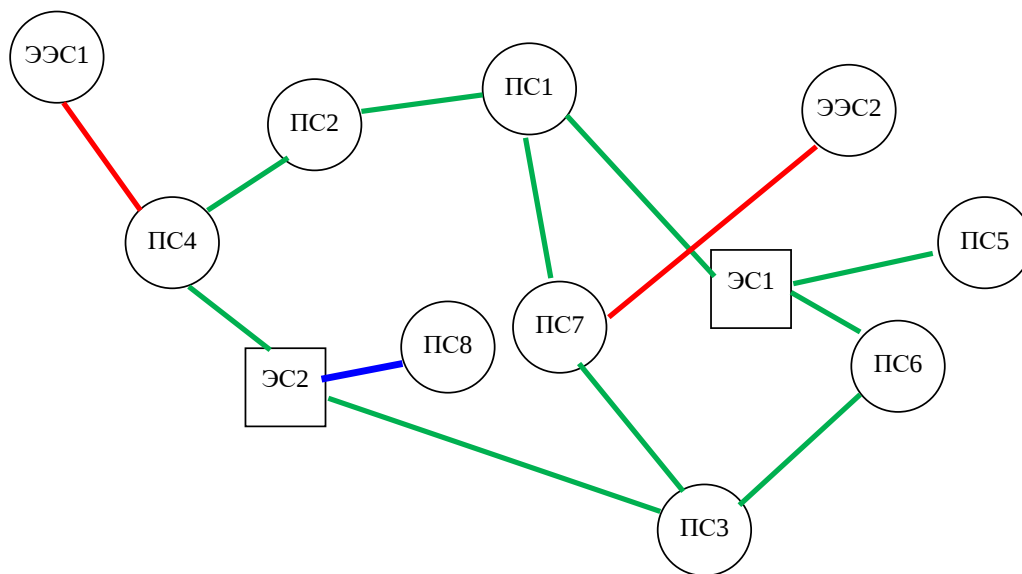


Рисунок 4 – Структурная схема электрической сети реконструируемого региона по классу напряжения 220 кВ и выше (нормальный режим)

Участок электрической сети содержит пять подстанций класса напряжений 220 кВ (ПС1, ПС2, ПС3, ПС5, ПС6), две подстанции класса напряжения 500 кВ (ПС4, ПС7), одну подстанцию класса напряжения 110 кВ (ПС8), ВЛЭП и ВКЛ класса напряжения 220 кВ, объекты генерации – ТЭЦ (ЭС1 и ЭС2). Зеленым цветом на рисунке 4 обозначены ВЛЭП и ВКЛ классом напряжения 220 кВ, красным – класса напряжения 500 кВ, синим цветом – класса напряжения 110 кВ.

Схема имеет два кольца:

- 1 кольцо образовано ВЛЭП 220 кВ, ВКЛ 220 кВ, которые связывают ПС1, ПС7, ПС3, ПС4, ПС2 и ЭС2;

- 2 кольцо образовано ВЛЭП 220 кВ, ВКЛ 220 кВ, которые связывают ПС1, ПС6, ПС3, ПС7 и ЭС1.

В кольце 1 имеется выход в энергосистему ЭЭС1 по напряжению 500 кВ. В кольце 2 имеется выход в энергосистему ЭЭС2 по напряжению 500 кВ

Параметры трансформаторного оборудования ПС1 – ПС8 и генераторного оборудования ЭС1 и ЭС2 приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Трансформаторное и генераторное оборудование электрической сети реконструируемого региона

Наименование объекта	Обозначение оборудования	Мощность, МВА (МВт)	$U_{\text{ном}}$, кВ
ПС1	T1	63	220/110/10
	T2	63	220/110/10
	T3	63	220/110/10
	T4	63	220/110/10
ПС2	T1	250	220/110/10
	T2	250	220/110/10
	T3	63	220/10
	T4	63	220/10
ПС3	T1	125	220/110/10
	T2	125	220/110/10
ПС4	T1	500	500/220/110
	T2	500	500/220/110
	T3	250	220/110/10
	T4	250	220/110/10
	T5	100	220/20
	T6	100	220/20
ПС5	T1	63	220/110/10
	T2	63	220/110/10
ПС6	T1	200	220/20
	T2	200	220/20
	T3	100	220/10
	T4	100	220/10
ПС7	T1	250	500/110/10
	T2	250	500/110/10
	T3	250	220/110/10
	T4	250	220/110/10
	T5	250	220/110/10
	T6	250	220/110/10
	T7	100	220/20
	T8	100	220/20
ПС8	T1	63	110/10
	T2	63	110/10

Продолжение таблицы 12

Наименование объекта	Обозначение оборудования	Мощность, МВА (МВт)	$U_{\text{ном}}$, кВ
ЭС1	ТГ1	30	220
	ТГ2	30	220
	ТГ3	30	220
	ТГ4	60	220
	ТГ5	60	220
	ТГ6	90	220
	ТГ7	90	220
ЭС2	Блок 1	90	220
	Блок 2	90	220
	Блок 3	90	220
	Блок 4	110	220
	Блок 5	110	220
	Блок 6	110	220

При расчете аварийных режимов в схеме на рисунке 4 рассмотрены варианты с последовательным отключением одной ВЛЭП (ВКЛ), одного трансформатора (автотрансформатора) ПС1 – ПС8, одного турбогенератора ЭС1, одного блока «турбогенератора-трансформатор» на ЭС2.

При анализе электрических режимов были рассчитаны:

- напряжения U_i на шинах электростанций ЭС1, ЭС2 и подстанций ПС1 – ПС8;
- токи I_j во всех ВЛЭП и ВКЛ;
- перетоки активной P_j и реактивной Q_j мощности по всем ВЛЭП и ВКЛ.

Критическое напряжение для подстанций следует принимать равным [4], [20]:

$$U_{\text{крПС}} = 0,7 \cdot U_{\text{ном}}, \quad (3)$$

где $U_{\text{ном}}$ – напряжение при нормальном режиме работы реконструируемой сети.

Критическое напряжение для электростанций следует принимать равным

$$U_{\text{крЭС}} = 0,9 \cdot U_{\text{ном}}, \quad (4)$$

поскольку продолжительная работа турбогенератора, несущего номинальную активную мощность при номинальной величине коэффициента мощности, допускается только при отклонениях напряжения не более $\pm 5\%$ [19]. При работе со сниженной нагрузкой допускаются отклонения напряжения до $\pm 10\%$ [5].

В режиме минимальных нагрузок напряжение в сети не должно превышать наибольшее рабочее напряжение $U_{\text{наиб.раб.}}$ для заданного класса напряжения:

$$U_c \leq U_{\text{наиб.раб.}} \quad (5)$$

Для сети 220 кВ $U_{\text{наиб.раб.}} = 252$ кВ, для сети 110 кВ $U_{\text{наиб.раб.}} = 126$ кВ по ГОСТ Р 57382-2017 [3].

3.3.1 Анализ нормальных электрических режимов при максимуме нагрузки в сети 110 кВ и выше в реконструируемом регионе

Расчет нормального режима электрической сети реконструируемого региона выполнен по схеме на рисунке 5.

На рисунке 5 выделены планируемые к переустройству ВЛЭП три ВЛЭП классом напряжения 110 кВ синим цветом: «Медведково 1», «Медведково 2», «Медведково 3» и пять ВЛЭП (до реконструкции) и ВКЛ (после реконструкции) классом напряжения 220 кВ бледно-зеленым цветом: «Северная 1», «Северная 2», «Северная 3», «Щедринно 1», «Щедринно 2».

Характеристики ВЛЭП до реконструкции приведены в таблице 7. Характеристики ВКЛ после реконструкции приведены в таблице 9.

Расчеты выполнены для следующих нормальных режимов.

Нормальный режим 1: зимний максимум, 2024 год, расчетная температура окружающего воздуха $t = -5^\circ\text{C}$.

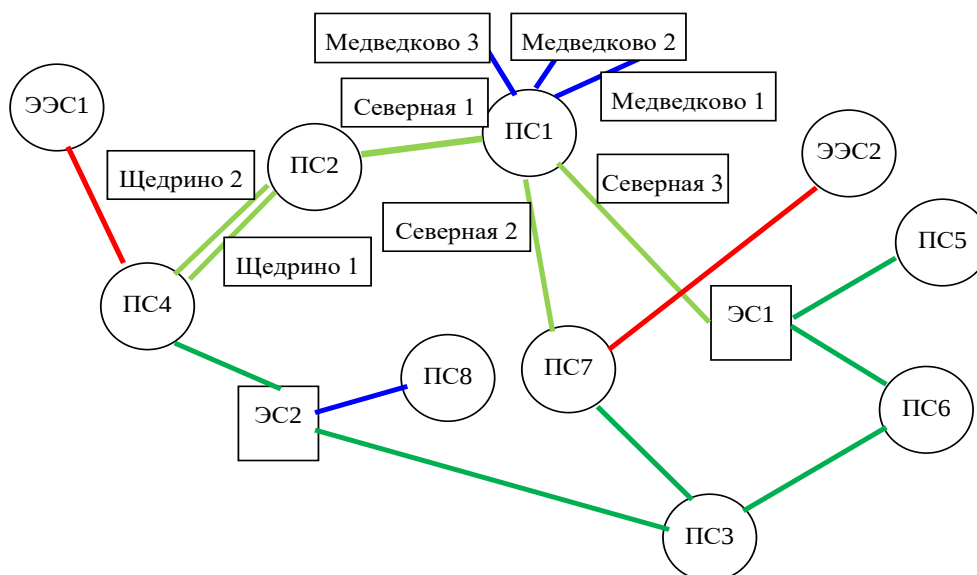


Рисунок 5 – Структурная схема электрической сети реконструируемого региона (выделены реконструируемые линии 220 кВ и 110 кВ)

По результатам анализа выполненных расчетов для зимнего максимума нагрузки в 2024 году выявлено следующее. В этом режиме все ВЛЭП 220 кВ, ВКЛ 220 кВ не перегружены, и условие (1) выполняется. Условие (1) также выполняется для всех ВКЛ 110 кВ, кроме ВКЛ «Медведково 3». В нормальном режиме для ВКЛ «Медведково 3», выполненной кабелем АПвПу-1×350 рабочий максимальный ток составил $I_{\text{раб.мах}110} = 456 \text{ А}$, что составляет 120% от $I_{\text{допВКЛ}} = 381 \text{ А}$. Условие (1) не выполняется.

Нормальный режим 2: зимний максимум, 2025 год, расчетная температура окружающего воздуха $t = -5^{\circ}\text{C}$.

По результатам анализа выполненных расчетов для зимнего максимума нагрузки в 2025 году выявлено следующее. В этом режиме все ВЛЭП 220 кВ, ВКЛ 220 кВ не перегружены и условие (1) выполняется. Условие (1) также выполняется для всех ВКЛ 110 кВ, кроме ВКЛ «Медведково 3». В нормальном режиме для ВКЛ «Медведково 3», выполненной кабелем АПвПу-1×350 рабочий максимальный ток составил $I_{\text{раб.мах}110} = 429 \text{ А}$, что составляет 113% от $I_{\text{допВКЛ}} = 381 \text{ А}$. Условие (1) не выполняется.

Нормальный режим 3: летний максимум, 2024 год, расчетная температура окружающего воздуха $t = +25^{\circ}\text{C}$.

По результатам анализа выполненных расчетов для летнего максимума нагрузки в 2024 году выявлено следующее. В этом режиме все ВЛЭП 220 кВ, ВКЛ 220 кВ и ВКЛ 110 кВ не перегружены и условие (1) выполняется.

Нормальный режим 4: летний максимум, 2025 год, расчетная температура окружающего воздуха $t = +25^{\circ}\text{C}$.

По результатам анализа выполненных расчетов для летнего максимума нагрузки в 2025 году выявлено следующее. В этом режиме все ВЛЭП 220 кВ, ВКЛ 220 кВ и ВКЛ 110 кВ не перегружены и условие (1) выполняется.

Уровни напряжений в сети 110 кВ, 220 кВ и 500 кВ для всех рассмотренных электрических режимов находится в допустимых диапазонах, условия (3) и (4) для шин подстанций и электростанций выполняются.

Перегрузка ВКЛ «Медведково 3» в нормальных режимах 1 и 2 обусловлена с присоединением новых потребителей в проектируемом регионе и по этому по результатам расчетов электрических режимов рекомендуется увеличение сечения ВКЛ «Медведково 3» и выполнение кабелем АПвПу-1×400 с допустимым током $I_{\text{допВКЛ}} = 525 \text{ А}$ и при аварийных режимах $I_{\text{ав,допВКЛ}} = 787 \text{ А}$ при температурах окружающего воздуха $t = -5^{\circ}\text{C}/+25^{\circ}\text{C}$.

