

На правах рукописи



**Осинцев Кирилл Анатольевич**

**ОЦЕНКА И ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ  
ВОЗДУШНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ  
НАПРЯЖЕНИЕМ 20 кВ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и  
электроэнергетические системы

Автореферат диссертации  
на соискание ученой степени кандидата технических наук

Иркутск – 2022

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН)

**Научный руководитель:** член-корреспондент РАН, доктор технических наук, профессор

**Воропай Николай Иванович**

**Официальные оппоненты:** **Илюшин Павел Владимирович**  
доктор технических наук, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт энергетических исследований Российской академии наук, Центр интеллектуальных электроэнергетических систем и распределенной энергетики Отдела исследования взаимосвязей энергетики с экономикой, руководитель Центра, главный научный сотрудник

**Булатов Юрий Николаевич**

кандидат технических наук, доцент, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Братский государственный университет», кафедра энергетики, заведующий кафедрой

**Ведущая организация:** Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург

Защита состоится: «21» апреля 2022 года в 14:00 на заседании диссертационного совета Д003.017.01, созданного на базе Федерального государственного бюджетного учреждения науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН) по адресу: 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, каб. 355.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ИСЭМ СО РАН по адресу: г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, каб. 407 и на сайте ИСЭМ СО РАН <https://isem.irk.ru/dissert/case/DIS-2022-2/>

Отзывы на автореферат в двух экземплярах с подписью составителя, заверенные печатью организации, просим направлять по адресу: 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130 на имя ученого секретаря диссертационного совета.

Автореферат разослан «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета Д003.017.01,  
доктор технических наук, профессор



Клер  
Александр Матвеевич

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы.** Обоснование целесообразности применения электрических сетей 20 кВ в нашей стране имеет долгую историю. Еще в середине прошлого века оно то включалось, то исключалось из шкалы номинальных напряжений. Утверждалось (А.А. Глазунов, С.А. Геликонский), что введение напряжения 20 кВ является нерациональным. Однако были и другие, противоположные мнения (А.Г. Захарин, Я.М. Червоненкис и др.); к примеру, было обосновано, что «...в воздушных сетях значительно меньших затрат денег, цветного металла и особенно трансформаторной мощности требует в широком диапазоне плотностей нагрузки система 110/20 кВ с непосредственной трансформацией 20/0,4 кВ ...».

Принципы формирования распределительных воздушных электрических сетей закладывались российскими (И.А. Будзко, А.А. Глазунов, Р.Я. Федосенко, В.В. Тисленко, В.Л. Прусс и др.) и зарубежными специалистами (Р. Пелисье, Р. Биллinton, Т. Гонен, И. Рамирез-Росадо и др.). При этом первое, по-настоящему массовое строительство электрических сетей 20 кВ в стране началось в начале 2000-х годов в Москве. К настоящему времени введено более 1000 км кабельных линий (КЛ) соответствующего класса напряжения. Решения по строительству КЛ 20 кВ интенсивно прорабатываются в Санкт-Петербурге и Екатеринбурге. На первых этапах принятия решений российскими специалистами во внимание принимался опыт западноевропейских стран (в первую очередь Франции), где сети 20 кВ представлены широко со второй половины прошлого века. В результате такого подхода (по сути – копирования) был упущен ряд важных причинно-следственных связей в структуре и параметрах сети сравнительно новой для нас ступени напряжения, что было показано в диссертации А.В. Майорова.

Воздушные сети 20 кВ пригородных и сельскохозяйственных районов имеют специфику и до сих пор в стране массово не применялись. Так, сооружение воздушных сетей 20 кВ ведется лишь в Ханты-Мансийском автономном округе (на базе зарубежных специфических технологических решений), в условиях, когда требуется передавать сравнительно высокие для сетей среднего напряжения мощности на относительно большие расстояния. Подобный вопрос прорабатывается и для условий Московской области. Возникает закономерный вопрос: имеется или нет технико-экономическая эффективность применения номинального напряжения 20 кВ не только в кабельных, но и воздушных электрических сетях?

**Цель работы.** Целью диссертационной работы являлась научно обоснованная оценка и обеспечение эффективности воздушных электрических сетей напряжением 20 кВ (здесь и далее – в пригородных и сельскохозяйственных районах).

Для достижения поставленной цели в работе необходимо было **решить следующие первоочередные задачи:**

- определить и подвергнуть анализу интегральные параметры воздушных электрических сетей среднего напряжения обширного региона крупной электросетевой компании европейской части страны;
- произвести оптимизацию параметров воздушной электрической сети на базе разработанной математической модели сети;
- обосновать предпочтительность в электрических сетях среднего напряжения сокращенной системы номинальных напряжений 110/20 кВ взамен расширенной 110/6–10–20–35 кВ;
- произвести выбор параметров низкоомного резистивного режима заземления нейтрали воздушных электрических сетей 20 кВ;
- выполнить технико-экономическое обоснование целесообразности перевода пилотного участка сети 6–10 кВ на напряжение 20 кВ.

**Объект и предмет исследования.** Объектом исследования являются воздушные электрические сети 20 кВ. Предмет исследования – структура и параметры этих сетей.

**Достоверность основных теоретических положений и выводов исследований** обеспечивается непротиворечивостью реализации выбранных методологических подходов, логикой построения работы, адекватностью комплекса методов исследования целям и задачам исследования, а именно привлечением обширных статистических данных по структуре и параметрам электрических сетей, установлением причинно-следственных связей основных влияющих факторов, применением методов математического моделирования, проведением оптимизационных расчетов с проверкой чувствительности результатов, а также опытом проектирования и эксплуатации распределительных сетей среднего напряжения и сравнением с предыдущими результатами работ, полученными другими авторами.

**Научная новизна** работы состоит в решении научно-технической задачи, имеющей существенное значение для электроэнергетической отрасли и заключающейся в разработке научно-обоснованных решений по построению воздушных электрических сетей напряжением 20 кВ:

1. Выявлены причинно-следственные связи в структуре и параметрах воздушных электрических сетей 10(6) кВ, а также определен диапазон расчетных условий при оптимизации схем и параметров электроустановок. На основании этого определены интегральные параметры воздушных электрических сетей среднего напряжения обширного региона, что позволило обоснованно подойти к выбору расчетных условий при исследовании принципов построения сетей, а также оценить рациональность ранее принятых решений.

2. Выполнено многофакторное исследование системы номинальных напряжений воздушной электрической сети в диапазоне 110/6–10–20–35 кВ,

что позволило рекомендовать переход в сетях среднего напряжения к максимально сокращенной системе номинальных напряжений 110/20 кВ.

3. Обоснована необходимость использования и определены параметры низкоомного режима заземления нейтрали воздушной электрической сети 20 кВ, учитывающие структуру и параметры электрической сети, надежность работы устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), требуемые значения сопротивлений заземляющих устройств, номинальные мощности трансформаторов, ограничения по электробезопасности. Предложены соответствующие методические положения.

4. На основе комплексного исследования влияния различных факторов обоснована предпочтительная конфигурация сети, предусматривающая максимальное упрощение структуры и унификацию топологии сети.

5. Обоснованы научно-технические решения по применению воздушных электрических сетей 20 кВ на пилотном участке района электрических сетей.

