

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет: энергетический

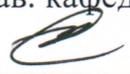
Кафедра: энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

«09» 06 2018 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Интеллектуализация электрических сетей напряжением 110 кВ Южно-якутского энергорайона для повышения надежности и эффективности электроснабжения потребителей

Исполнитель

студент группы 642 ом

 08.06.2018
(подпись, дата)

И.А. Новиков

Руководитель

профессор, доктор
технических наук

 09.06.18
(подпись, дата)

Н.В. Савина

Руководитель научного
содержания программы
магистратуры

профессор, доктор
технических наук

 09.06.18
(подпись, дата)

Н.В. Савина

Нормоконтроль

доцент, кандидат
технических наук

 09.06.18
(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Рецензент

 09.06.18
(подпись, дата) У.В. Перова

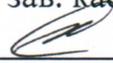
Благовещенск 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

«21» 03 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К магистерской диссертации студента Новикова Ивана Андреевич

1. Тема магистерской диссертации: Интеллектуализация электрических сетей напряжением 110 кВ Южно-якутского энергорайона для повышения надежности и эффективности электроснабжения потребителей

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной диссертации _____

3. Исходные данные к магистерской диссертации: материалы преддипломной практики

4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов):

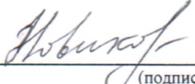
1. Анализ состояния электрических сетей Южного района энергосистемы Республики Саха (Якутия). 2. Характеристика технологий и оборудования, обеспечивающую перевод электрических сетей на оптимальную активно-реактивную. 3. Разработка оптимального варианта развития электрической сети.

5. Перечень материалов приложения: 1. Результаты контрольного замера для зимнего максимума. 2. Результаты расчета электроэнергетического режима, 3. Экономикта. 4. Расчет ЧЭД.

6. Консультанты по диссертации (с указанием относящихся к ним разделов):

7. Дата выдачи задания 21.03.18

Руководитель магистерской диссертации: Савина Наталья Викторовна, д.т.н., профессор.

Задание принял к исполнению (дата):  21.03.2018

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 142 с., 21 рисунков, 24 таблицы, 79 формул, 6 приложений, 56 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПОДСТАНЦИЯ, КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ С АКТИВНО-АДАПТИВНОЙ СЕТЬЮ, ТОКОВАЯ ЗАГРУЗКА, ОТКЛОНЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ, НАДЁЖНОСТЬ, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, РЕЖИМ РАБОТЫ, СРОК ОКУПАЕМОСТИ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА, УЩЕРБ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ.

Магистерская диссертация посвящена исследованию целесообразности перевода электрических сетей напряжением 110 кВ на платформу активно - адаптивных.

Цель работы – разработать варианты развития электрической сети напряжением 110 кВ с использованием инновационных технологий, позволяющих осуществить перевод электрической сети на платформу активно-адаптивных сетей.

В данной магистерской диссертации проанализирован участок электрической сети ПС 110 кВ М.Нимныр – ПС 110 кВ Алдан. Определены параметры и рассчитан установившийся максимальный режим. Рассчитаны и проанализированы параметры режима на рассматриваемом участке электрической сети. Предложены мероприятия по повышению надежности и эффективности сети для рассматриваемого участка электрической сети и определен объем необходимых затрат на их реализацию.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АССС – алюминиевый провод с композитным сердечником;

ВЛ – воздушная линия;

ЕНЭС – Единая национальная электрическая сеть;

ЕЭС – Единая электроэнергетическая система;

ИЭС ААС – интеллектуальные электроэнергетические системы с активно-адаптивной сетью;

КЭ – качество электроэнергии;

ЛЭП – линия электропередачи;

НГРЭС – Нерюнгринская Государственная районная электростанция;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПКЭ – показатели качества электроэнергии;

ПС – подстанция;

РПН – регулирование под нагрузкой;

РУ – распределительное устройство;

СТ – силовой трансформатор;

ТПЭ – точка передачи электроэнергии;

УКРМ - устройств компенсации реактивной мощности;

ЧДД – чистый дисконтированный доход;

ЧТЭЦ – Чульманская тепловая электростанция;

ЭЭС – электроэнергетические системы;

ЮЯЭР – Южно-Якутский энергорайон.

СОДЕРЖАНИЕ

1. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЮЖНОГО РАЙОНА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)	5
1.1. Климатическая характеристика района проектирования	5
1.2. Характеристика рельефа	6
1.3. Структура потребителей	7
1.3.1. Перечень основных крупных потребителей.....	7
1.3.2. Динамика изменения максимума нагрузки	10
1.4. Структурный анализ электрической сети.	11
1.4.1. Характеристика источников питания.....	14
1.4.2. Структурный анализ ЛЭП	21
1.4.3. Структурный анализ подстанций	30
1.5. Анализ режимной ситуации.	33
1.6. Перспективы развития электрических сетей ЮЯЭР классом напряжения 110 – 220 кВ.	42
2. ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ПЕРЕВОД ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА АКТИВНО – АДАПТИВНЫЕ.....	47
2.1. Smart Grid как концепция инновационного развития электроэнергетики.....	47
2.2. Технологии, позволяющие реализовать концепцию Smart Grid.	65
2.2.1. Цифровые ПС	65
2.2.2. «Интеллектуальный учет» электроэнергии.....	72
2.2.3. Энергоэффективные провода нового поколения	76
2.2.4. Трансформаторное оборудование	85

3. РАЗРАБОТКА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ОСНОВЕ.....	89
3.1. Расчет и прогнозирование электрических нагрузок.....	89
3.1.1. Расчет нагрузок существующих ПС 110 кВ.....	89
3.1.2. Прогнозирование электропотребления.....	92
3.2. Разработка вариантов реконструкции электрической сети	95
3.3. Техничко-экономическое сравнение вариантов реконструкции электрической сети.	101
4. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРЕДЛОЖЕННОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ КАК 1 ЭТАПА ЕЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИИ	103
4.1. Капиталовложения.	103
4.2. Расчет эксплуатационных издержек.....	105
4.3. Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения	106
4.4. Оценка экономической эффективности проекта.....	108
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	112
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	113
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Данные контрольного замера.....	119
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Результаты расчета режимов	124
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Экономика	133
ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Расчет ЧДД.....	135

1. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЮЖНОГО РАЙОНА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

1.1. Климатическая характеристика района проектирования

Участок электрических сетей, рассматриваемых в выпускной квалификационной работе (далее – работа), расположен на юге Республики Саха (Якутия), вблизи границы с Амурской областью.

Климат района проектирования резко-континентальный. Зима холодная, сухая, малоснежная, безоблачная. Лето преимущественно – теплое, дождливое, но со значительным количеством солнечного сияния. Среднегодовая температура воздуха составляет минус 6,9°С. Абсолютный минимум минус 54°С приходится на январь и февраль. Абсолютный максимум – 35°С.

Гололёд – явление редкое, наблюдается 1 день в 10 лет. Нормативная толщина стенки гололёда на высоте 10 м – 20 мм.