3.3.2 Анализ аварийных электрических режимов при максимуме нагрузки в сети 110 кВ и выше в реконструируемом регионе

Как было отмечено выше, аварийные режимы выполнены перебором последовательных отключений одного электросетевого объекта (ВЛЭП, ВКЛ, силового трансформатора или автотрансформатора ПС1 – ПС8) или турбогенераторов и блоков «турбогенератор-трансформатор» ЭС1 и ЭС2.

Расчеты выполнены для следующих аварийных режимов.

Аварийные режимы при зимнем максимуме, 2024 год, расчетная температура окружающего воздуха $t = -5^{\circ}\text{C}$.

По результатам анализа выполненных расчетов аварийных режимов для зимнего максимума нагрузки в 2024 году выявлено следующее. Выполненные

расчеты показали, что при всех аварийных возмущениях перегрузка всех ВЛЭП 220 кВ, ВКЛ 220 кВ не превышает аварийно допустимое значение, условие (2) выполняется. Условие (2) также выполняется для всех ВКЛ 110 кВ, кроме ВКЛ «Медведково 3».

В режиме аварийного отключения трансформатора Т2 ПС1 для ВКЛ «Медведково 3», выполненной кабелем АПвПу-1×350 рабочий максимальный ток составил $I_{\text{раб.мах110}} = 583 \text{ А}$, что составляет 129% от $I_{\text{ав.допВКЛ}} = 452 \text{ А}$. Условие (2) не выполняется.

В расчетах на зимний максимум 2024 года учтен перевод нагрузки действием АВР в следующем объеме:

- в режиме аварийного отключения 1 секции 110 кВ ПС8 в объеме $47,4 + j15,1 \text{ МВА}$ с 1 секции ПС8 на 2 секцию 110 кВ ПС8;
- в режиме аварийного отключения 2 секции 110 кВ ПС8 в объеме $43,3 + j15,1 \text{ МВА}$ со 2 секции ПС8 на 1 секцию 110 кВ ПС8;
- в режиме аварийного отключения Т1 ПС1 в объеме $33,5 + j5,1 \text{ МВА}$ с Т1 ПС1 на Т2 ПС1;
- в режиме аварийного отключения Т2 ПС1 в объеме $27,1 + j3,8 \text{ МВА}$ с Т2 ПС1 на Т1 ПС1.

Аварийные режимы при зимнем максимуме, 2025 год, расчетная температура окружающего воздуха $t = -5^{\circ}\text{C}$.

По результатам анализа выполненных расчетов аварийных режимов для зимнего максимума нагрузки в 2025 году выявлено следующее. Выполненные расчеты показали, что при всех аварийных возмущениях перегрузка всех ВЛЭП 220 кВ, ВКЛ 220 кВ не превышает аварийно допустимое значение, условие (2) выполняется. Условие (2) также выполняется для всех ВКЛ 110 кВ, кроме ВКЛ «Медведково 3».

В режиме аварийного отключения трансформатора Т2 ПС1 для ВКЛ «Медведково 3», выполненной кабелем АПвПу-1×350 рабочий максимальный ток составил $I_{\text{раб.мах110}} = 550 \text{ А}$, что составляет 122% от $I_{\text{ав.допВКЛ}} = 452 \text{ А}$. Условие (2) не выполняется.

В расчетах на зимний максимум 2025 года учтен перевод нагрузки действием АВР в следующем объеме:

- в режиме аварийного отключения 1 секции 110 кВ ПС8 в объеме $49,4 + j16,3$ МВА с 1 секции ПС8 на 2 секцию 110 кВ ПС8;
- в режиме аварийного отключения 2 секции 110 кВ ПС8 в объеме $45,2 + j16,3$ МВА со 2 секции ПС8 на 1 секцию 110 кВ ПС8;
- в режиме аварийного отключения Т1 ПС1 в объеме $35,1 + j6,1$ МВА с Т1 ПС1 на Т2 ПС1;
- в режиме аварийного отключения Т2 ПС1 в объеме $28,2 + j4,1$ МВА с Т2 ПС1 на Т1 ПС1.

Аварийные режимы при летнем максимуме, 2024 год, расчетная температура окружающего воздуха $t = +25^{\circ}\text{C}$.

По результатам анализа выполненных расчетов аварийных режимов для летнего максимума нагрузки в 2024 году выявлено следующее. Выполненные расчеты показали, что при всех аварийных возмущениях перегрузка всех ВЛЭП 220 кВ, ВКЛ 220 кВ не превышает аварийно допустимое значение, условие (2) выполняется. Условие (2) также выполняется для всех ВКЛ 110 кВ, кроме ВКЛ «Медведково 3».

В режиме аварийного отключения трансформатора Т2 ПС1 для ВКЛ «Медведково 3», выполненной кабелем АПвПу-1×350 рабочий максимальный ток составил $I_{\text{раб.мах}110} = 549$ А, что составляет 121% от $I_{\text{ав.допВКЛ}} = 452$ А. Условие (2) не выполняется.

В расчетах на летний максимум 2024 года учтен перевод нагрузки действием АВР в следующем объеме:

- в режиме аварийного отключения 1 секции 110 кВ ПС8 в объеме $33,8 + j10,3$ МВА с 1 секции ПС8 на 2 секцию 110 кВ ПС8;
- в режиме аварийного отключения 2 секции 110 кВ ПС8 в объеме $27,4 + j10,3$ МВА со 2 секции ПС8 на 1 секцию 110 кВ ПС8;
- в режиме аварийного отключения Т1 ПС1 в объеме $45,1 + j6,5$ МВА с Т1 ПС1 на Т2 ПС1.

Аварийные режимы при летнем максимуме, 2025 год, расчетная температура окружающего воздуха $t = +25^{\circ}\text{C}$.

По результатам анализа выполненных расчетов аварийных режимов для летнего максимума нагрузки в 2025 году выявлено следующее. Выполненные расчеты показали, что при всех аварийных возмущениях перегрузка всех ВЛЭП 220 кВ, ВКЛ 220 кВ не превышает аварийно допустимое значение, условие (2) выполняется. Условие (2) также выполняется для всех ВКЛ 110 кВ, кроме ВКЛ «Медведково 3».

В режиме аварийного отключения трансформатора Т2 ПС1 для ВКЛ «Медведково 3», выполненной кабелем АПвПу-1×350 рабочий максимальный ток составил $I_{\text{раб.мах}110} = 469 \text{ А}$, что составляет 104% от $I_{\text{ав.допВКЛ}} = 452 \text{ А}$. Условие (2) не выполняется.

В расчетах на летний максимум 2025 года учтен перевод нагрузки действием АВР в следующем объеме:

- в режиме аварийного отключения 1 секции 110 кВ ПС8 в объеме $35,2 + j11,3 \text{ МВА}$ с 1 секции ПС8 на 2 секцию 110 кВ ПС8;
- в режиме аварийного отключения 2 секции 110 кВ ПС8 в объеме $28,6 + j11,3 \text{ МВА}$ со 2 секции ПС8 на 1 секцию 110 кВ ПС8;
- в режиме аварийного отключения Т1 ПС1 в объеме $47,5 + j6,8 \text{ МВА}$ с Т1 ПС1 на Т2 ПС1.

Уровни напряжений в сети 110 кВ, 220 кВ и 500 кВ для всех рассмотренных аварийных электрических режимов находится в допустимых диапазонах, условия (3) и (4) для шин подстанций и электростанций выполняются.

Перегрузка ВКЛ «Медведково 3» при аварийном отключении трансформатора Т2 ПС1 во всех рассмотренных случаях обусловлена с присоединением новых потребителей в проектируемом регионе и по этому по результатам расчетов электрических режимов рекомендуется увеличение сечения ВКЛ «Медведково 3» и выполнение кабелем АПвПу-1×400 с

допустимым током $I_{\text{допВКЛ}} = 525 \text{ А}$ и при аварийных режимах $I_{\text{ав.допВКЛ}} = 787 \text{ А}$ при температурах окружающего воздуха $t = -5^{\circ}\text{C}/+25^{\circ}\text{C}$.

3.3.3 Анализ электрических режимов при минимуме нагрузки в сети 110 кВ и выше в реконструируемом регионе

Летний минимум 2024 год, расчетная температура окружающего воздуха $t = +25^{\circ}\text{C}$.

Для анализа влияния переустройства в кабельное исполнение воздушных участков ВЛЭП 110 кВ «Медведково 1», «Медведково 2», «Медведково 3» с отпайкой на ПС «Северная», ВЛЭП 220 кВ «Северная 1», «Северная 2», «Северная 3» с отпайкой на ПС «Северная» и ВЛЭП 220 кВ «Щедрино 1», «Щедрино 2» с отпайкой на ПС «Щедрино» на уровни напряжений в летний минимум нагрузки в расчетах электрических режимов принято следующее:

- по результатам фактических значений максимальных значений напряжений на шинах подстанций рассматриваемого энергорайона в предшествующие годы за 2022 и 2023 года в расчетах установлены соответствующие значения максимальных уровней напряжения в прилегающей сети;
- для моделирования отсутствия запаса регулирования напряжения на электростанциях рассматриваемого энергорайона на шинах установлены значения напряжений путем фиксации потребляемой или вырабатываемой реактивной мощности турбогенераторами ЭС1 и ЭС2;
- в расчетах электрических режимов скорректированы только параметры переустанавливаемых в кабельное исполнение воздушных участков ВЛЭП 220 кВ и ВЛЭП 110 кВ.

По результатам анализа выполненных расчетов электрических режимов в летний минимум нагрузки 2024 года перегрузки ВЛЭП и оборудования ПС1 – ПС 8 и ЭС1, ЭС2 не выявлено.

После переустройства ВЛЭП 220 кВ и 110 кВ в ВКЛ 220 кВ и 110 кВ уровни напряжений в сети 220 кВ превышают наибольшее рабочее значение

$U_{\text{наиб.раб.}} = 252 \text{ кВ}$ (не выполняется условие (5)) на следующих подстанциях и электростанциях:

- ПС 500 кВ «Бескудниково» (ПС7). $U_{\text{расч}} = 252,03 \text{ кВ}$ в режиме аварийного отключения ВКЛ 220 кВ «Северная 2» со стороны ПС 220 кВ «Северная» (ПС1);
- ПС 220 кВ «Северная» (ПС1). $U_{\text{расч}} = 252,76 \text{ кВ}$ в режиме аварийного отключения ВКЛ 220 кВ «Северная 1» со стороны ПС 220 кВ «Щедрино» (ПС2);
- ПС 220 кВ «Северная» (ПС1). $U_{\text{расч}} = 252,99 \text{ кВ}$ в режиме аварийного отключения ВКЛ 220 кВ «Северная 3» со стороны ТЭЦ-27 (ЭС1);
- 1 СШ ТЭЦ-27 (ЭС1). $U_{\text{расч}} = 252,66 \text{ кВ}$ в режиме аварийного отключения ВКЛ 220 кВ «Северная 3» со стороны ПС 220 кВ «Северная» (ПС1).

По результатам анализа уровней напряжения в сети 110 кВ и выше, а также значений генерации реактивной мощности на реконструируемых линиях до реконструкции и после реконструкции в режиме летнего минимума 2024 года выявлено следующее:

- выполняемая реконструкция ВЛЭП 220 кВ и 110 кВ приводит к дополнительной генерации реактивной мощности в объеме $Q_{\text{изб}} = 95 \text{ Мвар}$, которая в свою очередь и приводит к повышению уровней напряжения в реконструируемой сети выше наибольшего значения $U_{\text{наиб.раб.}} = 252 \text{ кВ}$;
- для ее компенсации необходима установка шунтирующих реакторов на стороне 220 кВ на ПС 220 кВ «Северная» (ПС1).

Мощность шунтирующих реакторов выбирается по условию:

$$Q_{\text{шунт}} = \frac{Q_{\text{изб}}}{N_{\text{шунт}}}, \quad (6)$$

где $N_{\text{шунт}}$ – суммарное количество шунтирующих реакторов, принятых к установке для компенсации избыточной реактивной мощности.

К установке принимаем управляемые шунтирующие реакторы типа УШРТ-50000/220-У1 производства ООО «Тольяттинский трансформатор» [14].

«УШРТ объединяет в себе понижающий трансформатор и тиристорно-реакторную группу СТК и представляет собой обычный двухобмоточный трансформатор с напряжением короткого замыкания 100%. Регулирование углов зажигания тиристорных вентилях, подключенных параллельно вторичной обмотке, обеспечивает изменение тока от нуля до номинального значения во вторичной и, соответственно, первичной обмотке УШРТ. При этом мощность тиристорных вентилях равна номинальной мощности УШРТ» [7]. Регулирование тока в первичной обмотке приводит к регулированию реактивной мощности УШРТ, и, следовательно, напряжения в сети [1].

Из формулы (6) определим количество требуемых шунтирующих реакторов:

$$N_{\text{шунт}} = \frac{Q_{\text{изб}}}{Q_{\text{шунт}}}, \quad (7)$$
$$N_{\text{шунт}} = \frac{95}{50} = 1,9 \approx 2.$$

Принимаем к установке два управляемых шунтирующих реактора типа УШРТ-50000/220-У1, место установки 1 и 2 секции сборных шин ПС 220 кВ «Северная» (ПС1).