**Практическое значение и внедрение.** Разработанный подход к решению поставленных задач и полученные на его основе научно-обоснованные решения позволяют более рационально с технической и экономической позиций подойти к сооружению воздушных электрических сетей 20 кВ и переводу действующих сетей 6-10 кВ на напряжение 20 кВ. Полученные в работе результаты могут служить основой для разработки методических указаний по проектированию воздушных электрических сетей напряжением 20 кВ.

**Основные положения, выносимые на защиту.** На защиту выносятся результаты работы, составляющие научную новизну и относящиеся к специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы» в части пунктов «Разработка методов анализа и синтеза систем автоматического регулирования, противоаварийной автоматики и релейной защиты в электроэнергетике» (п. 9) и «Теоретический анализ и расчетные исследования по транспорту электроэнергии переменным и постоянным током, включая проблему повышения пропускной способности транспортных каналов» (п. 10):

1. Методика и результаты определения интегральных параметров воздушных электрических сетей среднего напряжения на основе анализа причинно-следственных связей в их структуре и параметрах и определения диапазона расчетных условий при оптимизации схем и параметров электроустановок.

2. Обоснованные рекомендации по оптимальной системе номинальных напряжений воздушных электрических сетей среднего напряжения.

3. Обоснованная рациональная унифицированная конфигурация воздушных электрических сетей 20 кВ.

4. Методический подход к обоснованию целесообразности использования и предпочтительные параметры низкоомного резистивного режима заземления нейтрали воздушных электрических сетей 20 кВ.

**Апробация работы.** Положения работы докладывались и обсуждались на семи международных и Российских научно-технических конференциях, а именно: 89-е заседание международного научного семинара им Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики», 2017, Чолпон-Ата (Киргизия); 90-е заседание международного научного семинара им Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики», 2018, Иркутск (Россия); VIII Международная молодежная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи», 2017, Самара (Россия); XXIV международная научно-техническая конференция студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика», 2018, Москва (Россия); III Всероссийская конференция «Технико-экономические аспекты развития электрических сетей 20 кВ», 2017, Москва (Россия); V Всероссийская научно-техническая конференция «Развитие и повышение надежности эксплуатации распределительных электрических сетей», 2019, Москва (Россия).

В полном объеме диссертация докладывалась на 93-м заседании международного научного семинара им Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики», 2021, Волжский, Россия.

**Публикации.** По теме диссертации опубликовано 13 статей, в том числе пять статей в рецензируемых научных журналах и изданиях, определенных ВАК РФ, а также две статьи, включенные в базы научного цитирования Web of Science и Scopus.

**Структура и объем работы.** Диссертационная работа содержит введение, четыре главы, заключение, список литературы, состоящий из 88 библиографических наименований, и два приложения. Общий объем работы составляет 155 страниц, в том числе 48 таблиц и 30 рисунков.

**Личный вклад.** Результаты, составляющие новизну и выносимые на защиту, получены лично автором и обсуждались с научным руководителем. В совместных работах автору принадлежат формулировки задач, выбор методов их решения и оценка эффективности предлагаемых мероприятий. Конфликт интересов с соавторами отсутствует.

### **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** изложены актуальность темы работы, ее цель и задачи, отражена научная новизна, практическая значимость полученных результатов, дано краткое содержание глав работы.

**Первая глава «Анализ подходов к формированию воздушных электрических сетей среднего напряжения»** посвящена анализу отечественного и зарубежного опыта построения воздушных электрических

сетей среднего напряжения, а также их перевода на повышенное напряжение. На основании проведенного критического анализа сформулированы цель и задачи исследований.

Во второй главе «Формирование структуры и параметров воздушных электрических сетей 20 кВ» были подвергнуты анализу воздушные электрические сети 10(6) кВ 18 районов крупной электросетевой компании европейской части страны. Среди них были, как примыкающие к границам мегаполиса фрагменты сети, так и отстоящие от него на расстояние 100–150 км, малонаселенные территории. Цель данного анализа состояла в выявлении причинно-следственных связей в структуре и параметрах сетей, а также нахождении диапазона расчетных условий при оптимизации схем и параметров электроустановок.

В каждом районе выделялись типовые фрагменты сети по типу, приведенному на рис. 1. Они представляют собой известную магистральную схему с подключением от двух географически разнесенных центров питания (ЦП) 35–110/10(6) кВ, секционированную реклоузерами – автоматическими пунктами секционирования линий. Трансформаторные подстанции (ТП) 10(6)/0,4 кВ подключаются к основной магистрали на ответвлениях с установкой разъединителя или реклоузера на протяженных ответвлениях. Защита трансформаторов 10(6)/0,4 кВ осуществляется предохранителями на стороне 10(6) кВ. В нормальном режиме схема сети разомкнута на одном из реклоузеров с использованием автоматического ввода резерва (АВР). Количество ответвлений к ТП между коммутационными устройствами основной магистрали на рис. 1 показано условно. Устанавливаются преимущественно однострановые ТП столбового (номинальная мощность трансформатора  $S_{\text{НОМ}}=16\text{--}100\text{ кВ}\cdot\text{А}$ ), мачтового ( $S_{\text{НОМ}}=160\text{--}250\text{ кВ}\cdot\text{А}$ ) и киоскового ( $S_{\text{НОМ}}=400\text{--}1000\text{ кВ}\cdot\text{А}$ ) типа.

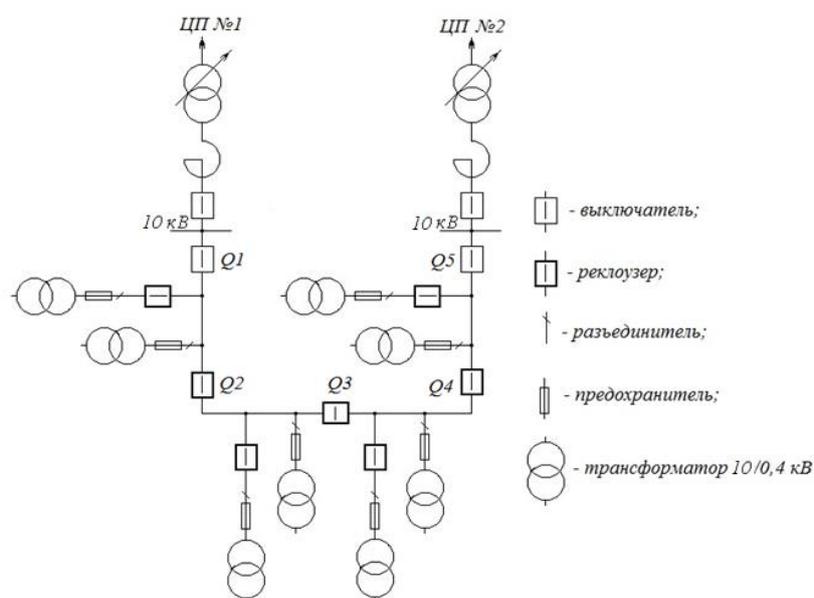


Рисунок 1 – Типовая конфигурация воздушной электрической сети

В табл. 1 приведены параметры, относящиеся к линейной части упомянутых выше 18 фрагментов сети:  $P_{\max}$  и  $P_{\min}$  – наибольшая нагрузка зимнего и летнего дня по результатам замеров 2016 г.;  $l_{\text{ВЛ}}$  и  $l_{\text{ВЛЗ}}$  – длина линии, выполненной соответственно неизолированными проводами (ВЛ) и проводами с защитной изолирующей оболочкой (ВЛЗ);  $l_{\text{КЛ}}$  – тоже, но в кабельном исполнении;  $l_{\text{сум}}$  – суммарная протяженность линий фрагмента;  $l_{\text{магистр}}$  – протяженность магистрального участка линии между ЦП (без учета ответвлений);  $\sigma_{\text{нг}}$  – плотность нагрузки;  $\sigma_{\text{с}}$  – плотность сети. По факту вся воздушная сеть (табл. 1) выполнена проводом сечением  $70 \text{ мм}^2$ , за исключением фрагментов №№5 и 17, где на магистральных участках частично применено  $120 \text{ мм}^2$ .