Изморозь может наблюдаться с сентября по май. Распределение изморози неравномерно. Образование изморози зависит от рельефа и высоты места, производственно-бытовой деятельности человека и других местных условий.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические показатели

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	III
Район по ветру	II
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 20 до 40
Степень загрязнения атмосферы	I
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, °С	минус 6,9
Минимальная, °С	минус 54

1	2
Максимальная, °С	плюс 35
Наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, °С	минус 37
При гололедно-изморезовых отложениях, °С	минус 10
При ветре	минус 10

1.2. Характеристика рельефа

Южная Якутия – это территория, состоящая из ряда горных хребтов, кольцевых групп, плоскогорий, горных впадин с довольно сложной геологической историей и разнообразным геоморфологическим строением. Здесь преобладают среднегорный и высокогорный ландшафты с колебанием высот от 650 до 2420 метров над уровнем моря. На юге Республики Саха (Якутия) расположены Алданское нагорье (средняя высота 650 – 1200 м) и Становой хребет (с высотами 800 – 850 м).

Почти вся территория республики Саха (Якутия), в том числе район проектирования, лежит в зоне сплошной вечной мерзлоты. В течение лета верхний слой почвы оттаивает на глубину лишь до 3,5 м.

На большей части территории Якутии развиты мерзлотно-таежные почвы. В горных районах - мерзлотно-горно-лесные и горно-тундровые почвы. В республике высока засоленность почв.

Нерюнгринский район – один из основных минерально-сырьевых районов Республики Саха (Якутия). Он располагает промышленными запасами золота, коксующихся и энергетических углей, железных руд, строительных материалов, слюды, пьезооптического сырья, полудрагоценных и ювелирных камней. Уголь является одним из основных и важнейших полезных ископаемых Южной Якутии. На его территории располагается Южно-Якутский каменно-угольный бассейн, который разделен на четыре угленосных района: Усмунский, Алдано-Чульманский, Гонамский и Токинский. Геологические запасы в большей части высококачественных коксующихся углей оцениваются в 57,5 млрд. тонн.

Город Нерюнгри имеет хорошее транспортное обеспечение, через него проходит Амуро-Якутская железнодорожная магистраль и Амуро-Якутская автомобильная магистраль. Аэропорт города находится близ посёлка Чульман, в 35 км от Нерюнгри.

1.3. Структура потребителей

1.3.1. Перечень основных крупных потребителей

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии и мощности на территории Южно-Якутского энергорайона представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень основных крупных потребителей электрической энергии

Потребитель	Вид деятельности	Электропотребление, млн кВт·ч				
		2012	2013	2014	2015	2016
АО ХК «Якутуголь» (г.Нерюнгри)	Угольная промышленность	317,3	319	299,1	280,8	296,1
ПАО «Транснефть», всего, в том числе:	Транспортировка нефти	87,0	174,4	208,1	279,7	315,9
НПС-16		-	56,7	66,0	85,1	96,1
НПС-17		87,0	64,6	71,6	88,3	98,4
НПС-18		-	53,1	60,1	53,9	65,3
НПС-19		-	-	10,4	52,4	56,1
АО «Полюс Алдан»	Цветная металлургия	146,2	140,5	143,6	141,4	140,8
АО «Нерюнгринский городской водоканал»	Водоснабжение	38,4	37,2	35,7	35,2	34,7
ПАО «Селигдар» (ОАО «Селигдар»+ОАО «Золото Селигдара»+ООО «Алданвзрывпром» (без учета ДЭС)	Цветная металлургия	43,6	41,3	34,8	39,3	9,7
АО «Теплоэнергосервис» (Алданский филиал)	Теплоснабжение	56,7	49,6	46,3	44,3	43,7

Как отмечалось выше, неуклонный рост электропотребления в нефтепроводном транспорте связан с ростом добычи нефти и её транспортировки.

Значительное повышение электропотребления АО ХК «Якутуголь» в 2012–2013 гг. связано с вводом новых мощностей и увеличением добычи на

Эльгинском месторождении, а последующее падение – со снижением объемов добычи угля.

Небольшие колебания в объёмах электропотребления наблюдаются в цветной металлургии, что связано с динамикой отработки старых и ввода новых золоторудных месторождений.

Снижение электропотребления ОАО «Нерюнгринский городской водоканал» также как и в АО «Водоканал», связано со снижением объема потребления воды вследствие использования приборов учета и модернизации объектов водоснабжения.

Для наглядности сведем данные, приведенные в таблице 2, в диаграмму, приведенную на рисунке 1.

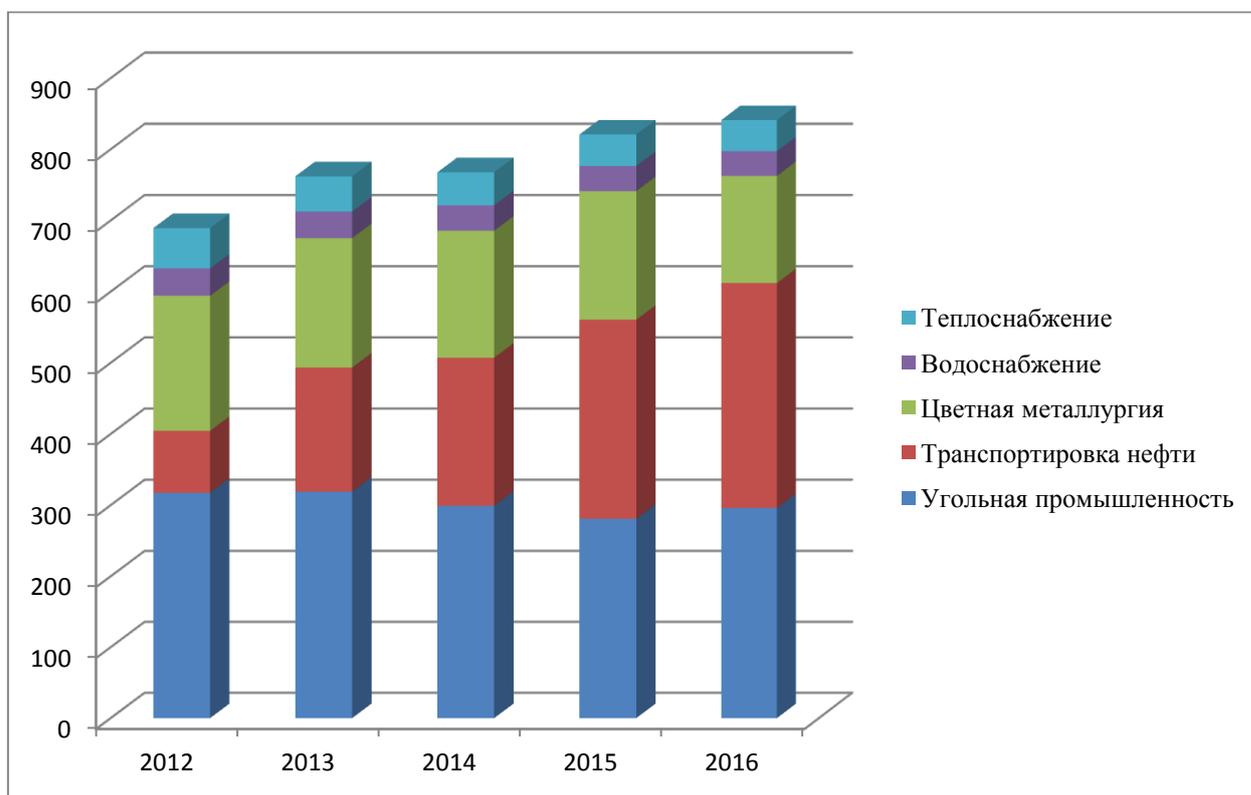


Рисунок 1 – Структура электропотребления ЮЭЯР

Как видно из приведенной диаграммы, с 2012 г. по 2016 г. наблюдается изменение структуры потребления ЮЭЯР по видам деятельности, а именно, выросла доля транспортировки нефти, что обусловлено строительством трубо-