Схема подключения трехфазного УШРТ к сети показана на рисунке 6.

На рисунке 6 обозначены: САУ – система автоматического управления тиристорным преобразователем; ТМП – трансформатор с тиристорным преобразователем (резервный и основной); СО, ОУ, КО – сетевая обмотка, обмотка управления, компенсационная обмотка реактора.

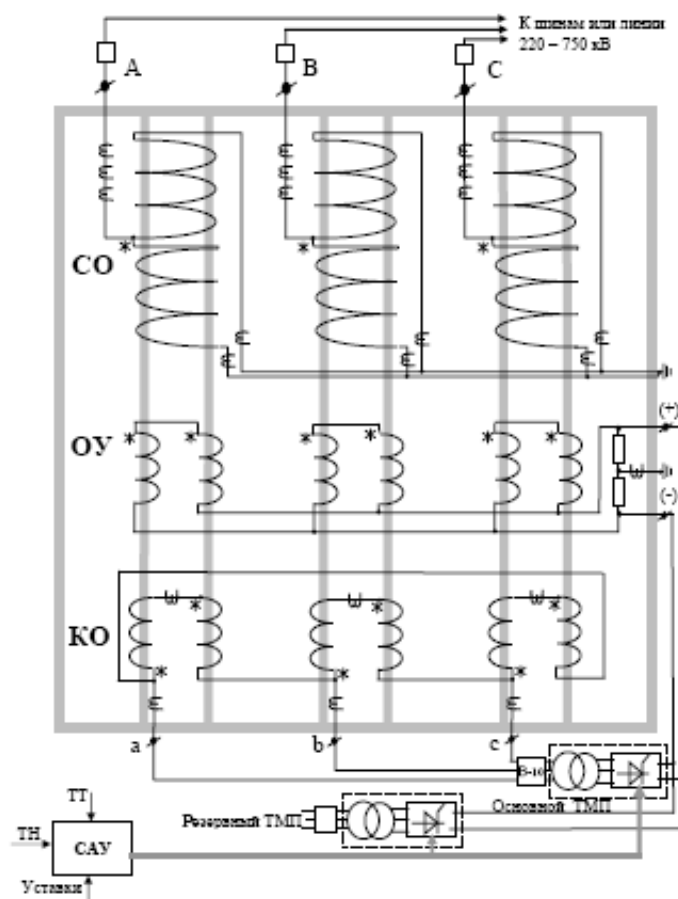


Рисунок 6 – Схема подключения шунтирующего реактора типа УШРТ к шинам ПС

Технические характеристики УШРТ-50000/220-У1:

- «диапазон плавного регулирования более 100 % от номинальной мощности;
- мощность управления (0,5 – 2)% от номинальной мощности УШРТ;
- скорость набора полной мощности (0,15 – 3)с;
- удельные потери холостого хода 0,5 Вт/квар;
- допустимая перегрузка по току 120% не более 30 минут» [14].

После установки двух шунтирующих реакторов 220 кВ по 50 Мвар на 1 и 2 секциях ПС 220 кВ «Северная» (ПС1) уровни напряжений в реконструируемой сети 110 кВ и выше в режиме летнего минимума 2024 года находятся в допустимом диапазоне, условие (5) выполняется.

Летний минимум 2025 года, расчетная температура окружающего воздуха $t = +25^{\circ}\text{C}$.

По результатам анализа расчетов электрических режимов в летний минимум нагрузки 2025 года перегрузки перегрузки ВЛЭП 220 кВ и 110 кВ и оборудования ПС1 – ПС 8 и ЭС1, ЭС2 не выявлено.

После переустройства ВЛЭП 220 кВ и 110 кВ в ВКЛ 220 кВ и 110 кВ уровни напряжений в сети 220 кВ превышают наибольшее рабочее значение $U_{\text{наиб.раб.}} = 252 \text{ кВ}$ (не выполняется условие (5)) на следующих подстанциях и электростанциях:

- ПС 500 кВ «Бескудниково» (ПС7). $U_{\text{расч}} = 252,23 \text{ кВ}$ в режиме аварийного отключения ВКЛ 220 кВ «Северная 2» со стороны ПС 220 кВ «Северная» (ПС1);
- ПС 220 кВ «Северная» (ПС1). $U_{\text{расч}} = 252,09 \text{ кВ}$ в нормальном режиме;
- ПС 220 кВ «Северная» (ПС1). $U_{\text{расч}} = 253,06 \text{ кВ}$ в режиме аварийного отключения ВКЛ 220 кВ «Северная 1» со стороны ПС 220 кВ «Щедрино» (ПС2);
- ПС 220 кВ «Северная» (ПС1). $U_{\text{расч}} = 252,39 \text{ кВ}$ в режиме аварийного отключения ВКЛ 220 кВ «Северная 3» со стороны ТЭЦ-27 (ЭС1);
- ПС 220 кВ «Щедрино» (ПС4). $U_{\text{расч}} = 253,08 \text{ кВ}$ в режиме аварийного отключения ВКЛ 220 кВ «Щедрино 1» со стороны ПС 220 кВ «Северная» (ПС1);
- ПС 220 кВ «Щедрино» (ПС4). $U_{\text{расч}} = 252,16 \text{ кВ}$ в режиме аварийного отключения ВКЛ 220 кВ «Щедрино 2» со стороны ПС 220 кВ «Северная» (ПС1);
- 1 СШ ТЭЦ-27 (ЭС1). $U_{\text{расч}} = 252,05 \text{ кВ}$ в нормальном режиме;
- 1 СШ ТЭЦ-27 (ЭС1). $U_{\text{расч}} = 252,17 \text{ кВ}$ в режиме аварийного отключения ВКЛ 220 кВ «Северная 3» со стороны ПС 220 кВ «Северная» (ПС1);

- 2 СШ ТЭЦ-27 (ЭС1). $U_{\text{расч}} = 252,02$ кВ в режиме аварийного отключения ВКЛ 220 кВ «Северная 3» со стороны ПС 220 кВ «Северная» (ПС1).

По результатам анализа уровней напряжения в сети 110 кВ и выше, а также значений генерации реактивной мощности на реконструируемых линиях до реконструкции и после реконструкции в режиме летнего минимума 2025 года выявлено следующее:

- выполняемая реконструкция ВЛЭП 220 кВ и 110 кВ приводит к дополнительной генерации реактивной мощности в объеме $Q_{\text{изб}} = 97$ Мвар, которая в свою очередь и приводит к повышению уровней напряжения в реконструируемой сети выше наибольшего значения $U_{\text{наиб.раб.}} = 252$ кВ;
- для ее компенсации необходима установка шунтирующих реакторов на стороне 220 кВ на ПС 220 кВ «Северная» (ПС1).

Выполняя аналогичные расчеты, как и для режима летнего минимума 2024 года, по формуле (7) принимаем к установке шунтирующие реакторы типа УШРТ-50000/220-У1 в количестве двух штук производства ООО «Тольяттинский трансформатор» [14]. После установки двух шунтирующих реакторов 220 кВ по 50 Мвар на 1 и 2 секциях ПС 220 кВ «Северная» (ПС1) уровни напряжений в реконструируемой сети 110 кВ и выше в режиме летнего минимума 2025 года находятся в допустимом диапазоне, установленном ГОСТ 57382-2017 [3], условие (5) выполняется.

Выводы по разделу. По результатам анализа электрических режимов на период 2024 и 2025 годов требуется обеспечить следующую пропускную мощность переустраиваемых ВКЛ 220 кВ и 110 кВ:

- ВКЛ 220 кВ «Северная 1» не менее 980 А при $t = -5^{\circ}\text{C}$ и не менее 760 А при $t = +25^{\circ}\text{C}$;
- ВКЛ 220 кВ «Северная 2» не менее 1000 А при $t = -5^{\circ}\text{C}$ и не менее 825 А при $t = +25^{\circ}\text{C}$;

- ВКЛ 220 кВ «Северная 3» не менее 1000 А при $t = -5^{\circ}\text{C}$ и не менее 825 А при $t = +25^{\circ}\text{C}$;
- ВКЛ 220 кВ «Щедринно 1» не менее 1000 А при $t = -5^{\circ}\text{C}$ и не менее 825 А при $t = +25^{\circ}\text{C}$;
- ВКЛ 220 кВ «Щедринно 2» не менее 1064 А при $t = -5^{\circ}\text{C}$ и не менее 825 А при $t = +25^{\circ}\text{C}$;
- ВКЛ 110 кВ «Медведково 1» не менее 581 А при $t = -5^{\circ}\text{C}$ и не менее 450 А при $t = +25^{\circ}\text{C}$;
- ВКЛ 110 кВ «Медведково 2» не менее 581 А при $t = -5^{\circ}\text{C}$ и не менее 450 А при $t = +25^{\circ}\text{C}$;
- ВКЛ 110 кВ «Медведково 3» не менее 787 А при $t = -5^{\circ}\text{C}$ и не менее 525 А при $t = +25^{\circ}\text{C}$.

По результатам анализа уровней напряжения в реконструируемой сети выявлено, что переустройство ВЛЭП 220 кВ и 110 кВ в ВКЛ 220 кВ и 110 кВ приводит к дополнительной генерации реактивной мощности в объеме $Q_{\text{изб}} = 97$ Мвар. Для ее компенсации необходима установка двух шунтирующих реакторов типа УШРТ-50000/220-У1 суммарной мощностью 100 Мвар на 1 и 2 секциях ПС 220 кВ «Северная» (ПС1). После установки указанных реакторов уровни напряжений в сети 110 кВ и выше находятся в допустимых диапазонах.

4 Расчет уровней токов КЗ для проверки характеристик установленного коммутационного оборудования на ПС в зоне реконструкции

4.1 Выбор режимов для расчета уровней токов КЗ в зоне реконструкции

Расчет токов КЗ необходим для определения влияния переустройства трех ВЛЭП классом напряжения 110 кВ («Медведково 1», «Медведково 2», «Медведково 3») и пять ВЛЭП классом напряжения 220 кВ «Северная 1», «Северная 2», «Северная 3», «Щедрино 1», «Щедрино 2» на ПС 220 кВ «Северная» и определения соответствия характеристик установленной коммутационной аппаратуры на ПС 220 кВ «Северная» и прилегающей сети.

При расчете токов КЗ было учтено следующее:

- установленные токоограничивающие реакторы в цепях существующих ВКЛ классом напряжения 220 кВ (два реактора с сопротивлением 4 Ом, три реактора сопротивлением 3 Ом, один реактор с сопротивлением 2 Ом) и классом напряжения 110 кВ (три реактора с сопротивлением 4 Ом) на ЭС1;
- дополнительное деление цепи электрической сети;
- из-за высокого уровня токов КЗ на ПС реконструируемой электрической сети и, в частности для снижения токов КЗ на шинах ПС 500 кВ (ПС4 и ПС7), необходимо осуществить разрыв транзита на передачах 220 кВ;
- принята раздельная работа шин 220 кВ ПС 500 кВ (ПС4 и ПС7) в связи с высокими уровнями токов КЗ на шинах данных ПС.

Расчеты токов КЗ в переустраиваемой сети 220 кВ и 110 кВ выполнены при максимальном и минимальном режимах работы питающей сети.

В качестве максимального режима принят режим работы питающей сети, при котором учтена работа полного состава генерирующего

оборудования энергосистемы Московского региона, а также всех питающих линий и трансформаторов, входящих в состав энергосистемы Московского региона.

В качестве минимального принят режим работы питающей сети, характеризующийся минимальным составом генерирующего оборудования энергосистемы Московского региона, который характер для периода минимальных летних нагрузок, а также с учетом вывода в ремонт питающих линий и трансформаторов, наиболее влияющих на снижение уровней токов КЗ на шинах ПС 220 кВ «Северная».

Для минимального режима работы питающей сети рассмотрены следующие ремонтные и аварийные режимы:

- аварийное отключение Т1 ПС2 при ремонте Т2 ПС2;
- аварийное отключение Т1 ПС1 при ремонте Т2 ПС1;
- аварийное отключение Т1 ПС5 при ремонте Т2 ПС5;
- аварийное отключение Т1 ПС6 при ремонте Т2 ПС6;
- аварийное отключение Т1 ПС3 при ремонте Т2 ПС3;
- аварийное отключение 2СШ 110 кВ на ЭС1;
- аварийное отключение ВЛЭП 220 кВ на ПС6 при ремонте ВКЛ на ПС5;
- аварийное отключение 4 секции 110 кВ на ПС7;
- аварийное отключение ВКЛ 220 кВ «Щедринно 1» при ремонте ВКЛ 220 кВ на ЭС2;
- аварийное отключение ВЛЭП 220 кВ на ЭС2 при ремонте ВЛЭП 220 кВ на ЭС2;
- аварийное отключение ВЛЭП 220 кВ на ПС6 при ремонте ВКЛ на ПС3;
- аварийное отключение ВКЛ 220 кВ на ПС3 при ремонте ВЛЭП на ПС6;
- аварийное отключение Т1 ПС7 при ремонте Т2 ПС7.