В табл. 2 представлены параметры, относящиеся к ТП фрагментов сети:  $S_{\text{сум}}$  – суммарная установленная мощность понижающих трансформаторов 10(6)/0,4 кВ;  $l_{\text{ТП}}$  – среднее расстояние между ТП;  $\sigma_{\text{ТП}}$  – плотность ТП; ЗТП – закрытая (сборная) ТП; КТП – комплектная ТП киоскового типа; СТП – столбовая ТП; МТП – мачтовая ТП.

Таблица 1 – Параметры линейной части фрагментов сети

№ фрагмента	$P_{\max}/P_{\min}$ кВт/кВт	$l_{\text{ВЛ}}$ км	$l_{\text{ВЛЗ}}$ км	$l_{\text{КЛ}}$ км	$l_{\text{сум}}$ км	$l_{\text{магистр}}$ км	$\sigma_{\text{нг}}$ кВт/км <sup>2</sup>	$\sigma_{\text{с}}$ км/км <sup>2</sup>
1	3138/1642	24,2	9,7	6,8	40,7	19,8	129,1	1,7
2	4751/3168	32,6	8,6	11,2	52,4	19,4	154,3	1,7
3	7358/5816	67,5	2,6	4,0	74,1	32,6	154,3	1,6
4	3609/1929	49,7	13,5	6,9	70,1	21,0	83,2	1,6
5	6646/6072	35,4	49,2	3,0	87,6	43,0	157,3	2,1
6	1781/989	44,7	0,6	1,6	46,9	12,9	57,3	1,5
7	1840/844	40,6	0,4	1,5	42,5	22,5	45,5	1,0
8	2486/1244	32,8	3,3	0,1	36,2	22,0	66,8	1,0
9	2992/1673	51,8	7,5	3,1	62,4	35,8	55,0	1,0
10	3101/2436	52,8	11,9	11,0	75,7	38,3	45,1	1,1
11	2716/1338	20,1	0,0	6,4	26,5	13,8	110,4	1,1
12	2818/1934	46,4	4,9	3,0	54,3	29,6	72,3	1,4
13	1640/1102	59,8	2,0	2,8	64,6	31,0	39,8	1,6
14	1193/618	49,5	10,1	2,2	61,8	41,3	24,8	1,3
15	956/349	43,0	7,0	0,0	50,0	30,9	26,3	1,4
16	297/78	35,0	0,0	0,0	35,0	30,5	8,2	1,0
17	3023/1872	21,0	11,4	9,9	42,3	20,3	117,6	1,6
18	1484/796	102,9	3,8	0,3	107,0	38,5	21,7	1,6
Среднее	2879/1833	45,0	8,1	4,1	57,2	28,0	76,1	1,4

Таблица 2 – Параметры трансформаторной части фрагментов сети

№ фраг-мента	$P_{\max}/P_{\min}$ кВт/кВт	$S_{\text{сум}}$ кВ·А	Количество, шт				$l_{\text{ТП}}$ км	$\sigma_{\text{ТП}}$	
			ЗТП	КТП	СТП, МТП	всего		кВ·А/ км <sup>2</sup>	шт/ км <sup>2</sup>
1	3138/1642	11 700	4	36	8	48	0,85	483	2,0
2	4751/3168	15 600	14	44	6	64	0,82	507	2,1
3	7358/5816	18 900	11	69	7	87	0,85	396	1,8
4	3609/1929	12 300	14	50	7	71	0,99	285	1,6
5	6646/6072	23 600	13	82	15	110	0,80	559	2,6
6	1781/989	6 600	2	42	10	54	0,87	213	1,7
7	1840/844	8 200	6	31	7	44	0,97	204	1,1
8	2486/1244	5 000	3	29	6	38	0,95	135	1,0
9	2992/1673	7 600	0	47	0	47	1,33	140	0,9
10	3101/2436	11 300	0	66	1	67	1,13	164	1,0
11	2716/1338	6 300	0	20	0	20	1,33	255	0,8
12	2818/1934	9 700	3	17	40	60	0,91	248	1,5
13	1640/1102	7 800	6	10	41	57	1,13	189	1,4
14	1193/618	6 300	6	6	34	46	1,34	130	1,0
15	956/349	9 200	13	12	8	33	1,52	252	0,9
16	297/78	2 900	4	9	2	15	2,33	81	0,4
17	3023/1872	10 000	13	36	7	56	0,76	389	2,2
18	1484/796	11 700	15	48	5	68	1,57	171	1,0
Среднее	2879/1833	10 300	7	36	11	54	1,14	267	1,4

Анализ данных из табл. 1 и 2 позволяет установить некоторые статистические закономерности:

– протяженность магистральной линии 10(6) кВ между ЦП варьируется в сравнительно узком диапазоне от 12,9 до 43,0 км при среднем значении 28,0 км. Это говорит об относительно равномерном распределении ЦП в регионе.

– плотность нагрузки меняется в широком диапазоне от 8,2 до 157,3 кВт/км<sup>2</sup> (среднее 76,1 кВт/км<sup>2</sup>), т.е. более чем на порядок. При этом диапазон средних расстояний между ТП во фрагментах составляет 0,76–2,33 км при общем среднем значении в регионе 1,14 км, что свидетельствует об относительно равномерном распределении ТП по территории.

– установленная мощность ТП 10(6)/0,4 кВ в 2–9 раз (среднее значение 3,6) превышает фактический максимум нагрузки, что явно нерационально и требует отдельного рассмотрения.

*Технико-экономические показатели трансформаторных подстанций.*  
В настоящее время отечественные заводы выпускают всю номенклатуру составляющих ТП (6–10–20–35)/0,4 кВ: силовые трансформаторы, разъединители, предохранители, ограничители перенапряжений и др. При производстве ТП 20/0,4 кВ за основу могут быть взяты типовые проекты ТП 10/0,4 кВ всех типов, имеющих массовое применение, и причем с незначительными доработками. Силовой трансформатор типа ТМГ для 10 и

20 кВ имеет одинаковые массогабаритные размеры. Главное отличие – высота высоковольтных вводов. Она для 20 кВ на 75 мм выше, чем у 10 кВ. Для воздушных изоляционных промежутков между блоком предохранителей и трансформатором у столбовых и мачтовых ТП 10 кВ такое увеличение вводов не принципиально. То же касается камер трансформаторов киосковых ТП.