проводной системы «Восточная Сибирь - Тихий океан» (далее – ТС «ВСТО»). Сразу после запуска ТС ВСТО в декабре 2009 года ЦУП ВСТО приступил к расширению ТС «ВСТО» до 50 миллионов тонн нефти в год. Это был масштабный проект, предполагавший строительство 5 новых станций и оснащение резервными нитками четырех подводных переходов нефтепровода. Следующей величиной для «ВСТО» стал показатель в 58 миллионов тонн нефти. Три станции, построенные в рамках второго расширения запустили в декабре 2014 года [3].

Электрические нагрузки

Максимальные электрические нагрузки по основным крупным потребителям ЮЯЭР представлены в таблице 3.

Приведенные в таблице максимальные нагрузки увязаны с объемами потребления электроэнергии, представленными в таблице 2.

Таблица 3 – Максимальные электрические нагрузки по основным крупным потребителям электроэнергии

Потребитель	Вид деятельности	Максимум электрической нагрузки, МВт				
		2012	2013	2014	2015	2016
АО ХК «Якутуголь» (г.Нерюнгри)*	Угольная промышленность	38	38	36	33,5	36,4
ПАО «Транснефть», всего, в том числе:	Транспортировка нефти	37,9	35,4	51,2	35,8	40,0
НПС-16		11	10,9	12,5	10,9	11,8
НПС-17		14,5	12,2	15,4	11,3	13,5
НПС-18		12,4	12,3	12,5	6,9	7,8
НПС-19		-	-	10,8	6,7	6,9
АО «Полюс Алдан»	Цветная металлургия	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5

Для наглядности сведем данные, приведенные в таблице 3, в диаграмму, приведенную на рисунке 2.

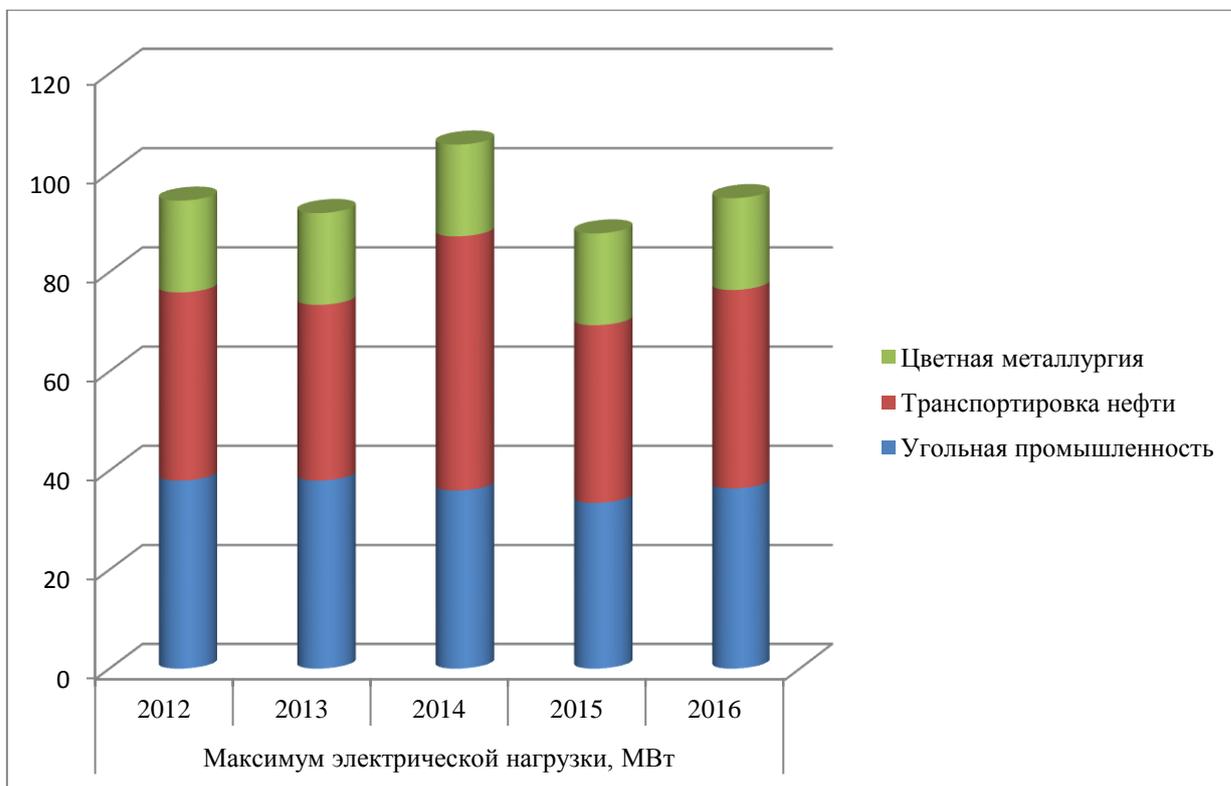


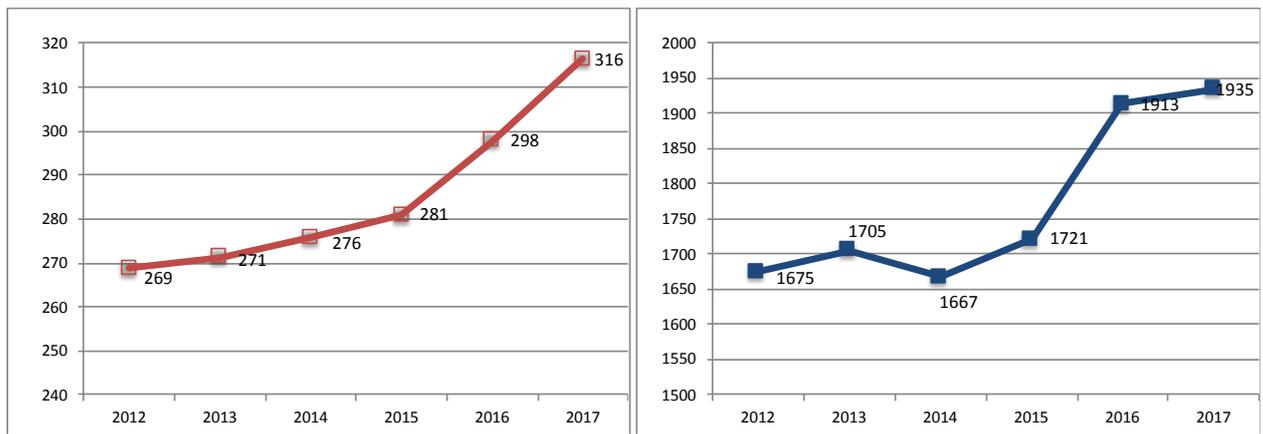
Рисунок 2 – Структура максимума электрической нагрузки

1.3.2. Динамика изменения максимума нагрузки

Динамика электропотребления и собственного максимума нагрузки в Южно-Якутском энергорайоне за период 2012–2017 гг. приведена в таблице 4. Максимум нагрузки (рисунок 3 а) в энергорайоне возрастает, как и электропотребление (рисунок 3 б).