4.2 Определения алгоритма расчета токов КЗ в зоне реконструкции

Расчет аварийных режимов выполнен по алгоритму, приведенному на рисунке 7.

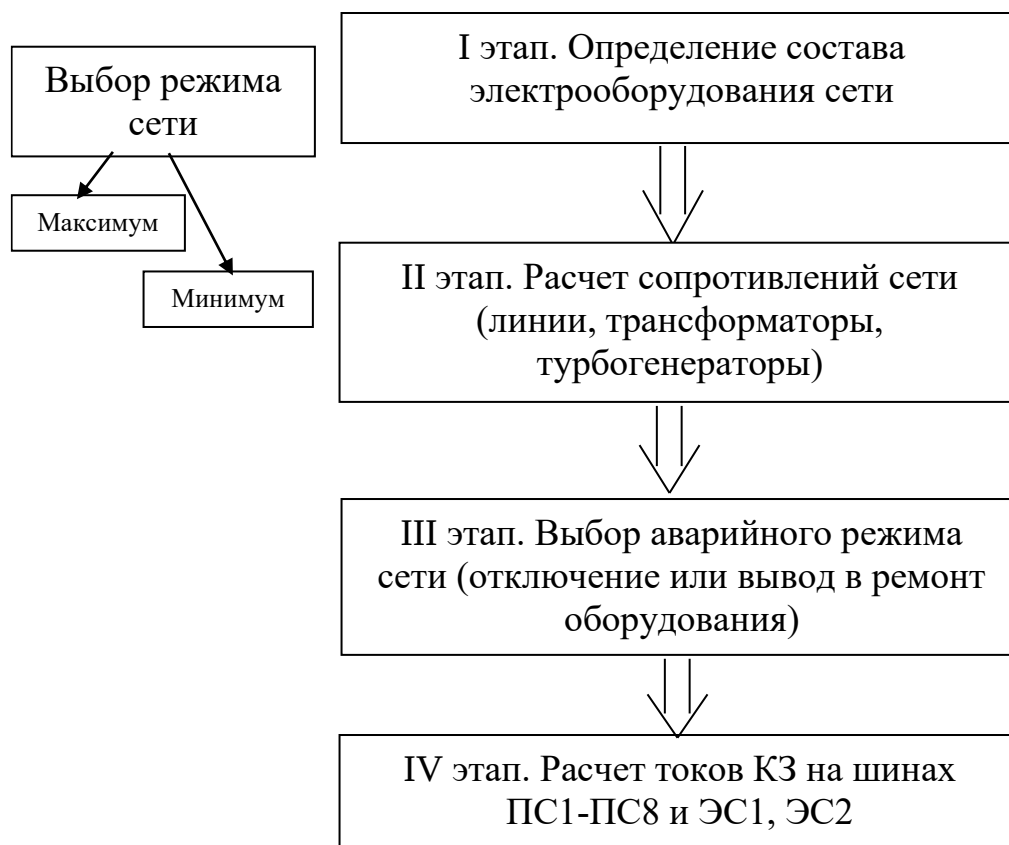


Рисунок 7 – Алгоритм расчета аварийного режима в проектируемой сети по уровню напряжения 110 кВ и выше

Как показано на рисунке 7 расчет выполняется последовательно в IV этапа: сначала (I этап) определяют состав электрооборудования сети исходя из выбранного режима сети (максимальный режим или минимальный режим); затем на II этапе выполняется расчет сопротивлений электрооборудования сети (всех входящих в состав сети ВЛЭП и ВКЛ, трансформаторов всех ПС1 – ПС8, турбогенераторов ЭС1 и ЭС2); на III этапе выбирается один из

аварийных режимов сети и на IV этапе выполняется расчет токов КЗ в именованных единицах на шинах ПС1 – ПС8 и ЭС1, ЭС2.

Расчет сопротивлений сети на II этапе выполняется по формулам (8) – (18). Все сопротивления определяются в именованных единицах [21].

Сопротивление ВЛЭП и ВКЛ 110 кВ и 220 кВ:

$$X_{\text{лэп}} = x_0 \cdot l, \quad (8)$$

где x_0 – удельное сопротивление ВЛЭП 110 и 220 кВ или ВКЛ 110 и 220 кВ.

Сопротивления трансформаторов и автотрансформаторов ПС1 – ПС8 и ЭС1, ЭС2 с учетом регулирования напряжения:

$$X_{\text{ТВ}} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (9)$$

$$X_{\text{ТВmin}} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2 (1 - \Delta \text{РПН})^2}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (10)$$

$$X_{\text{ТВmax}} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2 (1 + \Delta \text{РПН})^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (11)$$

где $S_{\text{НОМ}}$, $U_{\text{НОМ}}$ – номинальные мощность и напряжение, определяются по каталожным данным оборудования;

u_K – напряжения короткого замыкания обмотки.

Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов из каталожных данных можно определить по известным значениям $u_{\text{КВ-С}}$, $u_{\text{КВ-Н}}$, $u_{\text{С-Н}}$ значения u_K для всех трех обмоток:

$$u_{\text{КВ}} = 0,5(u_{\text{КВ-С}} + u_{\text{КВ-Н}} - u_{\text{С-Н}}); \quad (12)$$

$$u_{\text{КС}} = 0,5(u_{\text{КВ-С}} + u_{\text{КС-Н}} - u_{\text{В-Н}}); \quad (13)$$

$$u_{\text{КВ}} = 0,5(u_{\text{КВ-Н}} + u_{\text{КС-Н}} - u_{\text{В-С}}). \quad (14)$$

Сопротивление турбогенераторов ЭС1 и ЭС2:

$$x_{\text{ТГ}} = \frac{x_d''}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (15)$$

где x_d'' – сверхпереходное сопротивление ТГ.

Сопротивление шунтирующих и токоограничивающих реакторов:

$$x_p = \frac{x_p}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{I_{p.\text{НОМ}}}, \quad (16)$$

где x_p – индуктивное сопротивление реактора в %;

$I_{p.\text{НОМ}}$ – номинальный ток реактора.

Ток трехфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_{K(3)} = \frac{U_{cm}}{\sqrt{3} \cdot x_{рез}}, \quad (17)$$

где U_{cm} – номинальное напряжение ступени, где рассчитывается КЗ;

$x_{рез}(z_{рез})$ – результирующее сопротивление до точки КЗ.

Для несимметричных КЗ ток короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{K(n)} = \frac{m_{(n)} \cdot U_{cm}}{z_{рез} + z_{рез(n)}}, \quad (18)$$

где $m_{(n)}$ – коэффициент, определяющий вид КЗ: К(3) К(1) К(2) или К(1,1) (таблица 13);

$z_{рез(n)}$ – дополнительное сопротивление, зависящее от вида короткого замыкания (таблица 13).

Таблица 13 – Значения дополнительного сопротивления $z_{рез(n)}$ и коэффициента $m_{(n)}$

КЗ	$z_{рез(n)}$	$m_{(n)}$
К(3)	0	1
К(1)	$z_{2\Sigma}$	$\sqrt{3}$
К(2)	$z_{2\Sigma} + z_{0\Sigma}$	3
К(1,1)	$\frac{z_{2\Sigma} \cdot z_{0\Sigma}}{z_{2\Sigma} + z_{0\Sigma}}$	$\sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{z_{2\Sigma} \cdot z_{0\Sigma}}{(z_{2\Sigma} + z_{0\Sigma})^2}}$

Приведенные в таблице 13 значения $z_{рез(n)}$ и $m_{(n)}$ [21] были использованы для расчета уровней токов КЗ в зоне реконструкции электрической сети как для максимального, так и для минимального режимов.

4.3 Токи КЗ в максимальном режиме работы питающей сети

Токи КЗ на шинах ПС1 – ПС8 в районе расположения реконструируемых ВЛЭП 220 кВ и 110 кВ (рисунок 5) для зимнего максимума, 2024 год, расчетная температура окружающего воздуха $t = -5^0C$ приведены в таблице 13.

Таблица 14 – Уровни токов КЗ на шинах ПС1 – ПС8 (зимний максимум нагрузки, 2024 год)

СШ ПС	$I_{откл},$ кА	До реконструкции, кА				После реконструкции, кА			
		К(3)	К(1)	К(2)	К(1,1)	К(3)	К(1)	К(2)	К(1,1)
1 СШ 110 кВ ПС1	40	-	-	-	-	29,7	29,7	25,7	28,2
2 СШ 110 кВ ПС1		-	-	-	-	29,7	29,7	25,7	28,2
3 СШ 110 кВ ПС1		-	-	-	-	13,5	16,6	11,7	12,8
4 СШ 110 кВ ПС1		-	-	-	-	13,5	16,6	11,7	12,8
1 СШ 110 кВ ПС2	20	31,2	25,5	27,0	29,6	35,3	34,9	30,5	33,5
2 СШ 110 кВ ПС2		27,2	21,8	23,5	25,8	28,0	22,4	24,2	26,6
1 СШ 110 кВ ПС3	31,5	25,9	29,1	22,4	24,6	26,1	29,3	22,6	24,8
2 СШ 110 кВ ПС3		25,9	29,1	22,4	24,6	26,1	29,3	22,6	24,8
1 СШ 110 кВ ПС4	40	33,7	38,7	29,1	32,0	34,4	39,0	29,7	32,1
2 СШ 110 кВ ПС4		33,7	38,7	29,1	32,0	34,4	39,0	29,7	32,1
3 СШ 110 кВ ПС4		31,5	27,8	27,2	29,9	35,8	34,1	30,9	34,0
4 СШ 110 кВ ПС4		28,1	26,2	24,3	26,7	32,1	34,0	27,7	30,5

Продолжение таблицы 14

СШ ПС	$I_{откл},$ кА	До реконструкции, кА				После реконструкции, кА			
		К(3)	К(1)	К(2)	К(1,1)	К(3)	К(1)	К(2)	К(1,1)
1 СШ 110 кВ ПС5	40	11,8	9,4	10,2	11,2	12,1	9,8	10,5	11,5
2 СШ 110 кВ ПС5		11,8	9,4	10,2	11,2	12,1	9,8	10,5	11,5
1 СШ 110 кВ ПС7	40	35,8	36,2	33,5	36,8	34,4	39,0	29,7	32,1
2 СШ 110 кВ ПС7		35,8	36,2	29,1	32,0	34,4	39,0	29,7	32,1
3 СШ 110 кВ ПС7		31,5	27,8	27,2	29,9	35,8	34,1	30,9	34,0
4 СШ 110 кВ ПС7		28,1	26,2	24,3	26,7	32,1	34,0	27,7	30,5
1 СШ 110 кВ ПС8	40	17,6	18,0	15,2	16,7	17,7	18,1	15,3	16,8
2 СШ 110 кВ ПС8		21,7	22,1	18,8	20,6	21,8	22,2	18,8	20,7
1 СШ 220 кВ ПС1	63	-	-	-	-	40,5	41,2	35,0	38,4
2 СШ 220 кВ ПС1		-	-	-	-	40,5	41,2	35,0	38,4
1 СШ 220 кВ ПС2	40	33,7	38,7	29,1	32,0	33,9	34,78	29,7	32,7
2 СШ 220 кВ ПС2		33,7	38,7	29,1	32,0	33,9	34,78	29,7	32,7
1 СШ 220 кВ ПС3	63	27,7	28,8	23,9	26,4	28,7	30,8	24,8	27,2
2 СШ 220 кВ ПС3		29,2	25,2	27,7	32,8	32,8	34,1	28,4	31,1
1 СШ 220 кВ ПС4	63	38,8	39,2	33,5	36,8	40,7	41,4	36,1	39,1
2 СШ 220 кВ ПС4		38,8	39,2	33,5	36,8	40,7	41,4	36,1	39,1
3 СШ 220 кВ ПС4		27,7	28,8	23,9	26,3	28,7	30,8	24,8	27,2
4 СШ 220 кВ ПС4		29,2	29,1	25,2	27,7	32,8	34,1	28,4	31,1
1 СШ 220 кВ ПС5	40	31,2	33,7	27,0	29,6	31,4	34,3	27,1	29,8
2 СШ 220 кВ ПС5		31,2	33,7	27,0	29,6	31,4	34,3	27,1	29,8
1 СШ 220 кВ ПС6	25	26,3	22,3	22,7	25,0	27,2	23,1	23,5	25,8
2 СШ 220 кВ ПС6		25,6	22,4	22,1	24,3	25,7	22,5	22,2	24,4
1 СШ 220 кВ ПС7	63	35,3	36,1	33,5	36,1	39,2	38,2	33,9	37,2
2 СШ 220 кВ ПС7		35,3	36,1	33,5	36,1	39,2	38,2	33,9	37,2
3 СШ 220 кВ ПС7		33,5	29,6	28,7	31,5	36,6	34,8	31,6	34,7
4 СШ 220 кВ ПС7		33,5	29,6	28,7	31,5	36,6	34,8	31,6	34,7

Отдельно в таблицу 15 вынесены расчет токов КЗ для реконструируемых участков сети 220 кВ и 110 кВ (рисунок 5) для зимнего максимума, 2024 год, расчетная температура окружающего воздуха $t = -5^{\circ}\text{C}$.