Стоимость ТП 20/0,4 кВ примерно на 20–25% дороже ТП 10/0,4 кВ. Удорожание происходит из-за более высокой цены трансформаторов и разъединителей. При этом технико-экономические характеристики КТП 35/0,4 кВ и ТП 20/0,4 если и не сравнивались, то в ряде случаев весьма близки. Схемы электрических соединений ТП на стороне 10–35 кВ идентичны: на вводе установлен разъединитель и плавкий предохранитель для защиты силового трансформатора. При равной номинальной мощности потери холостого хода и короткого замыкания трансформаторов 10–35/0,4 кВ достаточно близки и поэтому во внимание не принимались.

*Технико-экономические показатели воздушных линий.* При переходе от 10 к 20 кВ и неизолированных проводах незначительно (с 0,2 до 0,45 м) увеличиваются междуфазные расстояния, а при использовании ВЛЗ отличий нет (0,4 м). Однако типовые проекты ВЛ среднего напряжения в нашей стране предусматривают большой запас по междуфазным расстояниям (550–600 мм). Поэтому при одинаковом сечении и типе провода механическая часть ВЛ 10 и 20 кВ идентична. Различия обнаруживаются с позиций количества и, в ряде случаев, номинального напряжения изоляторов. Однако их стоимость составляет незначительную часть затрат на ВЛ. Поэтому при прочих равных условиях капиталовложения в ВЛ рассматриваемых классов напряжения отличаются не более, чем на 1%.

При переходе к напряжению 35 кВ стоимость ВЛ резко возрастает. Так, согласно укрупненным нормативам цен для Московской области стоимость 1 км одноцепной ВЛ 35 кВ в  $a=4,1$  раза превышает такую при 10 кВ. При использовании наиболее дешевых железобетонных вибрированных стоек удорожание ВЛ 35 кВ не столь заметно:  $a \approx 2,5$ .

*Функциональные связи технических и экономических параметров элементов электрических сетей.* Получены аппроксимирующие зависимости технико-экономических показателей для ТП  $C_{ТП}=f(S_{ном}, U_{ном})$  и удельные (на 1 км) для линий электропередачи  $C_{Л}=f(S_{ном}, U_{ном}, \Delta W)$  в диапазонах 10–20 и 20–35 кВ, где  $S_{ном}$ ,  $U_{ном}$  и  $s_{ном}$  – соответственно номинальные мощность, напряжение электроустановки и сечение провода;  $\Delta W$  – потери электроэнергии в проводах. Разбиение на два диапазона номинальных напряжений позволило получить простейшие линейные аппроксимирующие зависимости  $C_{ТП}$  и  $C_{Л}$  с погрешностью до 10%.

*Оптимизация номинального напряжения электрической сети.* С использованием аппроксимирующих функциональных технико-

экономических зависимостей дисконтированная стоимость передачи электроэнергии представлена функцией Лагранжа:

$$C=C_{\text{ТП}}+C_{\text{л}}=A_0+A_1l+A_2Il+A_3Ul+A_4IU+A_5U+\lambda(S/\sqrt{3}-IU), \quad (1)$$

где  $l$  – длина линии;  $I$  – ток;  $U$  – напряжение;  $S$  – мощность;  $\lambda$  – неопределенный множитель Лагранжа;  $A_1, \dots, A_5$  – действительные числа (коэффициенты).

Функция (1) минимизирована при некотором фиксированном значении мощности  $S$ , т.е. решена задача  $dC=0$  при условии (уравнении связи), что  $S/\sqrt{3}=IU$ , методом Лагранжа. Оптимальное значение напряжения  $U_{\text{опт}}$  получено из решения системы уравнений  $\partial C/\partial U=0$  и  $\partial C/\partial I=0$  при условии оптимальности сечения линии:  $\partial C_{\text{л}}/\partial s=0$ .

Так, для диапазона 10–20 кВ получено:

$$U_{\text{опт}}=0,13\div 0,4\sqrt{lS}, \quad (2)$$

а для 20–35 кВ:

$$U_{\text{опт}}=(4,2\div 12,5)\sqrt{lS/(283+2060l)}. \quad (3)$$

Разброс значений сомножителя перед корнем квадратным в (2) и (3) связан с тем, что оптимизация функции Лагранжа велась для простейшего случая сосредоточенной в одной точке нагрузки, отстоящей от центра питания на расстояние  $l$ . Как известно, при прочих равных условиях, но при равномерно распределенной по линии нагрузке, потери мощности в пределе в три раза меньше. Таким образом, минимальное значение сомножителя соответствует равномерно распределенной вдоль линии нагрузке, а максимальное – сосредоточенной в одной точке, в конце линии. Любые иные варианты распределения нагрузок окажутся внутри этих диапазонов.

Приняты во внимание средние значения параметров присоединений из табл. 1:  $l\approx 15$  км,  $S\approx 1500$  кВ·А. Откуда диапазону 10–20 кВ соответствует из (2)  $U_{\text{опт}}\approx 20$ –60 кВ, а 20–35 кВ из (3)  $U_{\text{опт}}\approx 4$ –11 кВ. Данные значения можно трактовать следующим образом. При оптимизации номинального напряжения в диапазоне 10–20 кВ его оптимум смещен в сторону более высоких значений, а в диапазоне 20–35 кВ – более низких.

Логика здесь такова. В диапазоне 10–20 кВ стоимостные характеристики ВЛ 10 и 20 кВ почти неразличимы. Имеющаяся разность в стоимости ТП 10/0,4 и 20/0,4 кВ (см. выше) компенсируется снижением потерь электроэнергии в линиях даже при относительно небольших нагрузках. Для диапазона 20–35 кВ стоимостные характеристики ТП 20/0,4

и 35/0,4 кВ, как и ранее, лишь несколько отличны. Однако стоимостные характеристики ВЛ отличаются в разы, причем не в пользу 35 кВ из-за удорожания строительной части линейного объекта. В частности, для ВЛ 10–20 кВ преимущественно применяют 11-метровые железобетонные вибрированные опоры, а для ВЛ 35 кВ – значительно более массивные центрифугированные железобетонные опоры длиной 22,6 м. Снижение потерь электроэнергии в сетях при переходе от 20 к 35 кВ не компенсирует удорожания проводников и электрических аппаратов с учетом фактических интегральных параметров сетей.

Таким образом, номинальное напряжение 20 кВ предпочтительнее и 10, и 35 кВ. В очередной раз подтверждается целесообразность перехода в сетях среднего напряжения от расширенной системы номинальных напряжений 110/10(6)–20–35 кВ к максимально сокращенной 110/20 кВ. Об этом было известно ранее, как в нашей стране, так и за рубежом.

*Технико-экономическое сравнение вариантов сети 10 и 20 кВ.* В табл. 3 приведены дисконтированные за период 30 лет затраты (млн руб.) на создание и эксплуатацию фрагментов сетей с характеристиками из табл. 1 и 2 при напряжении 10 и 20 кВ. Сечение проводов принималось равным фактическому значению (преимущественно 70 мм<sup>2</sup>) и одинаковым на магистральных участках и ответвлениях. Стоимость сооружения ВЛ  $C_{л}$  оценивалась средним значением между минимальными (ВЛ) и максимальными (ВЛЗ) оценками. При определении стоимости потерь электроэнергии в линиях принимался ежегодный прирост нагрузки 2%.