Таблица 4 – Динамика максимальных нагрузок и электропотребления в Южно-Якутском энергорайоне

Показатель	Год					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Максимум нагрузки, МВт	269	271	276	279	298	316,3
Годовое изменение, %		0,97	1,62	1,90	6,01	6,21
Электропотребление, млн кВт·ч	1675	1705	1667	1722	1913	1935
Годовое изменение, %		1,77	-2,21	3,24	11,16	1,13
Число часов использования максимума нагрузки, час.	6235	6284	6048	6127	6425	6118



а)

б)

Рисунок 3 – Изменение годового максимума нагрузки (а, МВт) и объема электропотребления (б, млн кВт·ч) в Южно-Якутском энергорайоне

Анализ динамики изменение годового максимума нагрузки за последние 5 лет показывает, что тенденция роста стабильна и продолжает усиливаться.

Анализ динамики изменение объема электропотребления показывает, что после незначительного снижения в 2014 году, объем электропотребления продолжает увеличиваться, что в свою очередь требует своевременного развития электроэнергетики рассматриваемого района для обеспечения надежного электроснабжения потребителей и обеспечения возможности технологического присоединения новых потребителей.

1.4. Структурный анализ электрической сети.

Южно-Якутский энергорайон энергосистемы Республики Саха (Якутия) находится на территории двух административных районов республики Саха (Якутия): Алданском и Нерюнгринском.

Энергосистема Республики Саха (Якутия) имеет электрическую связь с энергосистемой Амурской области по ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I с отпайкой на НПС-19, ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II с отпайкой на НПС-19, ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС 220 кВ Олёкма и ВЛ 35 кВ Хани – Хани №2. Географически указанные ВЛ частично проходят по территории Республика Саха (Якутия), технически

ПС 220 кВ Хани, ПС 220 кВ Олёкма, ПС 35 кВ Хани работают в энергосистеме Амурской области.

Таблица 5 – Динамика передачи электроэнергии из Южно-Якутского энерго-района Республики Саха (Якутия) в Амурскую энергосистему ОЭС Востока

Показатель	Год					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Передача в ОЭС Востока, млн кВт·ч	1488	1424	1332	1509	1366,1	1265,6
Прирост передачи, млн кВт·ч	-24,9	-64	-92	177	-140	-100,5
Годовые темпы прироста, %	-1,6	-4,3	-6,5	13,3	-9,3	-7,3

С 2012 по 2014 г. ежегодно происходило незначительное снижение объёмов поставок электроэнергии из Южно-Якутского энергорайона в ОЭС Востока (в 2012 г. – на 1,6%, в 2013 г. – на 4,3%, в 2014 г. – на 6,5%). Прирост передачи в 2015 г. составил 177 млн кВт·ч или 13,3%, таким образом, объёмы поставок в 2015 г. вернулись на уровень 2011 г. При этом, в 2016 и 2017 годах вновь фиксируется снижение передачи .

В 2014 г. после завершения строительства ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 с отпайками на ПС НПС-14 № 1, 2 и ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайками на ПС НПС-16 № 1, 2 выполнена электрическая связь Западного и Южно-Якутского энергорайонов. В настоящее время энергорайоны работают несинхронно, точка раздела выполнена у шин ПС 220 кВ НПС-15. Синхронная работа Западного и Южно-Якутского энергорайонов с включением Западного энергорайона в неценовую зону оптового рынка согласно протоколу совещания у зам. председателя Правительства РФ А.В. Дворковича от 13.02.2018 г. № АД-П9-14пр п.1 предусмотрена с 01.01.2019.

На рисунке 4 – граф электрической схемы ЮЯЭР.

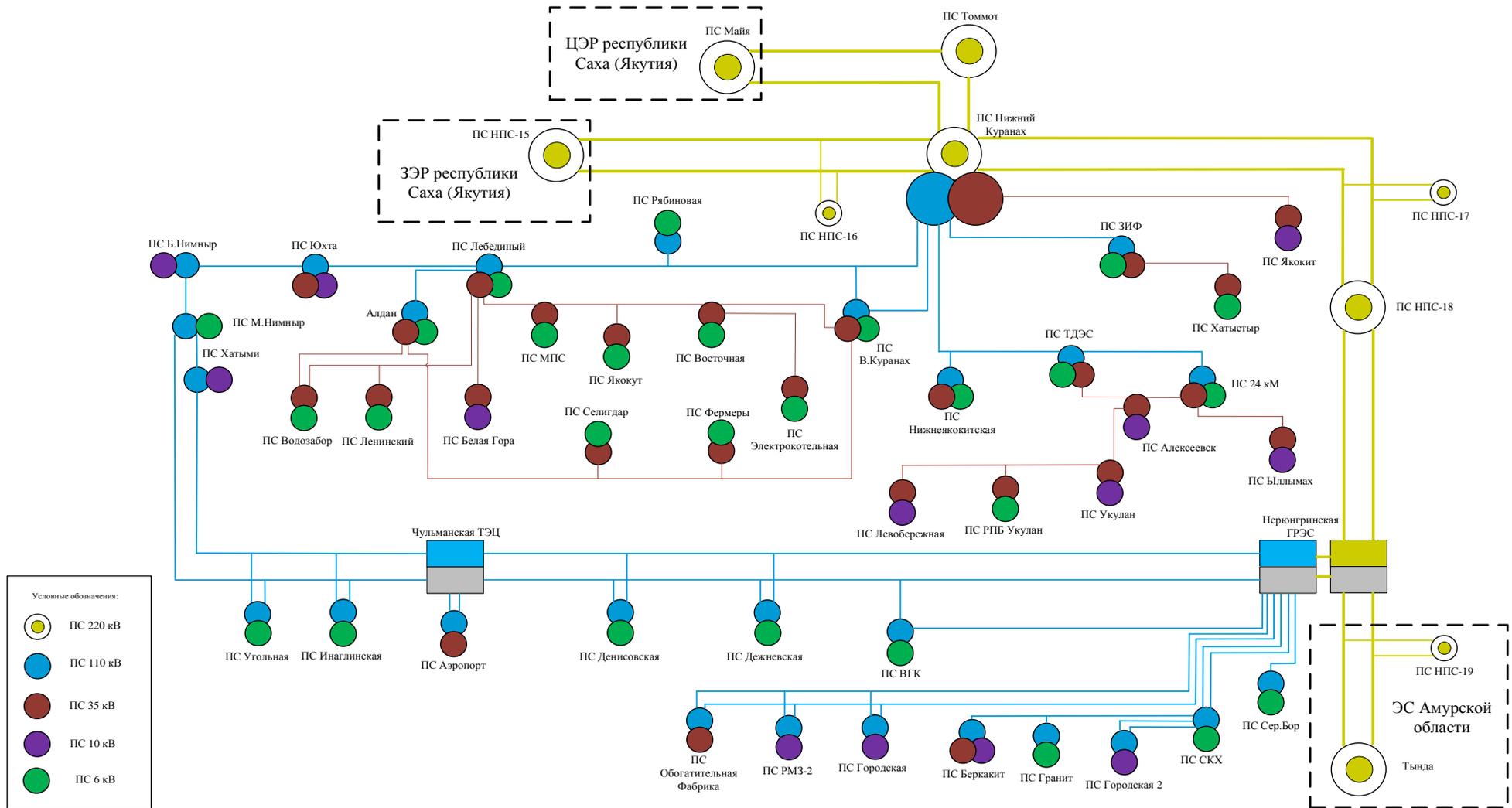


Рисунок 4 – Граф электрической сети ЮЯЭР

1.4.1. Характеристика источников питания

На территории энергорайона осуществляется выработка электроэнергии посредством двух электрических станций: Нерюнгринской ГРЭС и Чульманской ТЭЦ.