Таблица 15 – Уровни токов КЗ на ПП1 – ПП8 (зимний максимум нагрузки, 2024 год)

СШ ПС	После реконструкции, кА			
	К(3)	К(1)	К(2)	К(1,1)
ПП1 (ВКЛ 110 кВ «Медведково 1»)	12,3	9,9	10,6	11,7
ПП2 (ВКЛ 110 кВ «Медведково 2»)	23,3	26,2	20,1	22,1
ПП3 (ВКЛ 110 кВ «Медведково 3»)	23,3	26,2	20,1	22,1
ПП4 (ВКЛ 220 кВ «Северная 1»)	37,9	38,0	33,0	36,4
ПП5 (ВКЛ 220 кВ «Северная 2»)	37,5	37,9	32,9	36,1
ПП6 (ВКЛ 220 кВ «Северная 3»)	37,9	38,0	33,0	36,4

Продолжение таблицы 15

СШ ПС	После реконструкции, кА			
	К(3)	К(1)	К(2)	К(1,1)
ПП7 (ВКЛ 220 кВ «Щедринно 1»)	22,8	28,5	24,9	27,3
ПП8 (ВКЛ 220 кВ «Щедринно 2»)	28,8	28,5	24,9	27,3

По результатам расчета для зимнего максимума нагрузки на 2024 год получено, что отключающая способность выключателей не удовлетворяет расчетным значениям тока КЗ для следующих подстанций:

- ПС2 на сборные шины 1 и 2 на 110 кВ (ПС 220 кВ «Щедринно»);
- ПС6 на сборные шины 1 и 2 на 220 кВ (ПС 220 кВ «Хвойная»).

На указанных подстанциях требуется замена выключателей 110 кВ и 220 кВ с более высокой отключающей способностью.

В соответствии с расчетами токов КЗ, приведенными в таблице 14, выполнение реконструкции с переустройством воздушных участков линий электропередачи 110 кВ: ВЛЭП 110 кВ «Медведково 1», «Медведково 2», «Медведково 3», и линий электропередачи 220 кВ: ВЛЭП 220 кВ «Северная 1», «Северная 2», «Северная 3», «Щедринно 1», «Щедринно 2» увеличивает значения токов КЗ в прилегающей сети на 0,8 – 4,5 кА.

Токи КЗ на шинах ПС1 – ПС8 (рисунок 5) для зимнего максимума, 2025 год, расчетная температура окружающего воздуха $t = -5^{\circ}\text{C}$ приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Уровни токов КЗ на шинах ПС1 – ПС8 (зимний максимум нагрузки, 2025 год)

СШ ПС	$I_{\text{откл.}}$ кА	До реконструкции, кА				После реконструкции, кА			
		К(3)	К(1)	К(2)	К(1,1)	К(3)	К(1)	К(2)	К(1,1)
1 СШ 110 кВ ПС1	40	-	-	-	-	29,5	29,5	25,4	28,1
2 СШ 110 кВ ПС1		-	-	-	-	29,5	29,5	25,4	28,1
3 СШ 110 кВ ПС1		-	-	-	-	13,1	16,4	11,3	12,3
4 СШ 110 кВ ПС1		-	-	-	-	13,1	16,4	11,3	12,3
1 СШ 110 кВ ПС2	20	30,9	26,7	26,7	29,3	34,9	37,6	30,2	33,1
2 СШ 110 кВ ПС2		26,8	22,5	23,2	25,4	27,7	23,1	23,9	26,3
1 СШ 110 кВ ПС3	31,5	25,3	28,5	21,9	24,0	25,5	28,7	22,0	24,2
2 СШ 110 кВ ПС3		25,3	28,5	21,9	24,0	25,5	28,7	22,0	24,2

Продолжение таблицы 16

СШ ПС	$I_{откл},$ кА	До реконструкции, кА				После реконструкции, кА			
		K(3)	K(1)	K(2)	K(1,1)	K(3)	K(1)	K(2)	K(1,1)
1 СШ 110 кВ ПС4	40	32,8	32,7	28,4	31,1	34,7	35,3	29,6	32,6
2 СШ 110 кВ ПС4		33,7	34,2	32,9	29,6	32,5	38,6	37,2	34,2
3 СШ 110 кВ ПС4		31,5	27,8	27,2	29,9	35,8	34,1	30,9	34,0
4 СШ 110 кВ ПС4		28,1	26,2	24,3	26,7	32,1	34,0	27,7	30,5
1 СШ 110 кВ ПС5	40	11,8	9,4	10,2	11,2	12,1	9,8	10,5	11,5
2 СШ 110 кВ ПС5		11,8	9,4	10,2	11,2	12,1	9,8	10,5	11,5
1 СШ 110 кВ ПС7	40	35,8	36,2	33,5	36,8	34,4	39,0	29,7	32,1
2 СШ 110 кВ ПС7		35,8	36,2	29,1	32,0	34,4	39,0	29,7	32,1
3 СШ 110 кВ ПС7		31,5	27,8	27,2	29,9	35,8	34,1	30,9	34,0
4 СШ 110 кВ ПС7		28,1	26,2	24,3	26,7	32,1	34,0	27,7	30,5
1 СШ 110 кВ ПС8	40	17,6	18,0	15,2	16,7	17,7	18,1	15,3	16,8
2 СШ 110 кВ ПС8		21,7	22,1	18,8	20,6	21,8	22,2	18,8	20,7
1 СШ 220 кВ ПС1	63	-	-	-	-	40,5	41,2	35,0	38,4
2 СШ 220 кВ ПС1		-	-	-	-	40,5	41,2	35,0	38,4
1 СШ 220 кВ ПС2	40	33,7	38,7	29,1	32,0	33,9	34,78	29,7	32,7
2 СШ 220 кВ ПС2		33,7	38,7	29,1	32,0	33,9	34,78	29,7	32,7
1 СШ 220 кВ ПС3	63	27,7	28,8	23,9	26,4	28,7	30,8	24,8	27,2
2 СШ 220 кВ ПС3		29,2	25,2	27,7	32,8	32,8	34,1	28,4	31,1
1 СШ 220 кВ ПС4	63	38,2	41,9	33,0	36,3	40,0	44,1	34,6	38,0
2 СШ 220 кВ ПС4		38,2	41,9	33,0	36,3	40,0	44,1	34,6	38,0
3 СШ 220 кВ ПС4		27,6	28,5	23,8	26,2	28,6	30,4	24,7	27,1
4 СШ 220 кВ ПС4		29,1	29,0	25,1	27,6	32,7	34,4	28,4	31,0
1 СШ 220 кВ ПС5	40	31,2	33,7	27,0	29,6	31,4	34,3	27,1	29,8
2 СШ 220 кВ ПС5		31,2	33,7	27,0	29,6	31,4	34,3	27,1	29,8
1 СШ 220 кВ ПС6	25	26,2	22,2	22,1	24,9	27,1	23,0	23,4	25,7
2 СШ 220 кВ ПС6		25,2	22,4	22,1	24,3	25,6	22,4	22,1	24,3
1 СШ 220 кВ ПС7	63	35,3	36,1	33,5	36,1	39,2	38,2	33,9	37,2
2 СШ 220 кВ ПС7		35,3	36,1	33,5	36,1	39,2	38,2	33,9	37,2
3 СШ 220 кВ ПС7		33,5	29,6	28,7	31,5	36,6	34,8	31,6	34,7
4 СШ 220 кВ ПС7	63	33,5	29,6	28,7	31,5	36,6	34,8	31,6	34,7

Отдельно в таблицу 17 вынесены расчет токов КЗ для реконструируемых участков сети 220 кВ и 110 кВ (рисунок 5) для зимнего максимума, 2025 год, расчетная температура окружающего воздуха $t = -5^{\circ}\text{C}$.

Таблица 17 – Уровни токов КЗ на ПП1 – ПП8 (зимний максимум нагрузки, 2025 год)

СШ ПС	После реконструкции, кА			
	K(3)	K(1)	K(2)	K(1,1)
ПП1 (ВКЛ 110 кВ «Медведково 1»)	12,2	9,9	10,5	11,6
ПП2 (ВКЛ 110 кВ «Медведково 2»)	23,0	24,3	19,9	21,8

Продолжение таблицы 17

СШ ПС	После реконструкции, кА			
	К(3)	К(1)	К(2)	К(1,1)
ППЗ (ВКЛ 110 кВ «Медведково 3»)	23,0	23,3	19,9	21,8
ПП4 (ВКЛ 220 кВ «Северная 1»)	37,9	38,0	32,8	36,0
ПП5 (ВКЛ 220 кВ «Северная 2»)	36,9	40,9	31,9	35,2
ПП6 (ВКЛ 220 кВ «Северная 3»)	37,9	38,0	32,8	36,0
ПП7 (ВКЛ 220 кВ «Щедринно 1»)	28,7	28,2	24,7	27,2
ПП8 (ВКЛ 220 кВ «Щедринно 2»)	28,9	28,6	24,9	27,4

По результатам расчета для зимнего максимума нагрузки на 2025 год выявлено, что отключающая способность выключателей не удовлетворяет расчетным значениям тока КЗ для следующих подстанций:

- ПС 2 на сборные шины 1 и 2 на 110 кВ (ПС 220 кВ «Щедринно»);
- ПС 6 на сборные шины 1 и 2 на 220 кВ (ПС 220 кВ «Хвойная»).

На указанных подстанциях требуется замена выключателей 110 кВ и 220 кВ с более высокой отключающей способностью. На остальных подстанциях отключающая способность, установленных выключателей, соответствует расчетным значениям токов КЗ, их замена в 2025 году после реконструкции сети не требуется.

В соответствии с расчетами токов КЗ на 2025 год, приведенными в таблице 16, выполнение реконструкции с переустройством воздушных участков линий электропередачи 110 кВ: ВЛЭП 110 кВ «Медведково 1», «Медведково 2», «Медведково 3», и линий электропередачи 220 кВ: ВЛЭП 220 кВ «Северная 1», «Северная 2», «Северная 3», «Щедринно 1», «Щедринно 2» увеличивает значения токов КЗ в прилегающей сети на 0,7 – 4,2 кА.

Сравнение таблиц 15 и 17 позволяет сделать вывод о небольшом увеличении токов КЗ в переустроенных ВКЛ 110 – 220 кВ, токи КЗ увеличиваются в ВКЛ на 0,1 – 0,5 кА.

Таким образом, до завершения реконструкции с переустройством воздушных участков линий электропередач 110 кВ и 220 кВ требуется выполнить замену следующих выключателей:

- ПС 220 кВ «Щедрино» (ПС2) – на сборных шинах 1 и 2 110 кВ на выключатель 110 кВ с отключающей способностью не менее 35 кА;
- ПС 220 кВ «Хвойная» (ПС6) – на сборных шинах 1 и 2 220 кВ на выключатель 220 кВ с отключающей способностью не менее 28 кА.

Конструкция переходных пунктов ПП1 – ПП8 выбраны типовой типа ПКПО-КВ-110 и ПКПО-КВ-220 [15] для безопасной стыковки и перехода воздушной линии в кабельную при строительстве и реконструкции воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и 220 кВ и приведена на рисунке 8.

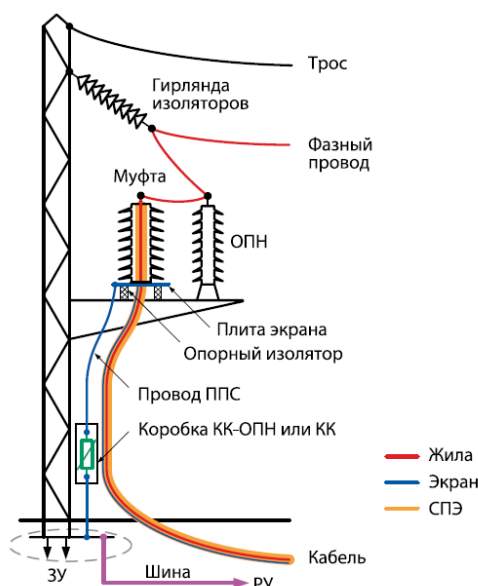


Рисунок 8 – Принятая конструкция ПП1 – ПП8

Основное оборудование переходных пунктов типа ПКПО-КВ:

- опора и фундамент,
- переходная площадка,
- опорный изолятор,
- концевые кабельные муфты,
- ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) с коробкой КК-ОПН или КК,

- концевые коробки (для присоединения экранов кабеля к заземляющему устройству),
- провод ППС для заземления экранов кабелей,
- разъединитель,
- системы мониторинга, телемеханики, безопасности [15].