Обозначения в табл. 3:  $C_{ТП}$  – затраты на ТП при сохранении их установленных номинальных мощностей (причем избыточно завышенных – см. выше);  $C_{\Delta W}$  – стоимость потерь электроэнергии в линиях;  $C_{сум} = C_{л} + C_{\Delta W} + C_{ТП}$  – суммарные затраты на электрическую сеть;  $\Delta$  – отношение суммарных затрат на электрическую сеть при напряжении 10 и 20 кВ.

Таблица 3 – Дисконтированные затраты на создание фрагментов сети

№ фраг-мента	$C_{л}$	$C_{\Delta W}$		$C_{ТП}$		$C_{сум}$		$\Delta$ %
		10 кВ	20 кВ	10 кВ	20 кВ	10 кВ	20 кВ	
1	37,8	17,6	4,1	48,8	60,3	104,2	102,2	102
2	48,6	28,7	6,3	66,3	80,6	143,3	135,5	106
3	68,9	287,8	70,2	82,9	101,8	439,6	250,9	175
4	65,1	77,8	20,8	63,1	78,2	206,0	164,1	126
5	81,4	306,5	74,7	107,1	131,5	495,0	287,6	172
6	43,6	6,0	1,3	39,5	49,0	89,1	93,9	95
7	39,5	8,9	2,0	38,7	47,8	87,1	89,3	98
8	33,6	11,5	2,6	28,9	35,9	74,0	72,1	103
9	62,4	42,6	8,1	40,6	50,7	145,6	121,2	120
10	70,4	25,1	5,2	58,1	72,2	153,6	147,8	104
11	24,6	5,2	1,4	24,8	30,2	54,6	56,2	97

Продолжение Таблицы 3

№ фраг- мента	$C_{\Delta}$	$C_{\Delta W}$		$C_{ТП}$		$C_{СУМ}$		$\Delta$ %
		10 кВ	20 кВ	10 кВ	20 кВ	10 кВ	20 кВ	
12	50,4	15,3	3,1	50,8	62,4	116,5	115,9	101
13	60,0	10,2	2,3	43,4	54,1	113,6	116,4	98
14	57,4	4,5	1,0	35,2	43,5	97,1	101,9	95
15	46,5	3,1	0,8	40,5	50,0	90,1	97,3	93
16	32,6	0,2	≈0	12,2	15,3	45,0	47,9	94
17	39,3	38,4	7,9	47,1	57,6	124,8	104,8	119
18	99,4	11,9	2,7	41,5	50,5	152,8	152,6	100

Обратим внимание, что составляющая  $C_{\Delta W}$  в табл. 3 при напряжении 10 и 20 кВ и прочих равных условиях различаются более, чем в четыре раза. Причина кроется в том, что при расчетах установившихся режимов не вводились ограничения по минимальным значениям напряжения в узлах сети. Так, для фрагментов сети 10 кВ №№1, 9, 10 из табл. 3 в нормальном режиме значительно (более 10%) снижалось напряжение в узлах сети, в то время как в альтернативной схеме 20 кВ оно было на уровне номинального; более того, для фрагментов №№ 3–5 отсутствовала сходимость режима в сети 10 кВ. Здесь стоимость потерь электроэнергии определена формально, кратным увеличением потерь в сети 20 кВ.

Требуемое качество напряжения должно обеспечиваться согласно ГОСТ 32144–2013 не только в нормальных, но и в продолжительных ремонтных и послеварийных режимах – снижение напряжения не более 10% номинального значения. С указанных позиций данному требованию не удовлетворяют в сети 10 кВ фрагменты №№ 1–6, 9, 10, 12–14 (более половины фрагментов) при текущей нагрузке и все фрагменты, кроме №16, – при перспективной. Таким образом, в обозримой перспективе потребуется глубокая реконструкция практически всей сети 10 кВ (разукрупнение магистральных участков за счет их перезавода на иные центры питания), что не учтено в табл. 3. В альтернативной сети 20 кВ при текущей нагрузке требуемое качество электроэнергии не обеспечивается лишь во фрагменте №3, а при перспективной – еще и во фрагменте №10. Следовательно, при использовании напряжения 20 кВ мероприятия по повышению пропускной способности сети будут локальными и поэтому значительно менее затратными.

При фиксированном сечении провода пропускная способность сети 20 кВ в два раза выше, чем при 10 кВ, а при одной и той же передаваемой мощности – потери мощности и электроэнергии примерно в четыре раза меньше. Это весомые преимущества напряжения 20 кВ. Учет сложившуюся практику, согласно которой при сравнении вариантов электрических сетей с разными классами напряжения, имеющих равные затраты или затраты, отличающиеся до 10%, приоритет отдается варианту

развития сетей с более высоким средним напряжением распределительной сети. Как видно из табл. 3, с указанных позиций переход с напряжения 10 на 20 кВ целесообразен практически при всем многообразии значений параметров сети из табл. 1 и 2, т.е. практически независимо от плотности нагрузки, протяженности электрической сети и др. Более того, при реконструкции воздушных сетей имеется возможность их перевода с напряжения 10(6) на 20 кВ. Для собственно ВЛ – это наименее трудоемкая операция, требующая в ряде случаев замены лишь изоляторов. Что касается ТП – то строительная часть ТП 10 кВ может почти без изменений быть использована для установки оборудования 20 кВ. При переводе воздушных сетей с напряжения 10(6) на 20 кВ эффективность новой ступени напряжения 20 кВ еще более возрастает. Причина кроется в том, что каждый сохраненный элемент «старой» сети снижает первоначальные капиталовложения на создание новой сети.

Таким образом, сооружение воздушных электрических сетей 20 кВ является приоритетной задачей электросетевого комплекса страны, так как это позволит удвоить их пропускную способность при практически тех же затратах на владение сети по сравнению с электроустановками 10 кВ. Это особенно важно для обеспечения доступности новых технологических присоединений потребителей в условиях фактического исчерпания пропускной способности существующих сетей 10(6) кВ.

Вопросы, связанные с выбором предпочтительной топологии электрических сетей среднего напряжения, как известно, определяются в основном принципами организации резервирования подключенных к ним нагрузок, а также взаимного резервирования и секционирования линий электропередачи. При этом многие авторы используют устаревшие, неоправданно высокие (от 10 до 25 1/(год 100 км) и даже более) характеристики аварийности элементов электрических сетей, наиболее повреждаемыми из которых являются линии электропередачи.

Однако в работах С.В. Глушкина на основании представительных статистических данных последнего десятилетия было показано, что параметр потока отказов ВЛ и ВЛЗ составляют соответственно  $\omega_{ВЛ}=2,3$  и  $\omega_{ВЛЗ}=0,31$  1/(год 100 км), т.е. на один-два порядка ниже, используемых повсеместно. Этим же автором показано, что частота отказов прочих элементов сетей (выключателей, силовых трансформаторов, разъединителей и др.) при оценке надежности схемы сетей в первом приближении могут быть опущены вследствие их значительно более низких значений.