Нерюнгринская ГРЭС

Строительство электростанции начато в 1980 году. В декабре 1983 года на станции введен в эксплуатацию первый энергоблок. В 1985 году с включением в работу третьего блока закончено строительство первой очереди ГРЭС установленной номинальной электрической мощностью 570 МВт, максимальной электрической мощностью 630 МВт и установленной тепловой мощностью 520 Гкал/час.

В 1987 – 1989 гг. для обеспечения покрытия пиковых тепловых нагрузок в главном корпусе были установлены и введены в эксплуатацию 3 водогрейных котла. Установленная тепловая мощность электростанции выросла до 820 Гкал/час.

Нерюнгринская ГРЭС входит в объединенную энергосистему Дальнего Востока.

Основное энергетическое оборудование НГРЭС включает в себя:

- три котлоагрегата типа ТПЕ-214 СЗХЛ производства Таганрогского котельного завода паропроизводительностью 670 т/час каждый (давление пара 140 кгс/см², температура пара 545 °С);
- три водогрейных котла типа КВТК-100-150-5С производства Барнаульского котельного завода теплопроизводительностью 100 Гкал/час каждый;
- одна турбина типа К-210-130-3 номинальной электрической мощностью 210 МВт и две турбины типа Т-180/210-130-1 номинальной электрической мощностью 180 МВт (максимальной - 210 МВт) каждая, все производства Ленинградского металлического завода. Давление свежего пара перед турбинами 130 кгс/см², температура пара - 540 °С. Номинальная тепловая мощность каждой из теплофикационных турбин - 260 Гкал/час;

– три генератора типа ТГВ-200-2МУЗ производства Харьковского завода «Электротяжмаш» с тиристорной системой возбуждения, водородно-водяным охлаждением с напряжением на выводах 15,75 кВ.

НГРЭС была спроектирована для работы на углях разреза «Нерюнгринский». В 1985 году, с вводом обогатительной фабрики, электростанция перешла на сжигание продуктов отхода, получающихся при обогащении коксующегося угля, что позволило решить одновременно несколько народнохозяйственных задач: обеспечение электростанции качественным, высококалорийным топливом, утилизацию продуктов отхода обогатительной фабрики и сохранение окружающей среды.

Среднегодовая потребность в твердом топливе для электростанции при условии работы всех трех блоков – 1,5 млн. тонн.

Выдача электрической мощности электростанцией осуществляется по четырём ЛЭП 220 кВ:

- ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС 18 № 1;
 - ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС 18 № 2;
 - ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I с отпайкой на НПС-19;
 - ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II с отпайкой на НПС-19
- и по семи ЛЭП 110 кВ.

На рисунке 5 представлена схема ОРУ-220 кВ НГРЭС.

На рисунке 6 ОРУ-110 кВ НГРЭС.

Чульманская ТЭЦ

Чульманская ТЭЦ введена в эксплуатацию в 1962 году, работает в кольце с Нерюнгринской ГРЭС и входит в объединенную энергосистему Дальнего Востока. В настоящее время Чульманская ТЭЦ является цехом филиала «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК» и обеспечивает электрические и тепловые нагрузки производственных и бытовых потребителей п. Чульман и частично по перетоку электрические нагрузки г. Алдана.