При организации отпаяк от ВЛЭП требуется установка разъединителя. В ПП1 – ПП8 устанавливаем V-образные разъединители, исходя из обеспечения термической стойкости к току КЗ не менее $I_T = 50$ кА в течение $t_T = 8$ с.

Необходимо выбрать сечение экранов ВКЛ 110 кВ и 220 кВ для переустройства ВЛЭП 110 кВ «Медведково 1», «Медведково 2», «Медведково 3» и 220 кВ «Северная 1», «Северная 2», «Северная 3», «Щедринно 1», «Щедринно 2». Для всех ВКЛ 110 кВ и 220 кВ исходя из рассчитанных токов КЗ, приведенных в таблица 13 и 14, сечения экранов следует выбрать исходя из термической стойкости к току КЗ не менее $I_T = 50$ кА в течение $t_T = 8$ с.

Для определения сечения экрана ВКЛ 110 кВ и 220 кВ при переустройстве участков ВЛЭП 110 кВ и 220 кВ выполнен расчет токов КЗ с учетом с учетом неадиабатического нагрева по ГОСТ Р МЭК 60949-2009 [2].

Ток КЗ при адиабатическом характере нагрева определяется по формуле:

$$I^2 \cdot t = k^2 \cdot s^2 \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_t + \beta}\right), \quad (19)$$

где $t = 0,8$ с – время КЗ;

$I = 50$ кА – ток КЗ;

$k = 226$ А/мм² – постоянная меди;

$\beta = 234,5$ К – величина, обратная температурному коэффициенту сопротивления токопроводящего элемента при 0°К;

$\theta_f = 350^\circ\text{C}$ – конечная температура;

$\theta_t = 70^\circ\text{C}$ – начальная температура;

s – площадь поперечного сечения экрана кабеля исходя из термической стойкости к току КЗ.

Из (19) получаем поперечное сечение экрана кабеля:

$$s = \frac{\sqrt{I^2 \cdot t}}{\sqrt{K^2 \cdot \ln\left(\frac{\theta f + \beta}{\theta t + \beta}\right)}}. \quad (20)$$

$$s = \frac{\sqrt{50000^2 \cdot 0,8}}{\sqrt{226^2 \cdot \ln\left(\frac{350 + 243,5}{70 + 243,5}\right)}} = 245,1 \text{ мм}^2.$$

Получили, что необходимо обеспечить сечение экрана ВКЛ 110 кВ и 220 кВ при переустройстве участков ВЛЭП 110 кВ «Медведково 1», «Медведково 2», «Медведково 3» и 220 кВ «Северная 1», «Северная 2», «Северная 3», «Щедринское 1», «Щедринское 2» с отпайкой на ПС2 (ПС 200 кВ «Щедринское») не менее 245,1 мм².

4.4 Токи КЗ в минимальном режиме работы питающей сети

Расчет токов КЗ в минимальном режиме приведен для следующих аварийных отключений:

- аварийное отключение Т1 ПС2 при ремонте Т2 ПС2;
- аварийное отключение Т1 ПС1 при ремонте Т2 ПС1;
- аварийное отключение 2СШ 110 кВ на ЭС1;
- аварийное отключение Т1 ПС7 при ремонте Т2 ПС7.

Подстанции ПС1, ПС2 и ПС7 и электростанция ЭС1, на которых происходит аварийное отключение элементов, выделены на рисунке 9 желтым цветом. На рисунке 9 обозначены все переустраиваемые ВЛЭП 110 – 220 кВ в ВКЛ 110 – 220 кВ: «Медведково 1», «Медведково 2», «Медведково 3» (110 кВ), «Северная 1», «Северная 2», «Северная 3», «Щедринское 1», «Щедринское 2» (220 кВ).

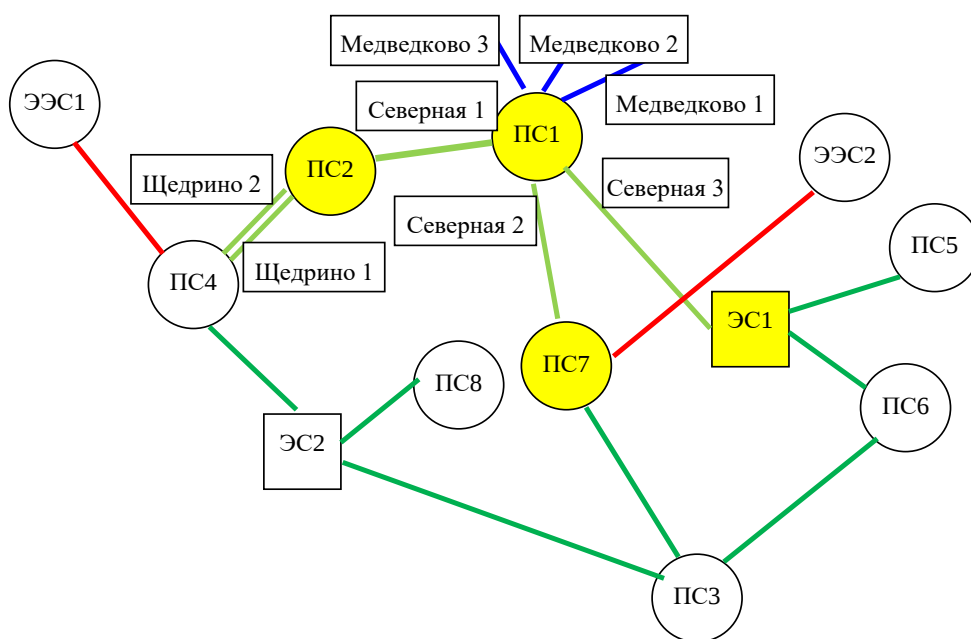


Рисунок 9 – Структурная схема электрической сети для расчета токов КЗ в минимальном режиме

Токи КЗ на шинах ПС1 – ПС8 в районе расположения реконструируемых ВЛЭП 220 кВ и 110 кВ (рисунок 9) в минимальном режиме, 2024 год приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Уровни токов КЗ на шинах ПС1 – ПС8 (минимальный режим сети, 2024 год)

СШ ПС	$I_{откл},$ кА	До реконструкции, кА				После реконструкции, кА			
		К(3)	К(1)	К(2)	К(1,1)	К(3)	К(1)	К(2)	К(1,1)
1 СШ 110 кВ ПС1	40	-	-	-	-	21,3	23,4	22,1	24,1
2 СШ 110 кВ ПС1		-	-	-	-	29,3	30,1	25,3	27,8
3 СШ 110 кВ ПС1		-	-	-	-	11,9	15,0	10,3	10,5
4 СШ 110 кВ ПС1		-	-	-	-	11,1	9,3	9,6	12,3
1 СШ 110 кВ ПС2	20	28,8	24,2	24,9	27,3	32,5	32,7	28,1	30,8
2 СШ 110 кВ ПС2		25,2	20,8	21,8	23,9	26,1	21,4	22,6	24,8
1 СШ 110 кВ ПС3	31,5	27,5	28,2	23,8	26,1	21,3	23,4	22,1	24,1
2 СШ 110 кВ ПС3		11,7	14,8	10,1	11,1	11,9	15,0	10,3	10,5
1 СШ 110 кВ ПС4	40	33,3	30,5	28,8	31,6	34,5	31,3	29,9	32,8
2 СШ 110 кВ ПС4		33,3	30,5	28,8	31,6	34,5	31,3	29,9	32,8
3 СШ 110 кВ ПС4		21,9	25,6	18,9	20,8	22,0	25,7	19,0	20,9
4 СШ 110 кВ ПС4		21,9	25,6	18,9	20,8	22,0	25,7	19,0	20,9
1 СШ 110 кВ ПС5	40	10,8	8,9	9,3	10,3	11,1	9,3	9,6	10,5
2 СШ 110 кВ ПС5		10,8	8,9	9,3	10,3	11,1	9,3	9,6	10,5

Продолжение таблицы 18

СШ ПС	$I_{откл},$ кА	До реконструкции, кА				После реконструкции, кА			
		К(3)	К(1)	К(2)	К(1,1)	К(3)	К(1)	К(2)	К(1,1)
1 СШ 110 кВ ПС7	40	29,7	31,4	25,7	28,2	30,9	32,5	26,7	29,3
2 СШ 110 кВ ПС7		22,9	23,8	19,8	21,7	23,4	24,2	20,2	22,2
3 СШ 110 кВ ПС7	40	29,6	34,3	24,5	28,5	30,3	35,6	26,2	28,8
4 СШ 110 кВ ПС7		29,6	34,3	24,5	28,5	30,3	35,6	26,2	28,8
1 СШ 110 кВ ПС8	40	15,9	14,9	13,7	15,1	20,0	20,3	17,3	19,0
2 СШ 110 кВ ПС8		20,6	21,1	17,8	19,6	21,9	24,8	18,9	20,8
1 СШ 220 кВ ПС1	63	-	-	-	-	36,8	38,3	31,8	34,9
2 СШ 220 кВ ПС1		-	-	-	-	36,8	38,3	31,8	34,9
1 СШ 220 кВ ПС2	40	28,7	31,4	24,8	27,2	29,2	32,2	25,2	27,7
2 СШ 220 кВ ПС2		28,7	31,4	24,8	27,2	29,2	32,2	25,2	27,7
1 СШ 220 кВ ПС3	63	29,9	29,8	25,8	28,4	29,9	29,8	25,8	28,4
2 СШ 220 кВ ПС3		30,2	31,0	26,1	28,7	30,3	31,3	26,2	28,8
1 СШ 220 кВ ПС4	63	31,2	31,8	27,0	29,6	31,2	31,9	27,0	29,6
2 СШ 220 кВ ПС4		31,2	31,8	27,0	29,6	31,2	31,9	27,0	29,6
3 СШ 220 кВ ПС4		29,0	29,1	25,2	28,3	29,7	29,8	25,3	28,1
4 СШ 220 кВ ПС4		30,1	31,0	26,1	28,7	30,3	31,3	26,1	28,4
1 СШ 220 кВ ПС5	40	27,4	30,1	23,2	26,1	27,5	30,2	23,8	26,1
2 СШ 220 кВ ПС5		27,4	30,1	23,2	26,1	27,5	30,2	23,8	26,1
1 СШ 220 кВ ПС6	25	23,2	22,1	21,1	22,1	26,2	21,0	22,4	24,7
2 СШ 220 кВ ПС6		23,2	22,2	21,1	22,1	26,2	21,0	22,0	23,3
1 СШ 220 кВ ПС7	63	35,1	36,4	30,5	33,3	36,8	38,1	31,7	34,9
2 СШ 220 кВ ПС7		35,1	36,4	30,5	33,3	36,8	38,1	31,7	34,9
3 СШ 220 кВ ПС7		28,7	31,4	24,8	27,2	29,2	25,2	26,7	27,2
4 СШ 220 кВ ПС7		28,7	31,4	24,8	27,2	29,2	25,2	26,7	27,2

В таблицу 19 вынесены расчет токов КЗ для реконструируемых участков сети 220 кВ и 110 кВ (рисунок 9) для минимального режима, 2024 год.