Предположим, что в конфигурации на рис. 1 имеется по крайней мере одна точка секционирования в середине фрагмента. Тогда частота погашения участка сети составит соответственно для ВЛ и ВЛЗ  $0,5\omega_{ВЛ}l_{сум}/100$  и  $0,5\omega_{ВЛЗ}l_{сум}/100$  (табл. 4).

Таблица 4 – Характеристики надежности фрагментов сети

№ фраг-мента	$P_{\max}/P_{\min}$ кВт/кВт	$l_{\text{сум}}$ км	$n_{\text{ТП}}$ шт	$0,5\omega_{\text{ВЛ}}l_{\text{сум}}/100$ 1/год	$0,5\omega_{\text{ВЛЗ}}l_{\text{сум}}/100$ 1/год
1	3138/1642	40,7	48	0,46	0,06
2	4751/3168	52,4	64	0,60	0,08
3	7358/5816	74,1	87	0,85	0,11
4	3609/1929	70,1	71	0,81	0,11
5	6646/6072	87,6	110	1,01	0,14
6	1781/989	46,9	54	0,54	0,07
7	1840/844	42,5	44	0,49	0,07
8	2486/1244	36,2	38	0,42	0,06
9	2992/1673	62,4	47	0,72	0,10
10	3101/2436	75,7	67	0,87	0,12
11	2716/1338	26,5	20	0,30	0,04
12	2818/1934	54,3	60	0,62	0,08
13	1640/1102	64,6	57	0,74	0,10
14	1193/618	61,8	46	0,71	0,01
15	956/349	50,0	33	0,58	0,08
16	297/78	35,0	15	0,40	0,05
17	3023/1872	42,3	56	0,49	0,07
18	1484/796	107,0	68	1,23	0,17
Среднее	2879/1833	57,2	54	0,66	0,09

При наличии одной точки секционирования фрагмента сети нормально отключенным выключателем (реклоузером), для каждого отдельно взятого присоединения к ЦП полученные значения частоты погашения в табл. 4 и известный показатель SAIFI (средняя частота прекращения электроснабжения потребителей), очевидно, будут равны друг другу. Причина кроется в том, что, допустим, любое КЗ на участке от ЦП до секционного аппарата, включая ответвления от магистрали, будет приводить к отключению всех потребителей на данном участке.

На основании вышеизложенного сформулированы следующие выводы. Применение ВЛЗ заметно повышает надежность электроснабжения потребителей (частота погашений 0,05–0,17 1/год для разнородных фрагментов сети из табл. 4). С указанных позиций в конфигурации на рис. 1 достаточно иметь всего один узел, секционированный выключателем (реклоузером) в точке токораздела.

Для дополнительного секционирования, например, при подключении потребителей 2-й категории, достаточно использовать разъединители или выключатели нагрузки. В принципе аналогичный подход с осторожностью, т.е. с учетом местных условий, можно применить и для ВЛ с неизолированными проводами. Здесь частота погашения варьируется в диапазоне 0,4–1,23 1/год (табл. 4). Этот диапазон характеристик надежности электроснабжения присутствует в практике ряда промышленно развитых стран и, надо полагать, является в некоторой

степени адекватной оценкой. Для сравнения, во фрагментах сетей 6–10 кВ из табл. 4 фактическое число секционирующих выключателей находится в диапазоне 9–16, что представляется избыточным.

Таким образом, созданы все предпосылки для максимального упрощения структуры воздушных электрических сетей среднего напряжения, что является благоприятным фактором с позиций унификации схем и параметров рассматриваемой инфраструктурной системы массового применения.

**В третьей главе «Обоснование режима низкоомного резистивного заземления нейтрали воздушных электрических сетей 20 кВ»** рассмотрены вопросы обоснования и выбора необходимых значений тока однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) в воздушных сетях 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали для обеспечения их надежности и безопасности.

Достоинства низкоомного резистивного режима заземления нейтрали в сетях среднего напряжения известны. К ним относятся создание условий для практически полного исключения дуговых перенапряжений высокой кратности и перехода однофазных замыканий в междуфазные (многоместные) КЗ, а также поражения персонала и сторонних лиц при ОЗЗ, селективной работы устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) при ОЗЗ и ряд других преимуществ. Поэтому было бы логичным не только в кабельных, но и в воздушных сетях 20 кВ применить подобное заземление нейтрали.

В России нет нормативной базы по формированию электрической сети 20 кВ с указанным режимом нейтрали. При этом требования к заземляющим устройствам электроустановок выше 1 кВ, являющихся одним из основных критериев электробезопасности, нормируются лишь для сетей с эффективно заземленной и изолированной нейтралью. Поэтому при решении вопросов электробезопасности в сети 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали остается принимать во внимание обеспечение норм по напряжению прикосновения и шаговому напряжению.

В соответствии с кривой допустимого напряжения повреждения (при прикосновении)  $U_f(t)$  от времени повреждения (отключения)  $t$ , оценивается требуемое сопротивление заземляющего устройства  $R_3(t) = U_f(t) / I_p$ . При этом приемлемые их значения в сетях с низкоомным резистивным заземлением нейтрали могут быть достигнуты лишь при минимально возможном времени отключения ОЗЗ.

Логика работы ненаправленных токовых защит нулевой последовательности должна исходить из минимально возможного времени  $\Delta t$  неселективного отключения всех коммутационных устройств при ОЗЗ и далее их последовательного однократного автоматического повторного включения (АПВ) с ускорением защит, начиная с выключателя ЦП. Время ускорения защит в воздушных сетях обычно принимается не менее 0,1 с.

Минимально возможное время отстройки защит ЦП и «нижестоящего» реклоузера – 0,2 с, т.е. ступень селективности, гарантированная заводом-изготовителем устройств РЗА. Откуда  $\Delta t=0,1+0,2=0,3$  с.

Для защиты от ОЗЗ в воздушных сетях в силу очевидных конструктивных особенностей приходится ориентироваться на применение фильтров тока нулевой последовательности (а не трансформаторов тока нулевой последовательности, как в кабельных сетях). В общем случае, ток срабатывания принимается наибольшим, исходя из трех условий отстройки:

$$I_{с.з.1} \geq (1+\varepsilon)I_{нб}, = (1+\varepsilon)k_{одн} \cdot f_i \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (4)$$

где  $I_{нб}$  – ток небаланса;  $\varepsilon$  – погрешность измерения микропроцессорного терминала РЗА;  $k_{одн}$  – коэффициент, зависящий от идентичности характеристик органов измерения;  $f_i$  – погрешность датчиков тока, с учетом температурного коэффициента;  $I_{КЗ}^{(3)}$  – максимальный ток трехфазного КЗ в начале защищаемой зоны. Обычно использование  $I_{КЗ}^{(3)}$  не обеспечивает требуемой чувствительности защит, поэтому предусматривается блокировка защиты от ОЗЗ при пуске максимальной токовой защиты (МТЗ). В этом случае вместо  $I_{КЗ}^{(3)}$  в формуле учитывается ток срабатывания МТЗ;

$$I_{с.з.2} \geq (1+\varepsilon)k_{бр}I_{с.мах}, \quad (5)$$

где  $k_{бр}$  – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока в момент возникновения ОЗЗ;  $I_{с.мах}$  – максимальный собственный емкостной ток присоединения;

$$I_{с.з.3} \geq (1+\varepsilon)I_{пр}(t), \quad (6)$$

где  $I_{пр}(t)$  – ток плавления плавкой вставки предохранителя, зависящий от времени  $t$ , с учетом стандартного 20%-ого разброса их времятоковых характеристик.