ОРУ-220 кВ

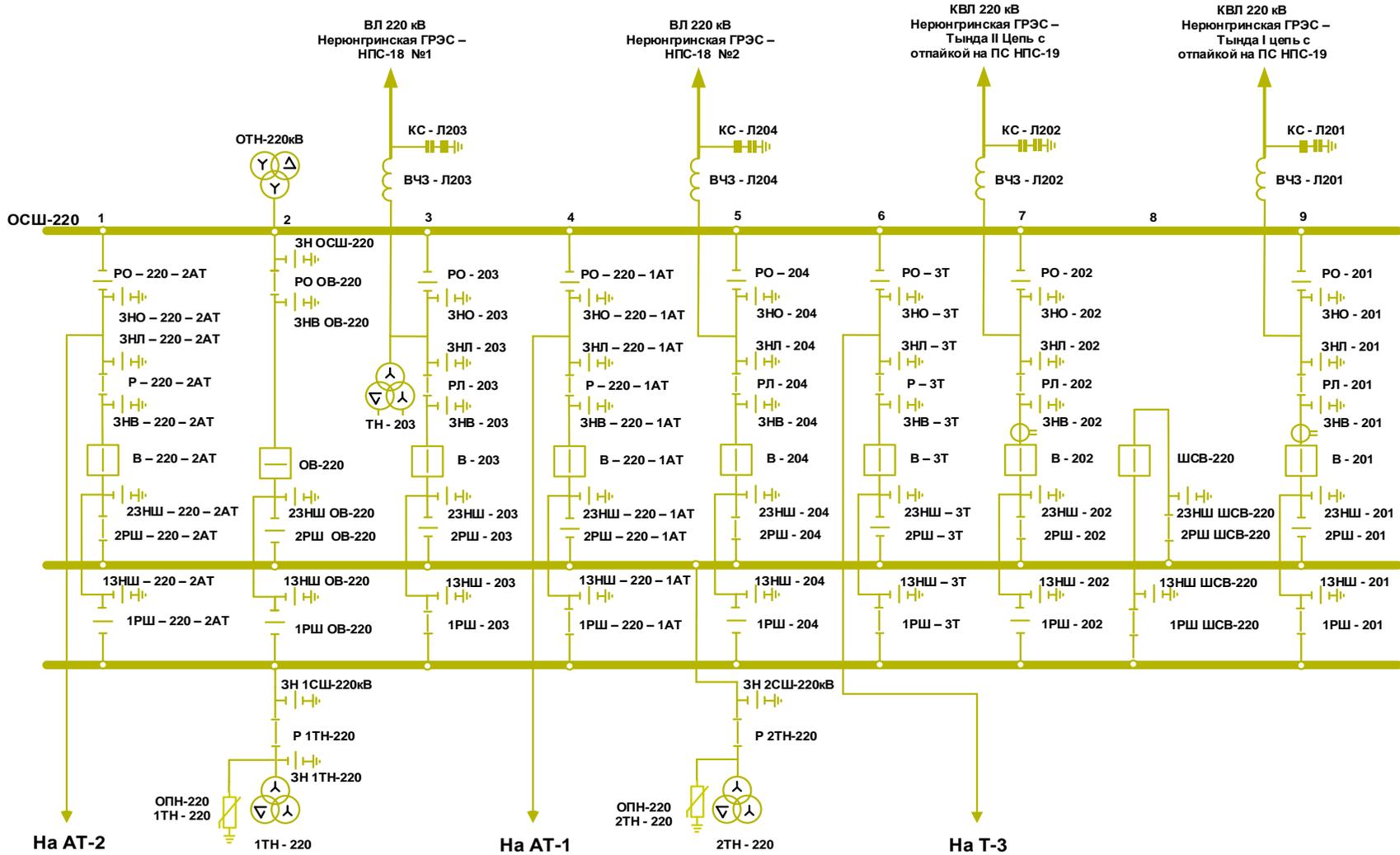


Рисунок 5 – ОРУ-220 кВ НГРЭС

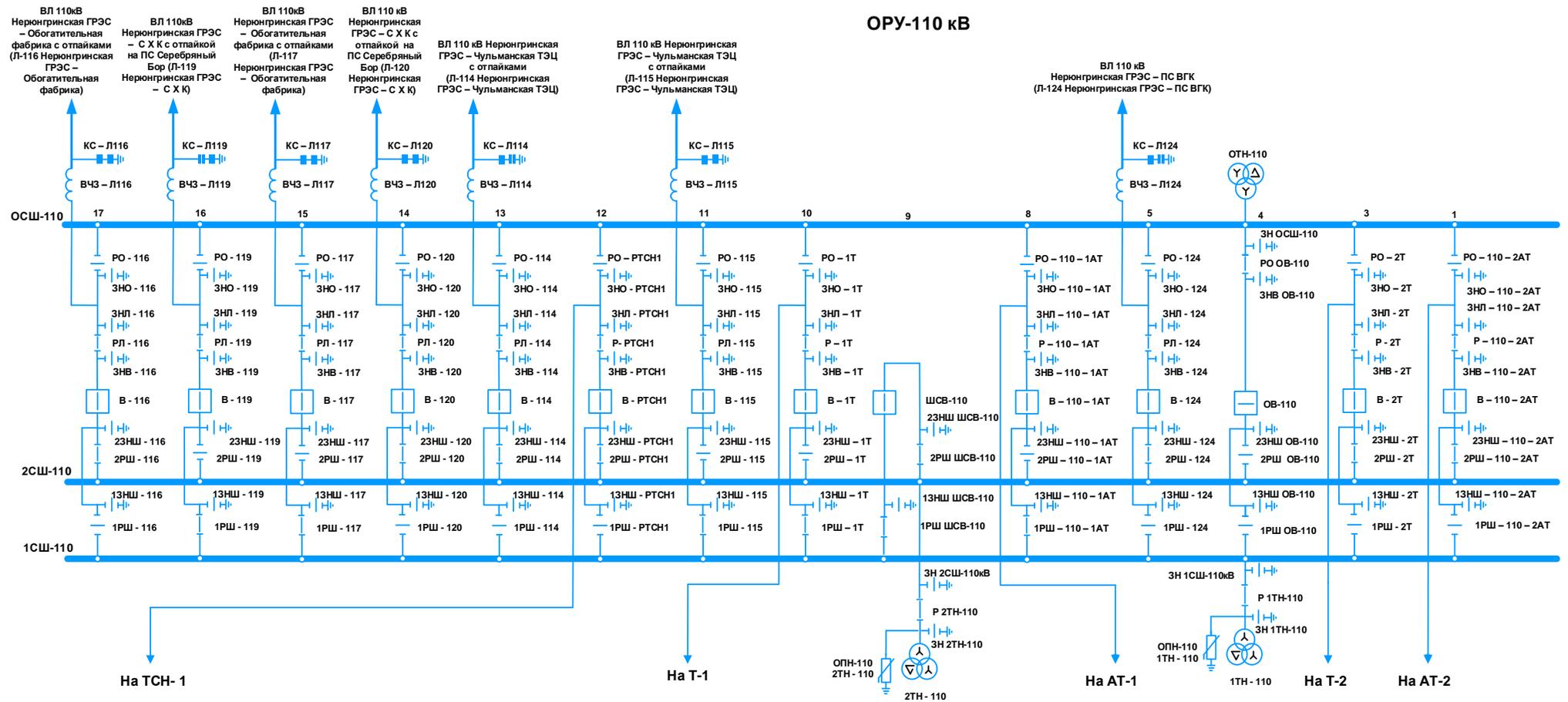


Рисунок 6 – ОРУ-110 кВ НГРЭС

Отпуск тепловой энергии потребителям осуществляется с общего коллектора станции в виде горячей воды. Отпуск тепла с паром не производится по причине отсутствия потребителей пара.

Система централизованного теплоснабжения поселка является открытой с круглогодичным сроком эксплуатации (за исключением периода останова станции в ППР летом). Транспорт тепловой энергии потребителям осуществляется по магистральным водяным тепловым сетям работающим по температурному графику 130/70°C, 120/70°C и квартальным сетям по графику 95/70° .

Присоединенная тепловая нагрузка потребителей составляет: отопительная - 57,07 Гкал/ч, ГВС- 2,71 Гкал/ч, потери в тепловых сетях -17,649 Гкал/ч при $t_{нв} = -49$ град. Среднегодовая подпитка теплосети - 153т/час.

Установленная электрическая мощность Чульманской ТЭЦ - 48 МВт, тепловая – 165 Гкал/ч.

На станции установлено следующее основное оборудование:

Котлоагрегаты: два котлоагрегата ст. № 1, 2 типа ЦКТИ–75-39 Ф2;

три котлоагрегата ст. № 4, 5, 6 типа БКЗ–75-39 ФБ.

Котлы вертикально-водотрубные, одnobарабанные, с естественной циркуляцией, с камерной топкой и П-образной компоновкой поверхностей нагрева. Золоуловители состоят из скрубберов с трубами Вентури. Шлакоудаление – сухое.

Турбоагрегаты: один турбоагрегат типа К-12-35 ст. № 5;

три турбоагрегата типа ПТ-12-35/10М ст. № 3, 6, 7;

Турбины одноцилиндровые, активного типа. Режим работы рециркуляции основного конденсата: во время пусков и остановов турбин и при нагрузке менее 30 % от номинальной мощности. Схема рециркуляции осуществляется конденсатными насосами КС-50-55 через эжектор I-II ступени, ПНД и обратно в конденсатор.

Электрическая схема Чульманской ТЭЦ включает в себя:

Главное распределительное устройство ОРУ 110/35/6 кВ, состоящее из 2-х с.ш. 110 кВ, 2-х с.ш. 35 кВ и КРУН 6кВ;

ОРУ 110кВ связано с ОРУ – 35 кВ и КРУН-6 кВ двумя трёхобмоточными трансформаторами связи типа ТДТНГ- 15000/110.

Генераторы ст. №3, 5, 6, 7 (№ 3, 6, 7 -Т-12-2; № 5 – Т2-12-2) в нормальном режиме работают каждый на свою секцию РУСН 6/0,4 кВ.