Таблица 19 – Уровни токов КЗ на ПП1 – ПП8 (минимальный режим сети, 2024 год)

СШ ПС	После реконструкции, кА			
	К(3)	К(1)	К(2)	К(1,1)
ПП1 (ВКЛ 110 кВ «Медведково 1»)	11,2	9,4	9,7	10,6
ПП2 (ВКЛ 110 кВ «Медведково 2»)	21,9	24,9	18,9	20,8
ПП3 (ВКЛ 110 кВ «Медведково 3»)	21,9	24,9	18,9	20,8
ПП4 (ВКЛ 220 кВ «Северная 1»)	25,2	26,8	21,8	23,9
ПП5 (ВКЛ 220 кВ «Северная 2»)	34,2	35,9	29,6	32,5
ПП6 (ВКЛ 220 кВ «Северная 3»)	30,7	32,4	26,5	29,1
ПП7 (ВКЛ 220 кВ «Щедринно 1»)	19,8	21,4	17,2	18,8
ПП8 (ВКЛ 220 кВ «Щедринно 2»)	26,2	26,9	23,4	25,9

Токи КЗ на шинах ПС1 – ПС8 в районе расположения реконструируемых ВЛЭП 220 кВ и 110 кВ (рисунок 9) в минимальном режиме, 2025 год приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Уровни токов КЗ на шинах ПС1 – ПС8 (минимальный режим сети, 2025год)

СШ ПС	$I_{откл},$ кА	До реконструкции, кА				После реконструкции, кА			
		К(3)	К(1)	К(2)	К(1,1)	К(3)	К(1)	К(2)	К(1,1)
1 СШ 110 кВ ПС1	40	-	-	-	-	21,4	24,3	18,5	20,3
2 СШ 110 кВ ПС1		-	-	-	-	29,3	30,1	25,3	27,8
3 СШ 110 кВ ПС1		-	-	-	-	11,9	15,0	10,3	11,3
4 СШ 110 кВ ПС1		-	-	-	-	11,1	9,3	9,6	10,5
1 СШ 110 кВ ПС2	20	28,8	24,2	24,9	27,3	32,5	32,7	28,1	30,8
2 СШ 110 кВ ПС2		25,2	20,8	21,8	23,9	26,1	21,4	22,6	24,9
1 СШ 110 кВ ПС3	31,5	27,5	28,2	23,8	26,1	21,3	23,4	22,1	24,1
2 СШ 110 кВ ПС3		11,7	14,8	10,1	11,1	11,9	15,0	10,3	10,5
1 СШ 110 кВ ПС4	40	33,3	30,5	28,8	31,6	34,5	31,2	29,7	32,9
2 СШ 110 кВ ПС4		33,3	30,5	28,8	31,6	34,5	31,2	29,7	32,9
3 СШ 110 кВ ПС4		21,9	23,1	18,9	20,8	24,5	26,4	21,2	23,3
4 СШ 110 кВ ПС4		21,9	23,1	18,9	20,8	24,5	26,4	21,2	23,3
1 СШ 110 кВ ПС5	40	10,8	8,9	9,3	10,3	11,1	9,3	9,6	10,5
2 СШ 110 кВ ПС5		15,9	12,5	13,7	15,0	21,2	24,1	18,2	20,1
1 СШ 110 кВ ПС7	40	29,6	31,3	25,5	28,1	30,6	32,3	26,3	29,3
2 СШ 110 кВ ПС7		22,8	23,6	19,5	21,7	23,4	24,2	20,2	22,0
3 СШ 110 кВ ПС7	40	29,6	34,9	25,6	28,1	30,3	35,6	26,2	28,7
4 СШ 110 кВ ПС7		29,6	34,9	25,6	28,1	30,3	35,6	26,2	28,7
1 СШ 110 кВ ПС8	40	15,9	12,5	13,7	15,0	21,2	24,3	18,7	20,0
2 СШ 110 кВ ПС8		20,3	22,6	17,5	19,3	21,8	24,9	18,8	20,7
1 СШ 220 кВ ПС1	63	-	-	-	-	36,7	38,1	31,5	34,7
2 СШ 220 кВ ПС1		-	-	-	-	36,7	38,1	31,5	34,7
1 СШ 220 кВ ПС2	40	28,7	31,4	24,8	27,2	29,1	32,0	25,0	27,5
2 СШ 220 кВ ПС2		28,7	31,4	24,8	27,2	29,1	32,0	25,0	27,5
1 СШ 220 кВ ПС3	63	29,9	29,8	25,8	28,4	29,9	29,8	25,8	28,4
2 СШ 220 кВ ПС3		30,2	31,0	26,1	28,7	30,3	31,3	26,2	28,8
1 СШ 220 кВ ПС4	63	28,7	31,4	24,8	27,2	29,2	32,2	25,2	27,7
2 СШ 220 кВ ПС4		28,7	31,4	24,8	27,2	29,2	32,2	25,2	27,7
3 СШ 220 кВ ПС4		31,9	33,2	27,6	30,3	33,4	34,8	28,9	31,7
4 СШ 220 кВ ПС4		30,2	31,0	26,1	28,7	30,3	31,3	26,2	28,8
1 СШ 220 кВ ПС5	40	27,4	30,1	23,2	26,1	27,5	30,2	23,8	26,1
2 СШ 220 кВ ПС5		27,4	30,1	23,2	26,1	27,5	30,2	23,8	26,1
1 СШ 220 кВ ПС6	25	23,1	22,0	21,0	22,0	25,9	20,9	22,2	24,5
2 СШ 220 кВ ПС6		23,1	22,1	21,0	22,0	25,9	20,9	22,2	24,5
1 СШ 220 кВ ПС7	63	35,1	36,4	30,3	33,3	36,8	38,3	31,8	34,9
2 СШ 220 кВ ПС7		35,1	36,4	30,3	33,3	36,8	38,3	31,8	34,9
3 СШ 220 кВ ПС7		26,8	30,4	22,3	26,1	27,2	26,1	25,7	26,1
4 СШ 220 кВ ПС7		26,8	30,4	22,3	26,1	27,2	26,1	25,7	26,1

В таблицу 21 вынесены расчет токов КЗ для реконструируемых участков сети 220 кВ и 110 кВ (рисунок 9) для минимального режима, 2025 год.

Таблица 21 – Уровни токов КЗ на ПП1 – ПП8 (минимальный режим сети, 2025 год)

СШ ПС	После реконструкции, кА			
	К(3)	К(1)	К(2)	К(1,1)
ПП1 (ВКЛ 110 кВ «Медведково 1»)	11,1	9,2	9,5	10,4
ПП2 (ВКЛ 110 кВ «Медведково 2»)	21,8	24,8	18,7	20,5
ПП3 (ВКЛ 110 кВ «Медведково 3»)	21,8	24,8	18,7	20,5
ПП4 (ВКЛ 220 кВ «Северная 1»)	24,1	26,7	21,7	23,5
ПП5 (ВКЛ 220 кВ «Северная 2»)	34,2	35,9	29,6	32,5
ПП6 (ВКЛ 220 кВ «Северная 3»)	30,6	32,3	26,4	29,0
ПП7 (ВКЛ 220 кВ «Щедринно 1»)	19,8	21,4	17,2	18,8
ПП8 (ВКЛ 220 кВ «Щедринно 2»)	26,1	26,7	23,3	25,8

По результатам расчета токов КЗ в минимальном режиме (таблицы 20 и 21) получено, что токи КЗ в 2025 году практически во всех электросетевых элементах снизились на 0,1 – 2,5 кА. Однако после реконструкции сети наблюдается увеличение токов КЗ.

По результатам расчета токов КЗ в минимальном режиме за 2024 и 2025 года получено, что отключающая способность выключателей на ПС1, ПС3, ПС4, ПС5, ПС7 и ПС8 соответствует расчетным значениям, их замена не требуется. Однако получено, что отключающая способность выключателей не удовлетворяет расчетным значениям тока КЗ для следующих подстанций:

- ПС 2 на сборные шины 1 и 2 на 110 кВ (ПС 220 кВ «Щедринно»);
- ПС 6 на сборные шины 1 и 2 на 220 кВ (ПС 220 кВ «Хвойная») только после реконструкции.

На ПС2 и ПС6 для выполнения требований ПУЭ [20] требуется замена выключателей 110 кВ и 220 кВ с более высокой отключающей способностью.

4.5 Обоснование пропускной способности для вновь образованных кабельных участков при реконструкции ВКЛ 110 – 220 кВ

В соответствии с выполненными расчетами электрических режимов выбираем окончательно требуемые величины пропускной способности вновь образованных кабельных участков реконструируемых ВЛЭП 110 кВ «Медведково 1», «Медведково 2», «Медведково 3» и ВЛЭП 220 кВ «Северная 1», «Северная 2», «Северная 3», «Щедринно 1», «Щедринно 2», которые приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Требуемые величины пропускной способности вновь образованных участков ВКЛ 110 – 220 кВ, переустраиваемых ВЛЭП

$U_{\text{нВЛЭП}}, \text{кВ}$	Наименование	Расчетные значения $I_{\text{maxВКЛ}}, \text{А}$		Существующие значения для ВЛЭП $I_{\text{допВЛЭП}}/I_{\text{ав,допВЛЭП}}, \text{А}$		Рекомендуемые значения для вновь образованных ВКЛ $I_{\text{допВКЛ}}/I_{\text{ав,допВКЛ}}, \text{А}$
		при $t = -5^{\circ}\text{C}$	при $t = +25^{\circ}\text{C}$	при $t = -5^{\circ}\text{C}$	при $t = +25^{\circ}\text{C}$	
110	Медведково 1	513	342	581/630	450/540	581/698
	Медведково 2	510	342	581/698	450/540	581/698
	Медведково 3	583	549	381/452	381/452	581/698
220	Северная 1	567	610	980/1000	760/912	1279/1279
	Северная 2	583	620	1000/1000	825/990	1279/1279
	Северная 3	631	625	1000/1000	825/990	1279/1279
	Щедринно 1	601	620	1000/1000	825/990	1279/1279
	Щедринно 2	654	755	1064/1200	825/990	1279/1279

Получили по результатам анализа электрических режимов электрической сети Северо-Восточном округе Москвы требуемые величины пропускной способности ВКЛ 110 – 220 кВ для выбора сечений переустраиваемых кабелей. Рекомендуется выбрать сечения переустраиваемых участков ВКЛ 110 – 220 кВ, которые обеспечат следующие допустимые и аварийные значения токов:

- ВКЛ 110 кВ «Медведково 1» $I_{\text{допВКЛ}}$ не менее 581 А и $I_{\text{ав,допВКЛ}}$ не менее 698 А;

- ВКЛ 110 кВ «Медведково 2» $I_{\text{допВКЛ}}$ не менее 581 А и $I_{\text{ав,допВКЛ}}$ не менее 698 А;
- ВКЛ 110 кВ «Медведково 3» $I_{\text{допВКЛ}}$ не менее 581 А и $I_{\text{ав,допВКЛ}}$ не менее 698 А;
- ВКЛ 220 кВ «Северная 1» $I_{\text{допВКЛ}}$ не менее 1279 А и $I_{\text{ав,допВКЛ}}$ не менее 1279 А;
- ВКЛ 220 кВ «Северная 2» $I_{\text{допВКЛ}}$ не менее 1279 А и $I_{\text{ав,допВКЛ}}$ не менее 1279 А;
- ВКЛ 220 кВ «Северная 3» $I_{\text{допВКЛ}}$ не менее 1279 А и $I_{\text{ав,допВКЛ}}$ не менее 1279 А;
- ВКЛ 220 кВ «Щедринно 1» $I_{\text{допВКЛ}}$ не менее 1279 А и $I_{\text{ав,допВКЛ}}$ не менее 1279 А;
- ВКЛ 220 кВ «Щедринно 2» $I_{\text{допВКЛ}}$ не менее 1279 А и $I_{\text{ав,допВКЛ}}$ не менее 1279 А.

Выводы по разделу. Выполнен анализ электрических режимов в районе расположения реконструируемых ВЛЭП 110 кВ и 220 кВ для нормальных, ремонтных и аварийных схем при максимальном и минимальном энергопотреблении района, что позволило сделать выводы о коммутационной способности существующих коммутационных аппаратов на ПС в зоне реконструкции, выбрать конструкция переходных пунктов ПП1 – ПП8. Приняты к установке переходные пункты типа ПКПО-КВ-110 на напряжение 110 кВ и типа ПКПО-КВ-220 на напряжение 220 кВ.

Заключение

В ВКР выполнены исследования электрической сети Северо-Восточного округа Москвы, связанные с реконструкцией путем переустройства участков ВЛЭП 110 кВ, попадающих в зону строительства улично-дорожной сети с искусственными сооружениями и переустройством инженерных коммуникаций. Выполнено обоснование необходимости переустройства воздушных участков ВЛЭП 110-220 кВ в кабельные линии, показаны преимущества применения ВКЛ вместо воздушных линий электропередачи на территории города.

В связи со строительством дороги, существующие ВЛЭП 110 кВ и 220 кВ переустраиваются в кабельное исполнение с обустройством переходных пунктов на напряжение 110 кВ и 220 кВ.

Длины трасс вновь образуемых ВКЛ 110 – 220 кВ составляют:

- для ВКЛ 110 кВ «Медведково 1» общая протяженность трассы 8,3 км, из них в закрытом переходе 2,98 км;
- для ВКЛ 110 кВ «Медведково 2» общая протяженность трассы 19,76 км, из них в закрытом переходе 1,70 км;
- для ВКЛ 110 кВ «Медведково 3» общая протяженность трассы 16,82 км, из них в закрытом переходе 2,99 км;
- для ВКЛ 220 кВ «Северная 1» общая протяженность трассы 28,225 км, из них в закрытом переходе 2,76 км;
- для ВКЛ 220 кВ «Северная 2» общая протяженность трассы 17,64, из них в закрытом переходе 4,45 км;
- для ВКЛ 220 кВ «Северная 3» общая протяженность трассы 29,247, из них в закрытом переходе 7,40 км;
- для ВКЛ 220 кВ «Щедрино 1» общая протяженность трассы 28,255, из них в закрытом переходе 4,45 км;
- для ВКЛ 220 кВ «Щедрино 2» общая протяженность трассы 12,85, из них в закрытом переходе 2,18 км.

В соответствии с выполненными расчетами получены требуемые величины пропускной способности вновь образованных кабельных линий 110 – 220 кВ.

Выполнена характеристика электрических сетей проектируемого энергорайона, рассмотрены планируемые вводы электросетевого оборудования 110 кВ, 220 кВ, 500 кВ и генерируемого оборудования.

Для расчета электрических режимов составлена структурная схема энергорайона, где были также обозначены переустраиваемые ВЛЭП 110 кВ и 220 кВ в ВКЛ 100 и 220 кВ.