Расчеты показали, что условия (4) и (5) в воздушных сетях, как правило, не являются определяющими. И основным при выборе параметров срабатывания устройств РЗА является (6). Времени  $\Delta t=0,3$  с должно быть достаточно, чтобы в первую очередь перегорел предохранитель защищаемого присоединения при повреждении последнего.

В табл. 5 сведены характеристики взаимосвязей противоречивых влияющих факторов (мощность трансформатора, ток срабатывания устройств РЗА, сопротивление заземляющего устройства с позиций электробезопасности, коэффициент чувствительности устройств РЗА) при изменении тока ОЗЗ от 100 до 400 А и неселективном его отключении при  $\Delta t=0,3$  с. При расчетах во внимание были приняты фактические параметры сети 10 кВ (табл. 1 и 2). Ток ОЗЗ 100–400 А – ток при замыкании вблизи

шин ЦП, минимальный ток ОЗЗ – ток в конце защищаемой зоны при ремонтной схеме сети, то есть временном питании от одного ЦП. Учитывалась возможная 40%-ная перегрузка масляных трансформаторов.

Таблица 5 – Выбор сопротивлений заземляющих устройств при одновременном неселективном срабатывании РЗА в течение 0,3 с

Номинальная мощность трансформатора, кВ·А	Ток срабатывания РЗА, А	Ток однофазного замыкания на землю, А			
		100	200	300	400
		Минимальный ток однофазного замыкания на землю, А			
		90	163	222	275
		Сопротивление заземляющего устройства, Ом			
		4,25	2,13	1,42	1,06
		Коэффициент чувствительности РЗА, отн.ед.			
До 75	37	2,4	4,4	5,9	7,4
160	84	1,0	1,9	2,7	3,3
250	101	0,9	1,6	2,2	2,7
400	145	0,6	1,1	1,5	1,9
630	248	0,4	0,7	0,9	1,1
1000	386	0,2	0,4	0,6	0,7

В табл. 5 тенью выделены зоны, в которых обеспечивается требуемый коэффициент чувствительности устройств РЗА (1,5 и более). К слову, ток срабатывания РЗА при отстройке от тока небаланса (с учетом блокировки защиты от ОЗЗ при пуске МТЗ) составляет 31 А, а при отстройке от собственного емкостного тока присоединения – лишь 21 А.

При выборе сопротивлений заземляющих устройств ТП 10(6)/0,4 кВ, как известно, более жесткие требования к их значениям предъявляет не сторона 10(6) кВ, а сторона 0,4 кВ. Для нее  $R_3=4$  Ом. Выполнение такого заземляющего устройства не обременительно как с финансовой, так и материальной стороны. Было бы желательно, чтобы и для электрической сети 20 кВ сохранился порядок этих цифр, к примеру, не 4, а 2 Ом, при которых затраты на заземление не превышают 10% от стоимости СТП или МТП.

Из анализа данных табл. 5 видно, что на данном временном промежутке наиболее компромиссным для отечественных воздушных электрических сетей 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали является ток ОЗЗ на уровне 200 А (сопротивление резистора 60 Ом) при следующих ограничениях: сопротивление заземляющих устройств не выше 2 Ом, а мощность понижающих трансформаторов не более 250 кВ·А. При мощности свыше 250 кВ·А можно допустить неселективную работу устройств РЗА в части отстройки от времятоковых характеристик плавких предохранителей. Последнее условие не является критичным, поскольку силовой масляный трансформатор является достаточно надежным элементом электрической сети.

Любое однофазное замыкание на землю ликвидируется неселективным отключением выключателей в схеме в течение 0,3 с с

последующим восстановлением схемы в цикле последовательного однократного АПВ с ускорением защит, начиная с выключателя питающего центра. Выявленные ограничения на мощности трансформаторов могут иметь положительный эффект в части создания стимулов к разукрупнению трансформаторных подстанций 20/0,4 кВ. Это позволяет существенно упростить и удешевить сети 0,4 кВ, что является альтернативой тенденции последних лет – введению новой промежуточной ступени напряжения 0,95 кВ.

**В четвертой главе «Обоснование и выбор пилотного участка 10(6) кВ для перевода на напряжение 20 кВ»** было произведено технико-экономическое обоснование целесообразности перевода пилотного участка сети 6-10 кВ на напряжение 20 кВ одного из районов крупной электросетевой компании. В качестве пилотного взят участок сети 10(6) кВ в Зарайском РЭС, расположенный в Московской области. Основными мотивами его выбора являлись предстоящая реконструкция подстанции (ПС) 110 кВ ПС–62 Зарайск и минимальные риски перерыва электроснабжения потребителей при проведении строительно-монтажных работ и дальнейшей опытной эксплуатации вследствие сравнительно невысокой (плотность менее 30 кВт/км<sup>2</sup>) нагрузки потребителей.

Предполагалась установка трансформатора 110/20 кВ на ПС-62 Зарайск и установка двух трансформаторов 35/20/10 кВ на ПС-298 Третьяково. Реконструируются присоединения (фидеры) 6, 7 ПС-298 Третьяково с переводом на 20 кВ. Нагрузка фидера 33 ПС–712 Осетр частично переводится на ПС–62 Зарайск (достраиваются участки линий до ПС–62 Зарайск) с дальнейшим переводом присоединений на 20 кВ. Суммарная нагрузка района составляет 1716 кВт. Совокупная протяженность линий 67,9 км. При переводе на 20 кВ реконструируется 31 ТП различного типа, 0,4 км КЛ, 62,9 км ВЛ, выполненных на неизолированных проводах (замена) на провод СИП–3.

В табл. 6 представлены результаты практического применения разработанной методики технико-экономического обоснования перевода сети 6-10 кВ на напряжение 20 кВ для анализируемого района.

Таблица 6 – Экономический эффект выбранного пилотного участка сети для перевода на 20 кВ

Капиталовложения, млн руб.		Ежегодные издержки, млн руб.		Результирующие дисконтированные затраты, млн руб.		Δ, %
10 кВ	20 кВ	10 кВ	20 кВ	10 кВ	20 кВ	
198,92	189,15	3,42	3,09	229,5	213,6	7,5

Из табл. 6 следует, что при переводе воздушной электрической сети 10(6) на 20 кВ рассматриваемого района даже со сравнительно невысокой плотностью нагрузки экономически оправдан переход на более высокую степень напряжения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработаны научно обоснованные оценка и обеспечение эффективности широкого применения в энергосистемах страны воздушных электрических сетей сравнительно новой для нас ступени напряжения 20 кВ, совокупность которых является решением задачи, имеющей существенное значение для электроэнергетической отрасли:

1. Подвергнуты анализу интегральные параметры воздушных электрических сетей 10(6) кВ обширного региона электроснабжения крупной электросетевой компании, что позволило выявить явные диспропорции в существующей практике формирования структуры и параметров этих сетей, а также определить диапазон расчетных условий при оптимизации схем и параметров электроустановок.