Трансформатор связи Т-4 типа ТДН-15000/110 работает на секцию 4Р РУСН 6/0,4кВ.

Распределительное устройство собственных нужд напряжением (РУСН – 6/0,4кВ) состоит из восьми секций 6кВ 1Р-7Р, 1РО и семи секций 0,4кВ 1Н-7Н.

На рисунке 7 представлено ОРУ-110 кВ ЧТЭЦ.

Основным топливом служат каменные угли малых разрезов Нерюнгринского угольного месторождения с характеристикой:

$(Q_{н}^p = 5300-5800 \text{ ккал / кг; } W^p = 7-8\%; A^p = 21-23\%)$

Расстояние от разрезов до угольного склада ЧТЭЦ -25-50 км. Доставка угля производится автотранспортом. Ёмкость угольного склада – 40 000 тонн. Производительность топливоподачи до 100 т/ч угля. В качестве растопочного топлива используется дизельное топливо.

Система технического водоснабжения – обратная с тремя башенными градирнями площадью орошению по 500 м² каждая (охлаждение конденсаторов и механизмов). Исходной водой для восполнения потерь пара и конденсата, подпитки тепловой сети и технического водоснабжения является вода реки Чульман. Подача воды осуществляется собственными водозаборными сооружениями, расположенными в пойме реки Чульман.

Режим работы оборудования в летний период выбирается из условий выполнения электрического и теплового графиков нагрузок (ГВС), с учетом графика ремонта основного оборудования станции. При этом тепловая нагрузка обеспечивается одним турбоагрегатом типа ПТ, два других турбоагрегата типа ПТ остаются без тепловой нагрузки - в конденсационном режиме.

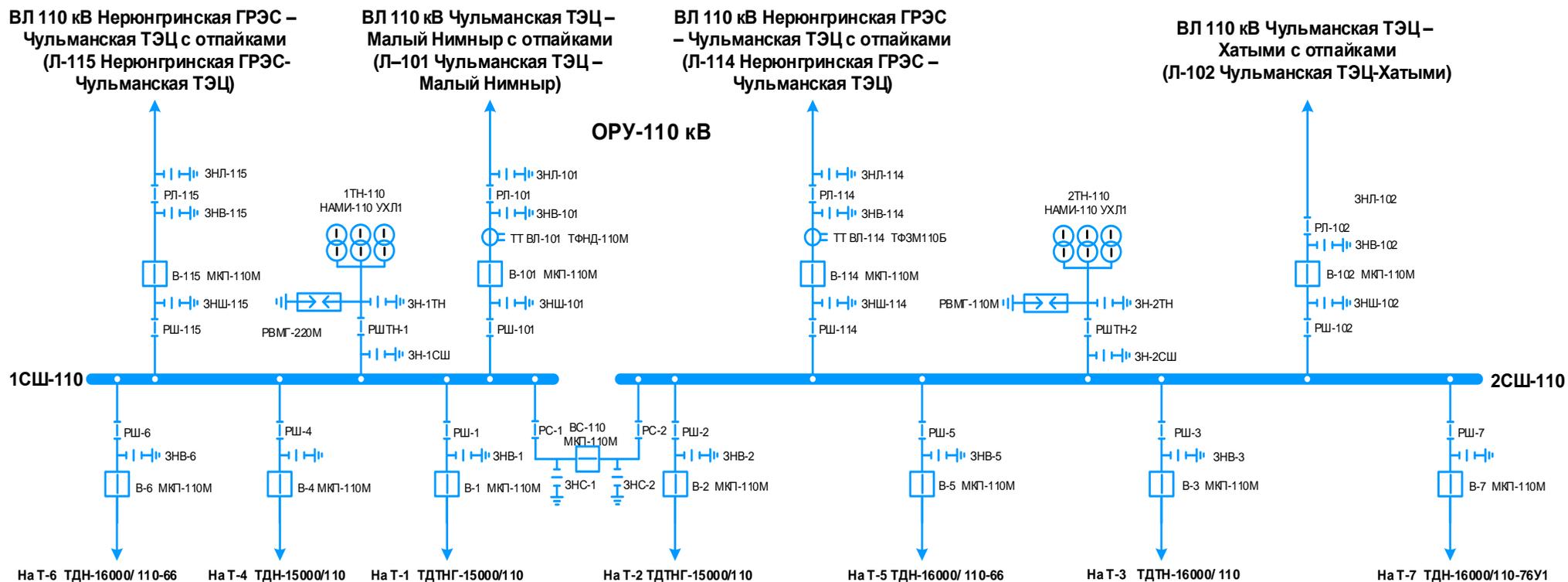


Рисунок 7 – ОРУ-110 кВ ЧТЭЦ

1.4.2. Структурный анализ ЛЭП

Общая протяженность линий электропередачи классом напряжения 220 кВ и 110 кВ – более 2,7 тыс. км, из них находящихся на балансе АО «ДРСК» – 570,2 км, ПАО «ФСК ЕЭС» – 2226,6 км.

АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»

В Южно-Якутском энергорайоне электрические сети напряжением 6-110 кВ (за исключением сетей, принадлежащих территориальным сетевым организациям) находятся на балансе филиала «Южно-Якутские электрические сети» АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания». Деятельность предприятия заключается в передаче и распределении электрической энергии, обслуживании и ремонте электрических сетей. АО «ДРСК» является дочерним предприятием АО «Дальневосточная энергетическая компания» и работает в составе ОЭС Востока.

Общая протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи, находящихся на балансе филиала «Южно-Якутские электрические сети» АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания», составляет 1774,5 км, из них ВЛ 110 кВ – 570,2 км, ВЛ 35 кВ – 298,0 км, ВЛ 0,4-10 кВ – 906,3 км. Большая часть линий электропередачи выполнена на деревянных опорах (78,5% опор ВЛ 110 кВ, 89,7% опор ВЛ 35 кВ).

ПАО «ФСК ЕЭС»

В Южном энергорайоне Республики Саха (Якутия) на балансе Амурского ПМЭС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока находятся ПС 220 кВ Нижний Куранах, ПС 220 кВ НПС-16, ПС 220 кВ НПС-18 и ПС 220 кВ НПС-19 общей трансформаторной мощностью 372 МВА, а также линии электропередач напряжением 220 кВ общей протяженностью 2006,11 км, в т.ч. ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – Томмотская ДЭС с отпайкой на ПС Нижнеякокитская с проектным напряжением 220 кВ.