По результатам анализа электрических режимов установка устройств автоматики ограничения снижения напряжения и автоматики ограничения перегрузки в сети, прилегающей к рассматриваемому энергорайону, не требуется.

По результатам анализа уровней напряжения в сети 110 кВ и выше, а также значений генерации реактивной мощности на реконструируемых ВЛЭП 110 – 220 кВ до реконструкции и после реконструкции (при этом учтены все ВЛЭП, попадающие в зону строительства улично-дорожной сети с искусственными сооружениями и переустройством инженерных коммуникаций в рассматриваемом районе) выявлено следующее:

- выполняемая реконструкция ВЛЭП 110 – 220 кВ приводит к дополнительной генерации реактивной мощности в объеме $Q_{изб} = 97$ Мвар, что приводит к повышению уровней напряжения в рассматриваемом энергорайоне выше наибольшего рабочего значения 252 кВ: на ПС7 на шинах 220 кВ $U_{расч} = 252,03$ кВ в режиме аварийного отключения ВКЛ 220 кВ «Северная 2» со стороны ПС1; на ПС1 на шинах 220 кВ $U_{расч} = 252,76$ кВ в режиме аварийного отключения ВКЛ 220 кВ «Северная 1» со стороны ПС2; на ПС1 на шинах 220 кВ $U_{расч} = 252,99$ кВ в режиме аварийного отключения ВКЛ 220 кВ «Северная 3» со стороны ЭС1; на 1 СШ ЭС1 (220 кВ) $U_{расч} = 252,66$ кВ в режиме аварийного отключения ВКЛ 220 кВ «Северная 3» со стороны ПС1;

- после установки двух шунтирующих ректоров типа УШРТ-50000/220-У1 суммарной мощностью 100 Мвар на 1 и 2 секциях 220 кВ ПС1 уровня напряжений в сети 110 кВ и выше во всех рассмотренных электрических режимах находятся в допустимых диапазонах.

Мероприятия по установке шунтирующих реакторов 220 кВ (2 штуки по 50 Мвар каждый) на ПС1 должны быть выполнены после ввода в эксплуатацию новых кабельных участков переустраиваемых ВЛЭП 110 – 220 кВ.

По результатам анализа величин нагрузки на шинах ПС1 – ПС8 получено, что на ряде ПС 110 кВ и ПС 220 кВ не соблюдаются значения коэффициентов реактивной мощности ($\text{tg}\varphi \leq 0,54$). На этих подстанциях необходима установка средств компенсации реактивной мощности.

Для расчета токов КЗ в качестве максимального режима принят режим работы питающей сети, при котором учтена работа полного состава генерирующего оборудования энергосистемы Московского региона, а также всех питающих линий и трансформаторов, входящих в состав энергосистемы Московского региона.

В качестве минимального принят режим работы питающей сети, характеризующийся минимальным составом генерирующего оборудования энергосистемы Московского региона, который характерен для периода минимальных летних нагрузок, а также с учетом вывода в ремонт питающих линий и трансформаторов, наиболее влияющих на снижение уровней токов КЗ на шинах ПС 220 кВ «Северная».

В соответствии с расчетами токов КЗ на 2024 год и 2025 год выполнение реконструкции с переустройством воздушных участков линий электропередачи 110 кВ: ВЛЭП 110 кВ «Медведково 1», «Медведково 2», «Медведково 3», и линий электропередачи 220 кВ: ВЛЭП 220 кВ «Северная 1», «Северная 2», «Северная 3», «Щедринское 1», «Щедринское 2» увеличивает значения токов КЗ в прилегающей сети на 0,8 – 4,5 кА.

Расчеты токов КЗ в максимальном и минимальном режимах показали,

что отключающая способность выключателей не удовлетворяет расчетным значениям тока КЗ для следующих подстанций:

- ПС2, сборные шины 1 и 2 на 110 кВ
- ПС6, сборные шины 1 и 2 на 220 кВ.

На указанных подстанциях требуется замена выключателей 110 кВ и 220 кВ с более высокой отключающей способностью:

- на ПС2 с отключающей способностью не менее 35 кА;
- на ПС6 с отключающей способностью не менее 28 кА.

На остальных подстанциях отключающая способность, установленных выключателей, соответствует расчетным значениям токов КЗ.

Показано, что для безопасной стыковки и перехода воздушной линии в кабельную при строительстве и реконструкции воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и 220 кВ необходима организация переходного пункта напряжением 110 кВ и 220 кВ, которые являются неотъемлемой части переустройства ВЛЭП в ВКЛ. Предложено выполнить переходные пункты типовыми типа ПКПО-КВ-110 и ПКПО-КВ-220. В ПП1 – ПП8 требуется установить коммутационное оборудование исходя из обеспечения термической стойкости к току короткого замыкания не менее $I_T = 50$ кА в течение $t_T = 8$ с с номинальными токами не ниже требуемых величин пропускной способности вновь образованных участков ВКЛ 110 – 220 кВ, переустраиваемых ВЛЭП.

Величина наибольшего рабочего напряжения вновь сооружаемых ВКЛ 110 кВ «Медведково 1», «Медведково 2», «Медведково 3» должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 57382-2017 и составлять не менее 126 кВ.

Величина наибольшего рабочего напряжения вновь сооружаемых ВКЛ ВЛЭП 220 кВ «Северная 1», «Северная 2», «Северная 3», «Щедрино 1», «Щедрино 2» должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 57382-2017 и составлять не менее 252 кВ.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Васильев А.С. Управляемые передачи на базе силовой электроники: учебное пособие. Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2021. 142 с.
2. ГОСТ Р МЭК 60949-2009. Расчет термически допустимых токов короткого замыкания с учетом неадиабатического нагрева. М.: Стандартиформ, 2008. 15 с.
3. ГОСТ Р 57382-2017. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений. М.: Стандартиформ, 2017. 8 с.
4. ГОСТ Р 57114-2016. Электроэнергетические системы. Оперативно - диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения. М.: Стандартиформ, 2016. 19 с.
5. ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартиформ, 2014. 19 с.
6. Дмитриев М. Кабельно-воздушные линии 35-500 кВ. Требования к заземлению переходных опор // Новости ЭлектроТехники. 2017. № 1(103). С.2-5.
7. Долгополов А.Г., Кондратенко Д.В. Управляемые шунтирующие реакторы для электрических сетей // Problem Energetic Regional. 2018. 3(17). С.3-23.
8. Князев В., Боков Г. Техническая политика ФСК. Требования к распределительному электросетевому комплексу // Новости электротехники. 2021. №2(128)-3(129).
9. Методических рекомендаций по определению предварительных параметров выдачи мощности строящихся (реконструируемых) генерирующих объектов в условиях нормальных режимов функционирования

энергосистемы, учитываемых при определении платы за технологическое присоединение таких генерирующих объектов к объектам электросетевого хозяйства. Приказ Министерства промышленности и энергетики РФ от 30 апреля 2008 г. № 216 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/93465/> (дата обращения 25.03.2025).

10. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Утверждены приказом Министерства энергетики РФ от 6 декабря 2022 г. № 1286 [Электронный ресурс]. URL.: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405965165/> (дата обращения 25.03.2025).

11. Методические указания по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ. Утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 15 января 2024 г. № 6 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/409194784/> (дата обращения 25.03.2025).

12. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 03.08.2018 № 630 [Электронный ресурс]. URL.: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71932950/> (дата обращения 25.03.2025).

13. Назаров А.А., Кавченков В.П. Показатели и методы анализа надежности ЛЭП в режиме реального времени // Энергия единой сети. 2021. №2(57). 14-22.

14. Номенклатурный каталог продукции ООО «Тольяттинский трансформатор» [Электронный ресурс]. URL.: https://e-nova.ru/f/katalog_produkcii_tolyattinskij_trans.pdf (дата обращения 25.03.2025).

15. Номенклатурный каталог продукции переходных пуктов АО «Русатом-ЭлектроТехМаш» [Электронный ресурс]. URL.: <https://www.rusatom-etm.ru/katalog-produktsii/> (дата обращения 25.03.2025).

16. О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон. Постановление Правительства РФ от 24 февраля 2009 года N 160 [Электронный ресурс]. URL.: <http://www.sahal.gosnadzor.ru/activity/control/electro/> дата обращения 25.03.2025).

17. Положение ПАО «ФСК ЕЭС» «О единой технической политике в электросетевом комплексе». Утверждено решением Совета директоров ПАО «ФСК ЕЭС» (протокол от 20.10.2022 № 592) [Электронный ресурс]. URL.: https://www.rosseti.ru/upload/docs/20221020_TP_FSK_EES.pdf (дата обращения 25.03.2025).

18. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Утверждены приказом Министерства энергетики РФ от 4 октября 2022 г. № 1070 [Электронный ресурс]. URL.: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405785259/> (дата обращения 25.03.2025).

19. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем. Постановление Правительства РФ от 13 августа 2018 г. N 937 [Электронный ресурс]. URL.: <https://base.garant.ru/72015900/> (дата обращения 25.03.2025).

20. Правила устройств электроустановок. 6-е и 7-е издания (все действующие разделы) [Электронный ресурс]. URL: <https://en-res.ru/wp-content/uploads/2020/02/pue.pdf> (дата обращения 25.03.2025).

21. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002, 152 с.

22. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. М.: ЭНАС, 2012. 376 с.

23. СТО 56947007-29.230.20.087-2011. Типовые технические требования к кабельным системам 110, 220, 330, 500 кВ. М.: Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС», 2011. 42 с.

24. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. М.: Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. 135 с.

25. СТО 56947007-29.240.55.143-2013. Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям сохранения механической прочности проводов и допустимых габаритов воздушных линий. М.: Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС», 2013. 42 с.

26. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 годы. Приказ Минэнерго России от 28.02.2019 N 174 [Электронный ресурс]. URL.: https://www.consultant.ru/document/cons_doc/ (дата обращения 25.03.2025).

27. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики города Москвы на 2020–2025 годы. Распоряжение Мэра Москвы № 292-РМ от 30 апреля 2020 года [Электронный ресурс]. URL.: <https://www.mos.ru/dgkh/documents/skhemy/view/239223220/> (дата обращения 25.03.2025).

28. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Московской области на период 2020-2024 годов. Постановление Губернатора Московской области от 30.04.2019 № 197-ПГ [Электронный ресурс]. URL.: <https://mosreg.ru/dokumenty/normotvorchestvo/prinyato-gubernatorom/postanovleniya/26-06-2019-13-53-18-postanovlenie-gubernatora-moskovskoy-oblasti-ot/> (дата обращения 25.03.2025).

29. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости

энергосистем». Утверждены приказом Министерства энергетики РФ от 3 августа 2018 г. № 630 [Электронный ресурс]. URL.: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71932950/> (дата обращения 25.03.2025).

30. Унифицированный ЦПП класса напряжения 110 – 220 кВ [Электронный ресурс]. URL.: <https://www.streamer.ru/perekhodnye-punkty/tsifrovoyy-pp/> (дата обращения 25.03.2025).

31. Утц С.А., Пилениекс Д.В. Особенности развития энергосистем мегаполисов с учетом заявленных целей достижения углеродной нейтральности и энергетического перехода // Энергия единой сети. 2024. № 3-4 (74). С.10-16.

32. Энергетическая стратегия города Москвы, Генеральной схемы энергоснабжения города Москвы с учетом программы внедрения генерирующих мощностей и Единой расчетной информационной модели энергообеспечения объектов города на период до 2025 года. Постановление Правительства Москвы от 6 июня 2007 года N 462-ПП [Электронный ресурс]. URL.: <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody/> (дата обращения 25.03.2025).

33. Энергетическая стратегия города Москвы на период до 2025 года. Постановление Правительства Москвы от 2 декабря 2008 года N 1075-ПП (с изменениями на 9 августа 2011 года) [Электронный ресурс]. URL.: <https://docs.cntd.ru/document/3707134> (дата обращения 25.03.2025).

34. Berlijn S. M., Borgen H., Cabiati M., Ilcento A. ENTSO-E: Research, Development & Innovation Roadmap 2020-2030 // Technical Report, 2020. 40 p.

35. CIGRE P. Guide for Thermal Rating Calculations of Overhead Lines//Technical Brochure. 2014. Vol. 601.

36. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors, IEEE Std 738–2012 (Revision of IEEE Std 738–2006 — Incorporates IEEE Std 738–2012 Cor 1–2013). 2013. P. 1–72.

37. Jeff St. J. Power Trends 2019. The New York Independent System Operator, 2019. 32 p.

38. Pickford A., Porter K., Stewart J., Yardley B. NET ZERO: An International Review of Electricity and Natural Gas Delivery System Policy and Regulation for Canadian Energy Decision-makers. 2023. №6. 120 p.

39. Surles T., Grossman T., Saltzer S. D. Pathways to Carbon Neutrality in California: Clean Energy Solutions that Work for Everyone - Summary of Interview and Workshop Findings. Stanford Center for Carbon Storage and Stanford Carbon Removal Initiative, September 2021. 61 p.