2. Доказано, что сооружение новых воздушных электрических сетей 20 кВ и перевод существующих сетей 10(6) кВ на напряжение 20 кВ должны являться приоритетной задачей электросетевого комплекса страны, так как это позволит удвоить их пропускную способность при практически тех же затратах на владение сети по сравнению с электроустановками 10(6) кВ. Это особенно важно для обеспечения доступности новых технологических присоединений потребителей в условиях фактического исчерпания пропускной способности существующих сетей 10(6) кВ.

3. Обосновано, что воздушные электрические сети 20 кВ оправдано сооружать при новом строительстве или реконструкции сетей 10(6) кВ при их полном моральном и физическом износе. При этом требуется согласовывать развитие распределительной сети со строительством или реконструкцией питающих центров 110–220 кВ для создания напряжения 20 кВ. В ряде случаев целесообразно устанавливать силовые трансформаторы 110–220/10–20 кВ для сохранения при необходимости существующих «островов» сети 10 кВ. При переводе воздушных сетей с напряжения 10(6) на 20 кВ эффективность новой ступени напряжения 20 кВ еще более возрастает. Причина кроется в том, что каждый сохраненный элемент «старой» сети снижает первоначальные капитальные вложения на создание новой сети.

4. Установлено, что в сетях среднего напряжения целесообразно перейти от повсеместно распространенной расширенной системы номинальных напряжений 110/10(6)–20–35 кВ к максимально сокращенной 110/20 кВ. Также на данном временном отрезке созданы все предпосылки к предельному упрощению и унификации структуры электрических сетей 20 кВ. В качестве основной конфигурации следует считать петлевою схему с ответвлениями и с подключением от двух географически разнесенных центров питания, секционированную выключателем (реклоузером) в одной точке. Для дополнительного секционирования, при необходимости, достаточно использовать разъединители или выключатели нагрузки.

Существующие подходы, использующие многократное секционирование сетей, представляются избыточными.

5. Исследованы параметры низкоомного резистивного режима заземления нейтрали сети 20 кВ, позволяющего повысить надежность и безопасность электроустановок. Выбор тока однофазного замыкания на землю потребовал гармонизации противоречивых влияющих факторов: надежности работы устройств РЗА, требуемых сопротивлений заземляющих устройств электроустановок, включая безопасность персонала. При этом выявлено, что основным влияющим фактором при выборе тока замыкания на землю является структура и параметры электрической сети, а именно, ее конфигурация, схемы распределительных устройств электроустановок, параметры оборудования.

Для рассматриваемых сетей с низкоомным резистивным заземлением нейтрали компромиссным значением тока однофазного замыкания на землю является 200 А при следующих ограничениях: номинальная мощность трансформатора 20/0,4 кВ не более 250 кВ·А, сопротивление заземляющего устройства не более 2 Ом. При контурах заземления 4 Ом мощность трансформатора ограничена 160 кВ·А. Независимо от рассматриваемых значений, отключение замыкания на землю осуществляется неселективным действием устройств РЗА в течение 0,3 с. Последующее восстановление схемы и локализация повреждения реализуется в цикле последовательного однократного АПВ с ускорением защит, начиная с выключателя центра питания сети.

## СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

### *Публикации в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК РФ:*

1. Осинцев, К.А. О выборе тока однофазного замыкания на землю в сети с низкоомным резистивным заземлением нейтрали / А.В. Майоров, К.А. Осинцев, А.В. Шунтов // *Электричество*, 2017. – №9 – С. 34–41.

2. Осинцев, К.А. О применении номинального напряжения 20 кВ в воздушных электрических сетях / А.В. Майоров, К.А. Осинцев, А.В. Шунтов // *Электричество*, 2018. – №9 – С. 4–11.

3. Осинцев, К.А. Еще раз о переводе воздушных электрических сетей 6–10 кВ на напряжение 20 или 35 кВ / К.А. Осинцев, А.В. Шунтов // *ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение*, 2018. – №5(50) – С. 14–16.

4. Осинцев, К.А. Принципы построения воздушных электрических сетей напряжением 20 кВ / А.М. Абдурахманов, С.В. Глушкин, К.А. Осинцев, А.В. Шунтов // *ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение*, 2019. – №6(57) – С. 50–55.

5. Осинцев, К.А. Оценка и обеспечение эффективности воздушных электрических сетей напряжением 20 кВ // *ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение*, 2021. – №6(69) – С. 80–85

***Публикации в трудах зарубежных конференций и изданиях, входящих в наукометрические базы данных Scopus, Web of Science:***

6. Osintsev, K.A. On low-resistance neutral earthing mode in 20 kV overhead and cable networks / A.V. Mayorov, K.A. Osintsev, A.V. Shuntov // Proc. RSES 2017, E3S Web of Conferences 25, 01011 (2017) DOI: 10.1051/e3sconf/20172501011

7. Osintsev, K.A. On overhead networks transfer from 10(6) kV to 20 kV / A.V. Mayorov, K.A. Osintsev, A.V. Shuntov // Proc. RSES 2018, E3S Web of Conferences 58, 01003 (2018) DOI:10.1051/e3sconf/20185801003

***Другие работы по теме диссертации:***

8. Осинцев, К.А. Особенности построения воздушных электрических сетей 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали / А.В. Майоров, К.А. Осинцев, А.В. Шунтов // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение, 2017. – №5(44) – С. 78-82.

9. Осинцев, К.А. О режиме низкоомного резистивного заземления нейтрали в воздушных и кабельных сетях 20 кВ / А.В. Майоров, К.А. Осинцев, А.В. Шунтов // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 68. Исследование и обеспечение надежности систем энергетики / Отв. ред. Н.И. Воропай – ИСЭМ СО РАН, 2017. – С. 140–149.

10. Осинцев, К.А. Применение низкоомного резистивного заземления нейтрали в кабельных и воздушных электрических сетях 20 кВ / К.А. Осинцев, М.М. Зуев, В.С. Смирнов // Научные труды VIII Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи-2017», Самара. – В 3-х т., т. 1. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. с. 253-258.

11. Осинцев, К.А. Об эффективности воздушных электрических сетей 20 кВ / М.М. Зуев, К.А. Осинцев, А.В. Шунтов // Сборник тезисов докладов XXIV международной научно-технической конференции студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика», Москва, 2018. с. 1024.

12. Осинцев, К.А. О переводе воздушных электрических сетей 10(6) кВ на напряжение 20 кВ / А.В. Майоров, К.А. Осинцев, А.В. Шунтов // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 69. кн. 1. Надежность развивающихся систем энергетики / Отв. ред. Н.И. Воропай – ИСЭМ СО РАН, 2018. – С. 48–57.

13. Осинцев, К.А. Об эффективности воздушных электрических сетей напряжением 20 кВ / К.А. Осинцев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 72. кн. 2. Надежность систем энергетики в условиях их цифровой трансформации / Отв. ред. Н.И. Воропай – ИСЭМ СО РАН, 2021. – С. 416-424.

Подписано в печать 17.02.2022. Формат 60 х 90 / 16.  
Бумага офсетная. Печать цифровая. Усл. печ. л. 1,5.  
Тираж 100 экз. Зак. 17к.

Отпечатано в типографии Издательства  
ФГБОУ ВО «Иркутский национальный  
исследовательский технический университет»  
664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83