Информацию по ЛЭП 220 кВ и 110 кВ ЮЯЭР сведем в таблицу 6

Таблица 6 – Параметры ЛЭП 220 кВ и 110 кВ ЮЯЭР

№ п/п	Дисп. наим.	Наименование	Участок ВЛ	Марка и сечение провода	Протяженность по трассе, км	Кол-во цепей	Год ввода	Время эксплуатации на 01.01.2018, лет
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВЛ 220 кВ								
1	Л-201	КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19	От Нерюнгринской ГРЭС до отпайки на ПС НПС-19	АС-300	4	1	1979	39
			Отпайка на ПС НПС-19	АС-240	8,1			
			От отпайки на ПС НПС-19 до ПС 220 кВ Тында	АС-300	180			
2	Л-202	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19	От Нерюнгринской ГРЭС до отпайки на ПС НПС-19	АС-300	4	1	1979	39
			Отпайка на ПС НПС-19	АС-240	8,1			
			От отпайки на ПС НПС-19 до ПС 220 кВ Тында	АС-300	180			
3	Л-203	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1	-	АС-300	164,6	1	1986	32
4	Л-204	220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №2	-	АС-300	168,2	1	2013	5
5		ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1 с отпайкой на ПС НПС-17	От ПС 220 кВ НПС-18 до отпайки на ПС НПС-17	АС-300	74,5	1	1986	32
			Отпайка на ПС НПС-17	АС-300	1,4			
			От отпайки на ПС НПС-17 до ПС 220 кВ Нижний Куранах	АС-300	38,7			

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6		ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №2 с отпайкой на ПС НПС-17	От ПС 220 кВ НПС-18 до отпайки на ПС НПС-17	АС-300	75	1	2013	5
			Отпайка на ПС НПС-17	АС-300	1,4			
			От отпайки на НПС-17 до ПС 220 кВ Нижний Куранах	АС-300	46,2			
7		ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - НПС-15 №1 с отпайкой на ПС НПС-16	От ПС 220 кВ Нижний Куранах до отпайки на ПС НПС-16	АС-240	131,1	1	2012	6
			Отпайка на ПС НПС-16	АС-240	0,5			
			От отпайки на ПС НПС-16 до ПС 220 кВ НПС-15	АС-240	131,5			
8		ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - НПС-15 №2 с отпайкой на ПС НПС-16	От ПС 220 кВ Нижний Куранах до отпайки на ПС НПС-16	АС-240	127,9	1	2012	6
			Отпайка на ПС НПС-16	АС-240	0,4			
			От отпайки на ПС НПС-16 до ПС 220 кВ НПС-15	АС-240	134,6			
9		ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Майя	-	АС-300 АС-400	480,3 1,8	1	2014	4
ВЛ 110 кВ								
10	Л-101	Чульманская ТЭЦ – Малый Нимыр с отпайками	От Чульманской ТЭЦ до оп.№ 55	АС-120 АС-185	7,4 3,0	1	1962	56
			Отпайка на ПС Инаглинская	АС-120	8,1			
			От оп.№ 55 до оп.№ 96	АС-120	7,7			
			Отпайка на ПС Угольная	АС-185	0,05			

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
			От оп.№ 96 до ПС 110 кВ Малый Нимныр	АС-120	87			
11	Л-102	Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпай- ками	От Чульманской ТЭЦ до оп.№54А	АС-120 АС-185	7,5 3,0	1	1969	49
			Отпайка на ПС Инаглин- ская	АС-120	8,1			
			От оп.№54А до оп.№97	АС-120	7,8			
			Отпайка на ПС Угольная	АС-185	0,05			
			От оп.№97 до ПС 110 кВ Хатыми	АС-120	47,6			
12	Л-102а	Хатыми – Малый Нимныр	-	АС-95 АС-120	0,75 40,4	1	1969	49
13	Л-103	Малый Нимныр – Большой Нимныр	-	АС-120	46,000	1	1959	59
14	Л-104	Лебединый – Ниж- ний Куранах с от- пайками	От ПС 110 кВ Лебеди- ный до отпайки на ПС Рябиновая	АС-120	15	1	1963	55
			Отпайка на ПС Рябино- вая	АС-95	24,2			
			От отпайки на ПС Ряби- новая до отпайки на ПС Верхний Куранах	АС-120	16,3			
			Отпайка на ПС Верхний Куранах	АС-120	0,1			
			От отпайки на ПС Верх- ний Куранах до ПС 220 кВ Нижний Куранах	АС-120	9,4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	Л-105	Нижний Куранах – ТДЭС с отпайкой на ПС Нижнеякокитская	От ПС 220 кВ Нижний Куранах до отпайки на ПС Нижнеякокитская	АС-300	33,8	1	1967	51
			Отпайка на ПС Нижнеякокитская	АС-300	0,2			
16	Л-107	Отпайка на ПС Дежневская	-	АС-120	3,8	1	1994	24
17	Л-108	Отпайка на ПС Дежневская	-	АС-120	3,8	1	1994	24
18	Л-109	Отпайка на ПС Рябиновая	-	АС-70	24,2	-	-	-
19	Л-111	Нижний Куранах – Верхний Куранах	-	АС-95	10,000	1	1973	45
20	Л-112	ТДЭС – Безымянка	-	АС-120	20,000	1	1967	51
21	Л-114	Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками	От Нерюнгринской ГРЭС до отпайки на ПС Дежневская	АС-185	14,9	2	1994	24
			Отпайка на ПС Дежневская	АС-185	3,8			
			От отпайки на ПС Дежневская до отпайки на ПС Денисовская	АС-185	2,7			
			Отпайка на ПС Денисовская	АС-185	0,1			
			От отпайки на ПС Денисовская до Чульманской ТЭЦ	АС-185	8,5			

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22	Л-115	Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками	От Нерюнгринской ГРЭС до отпайки на ПС ВГК	АС-185	0,107	2	1994	24
			Отпайка на ПС ВГК	АС-185	14,8			
			Отпайка на ПС Дежневская	АС-185	3,8			
			От отпайки на ПС Дежневская до отпайки на ПС Денисовская	АС-185	2,7			
			От отпайки на ПС Денисовская до Чульманской ТЭЦ	АС-185	8,5			
23	Л-116	Нерюнгринская ГРЭС – Обогательная фабрика (ОФ) с отпайками	От Нерюнгринской ГРЭС до отпайки на ПС Городская	АС-400	11	1	1982	36
			Отпайка на ПС Городская	АС-185	0,4			
			От отпайки на ПС Городская до отпайки на ПС РМЗ-2	АС-400	2			
			От отпайки на ПС РМЗ-2 до ПС 110 кВ ОФ	АС-400	4			
24	Л-117	Нерюнгринская ГРЭС – Обогательная фабрика с отпайками	От Нерюнгринской ГРЭС до отпайки на ПС Городская	АС-400	11	1	1982	36
			Отпайка на ПС Городская	АС-185	0,4			

Продолжение таблицы 6

2	3	4	5	6	7	8	9	
		От отпайки на ПС Городская до отпайки на ПС РМЗ-2	АС-400	2				
		От отпайки на ПС РМЗ-2 до ПС 110 кВ ОФ	АС-400	4				
25	Л-119	Нерюнгринская ГРЭС – СХК	От Нерюнгринской ГРЭС до отпайки на ПС Серебряный Бор	АС-185	4	1	1983	35
26	Л-120	Нерюнгринская ГРЭС – СХК	От Нерюнгринской ГРЭС до отпайки на ПС Серебряный Бор	АС-185	4	1	1983	35
			От отпайки на ПС Серебряный Бор до ПС 110 кВ СЖК	АС-185	4,2			
27	Л-121	СХК – Беркакит с отпайкой на ПС Гранитная	От ПС 110 кВ СЖК до отпайки на ПС Гранитная	АС-95	4,7	1	1979	39
			Отпайка на ПС Гранитная	АС-95	0,4			
			От отпайки на ПС Гранитная до ПС 110 кВ Беркакит	АС-95	7,5			
28	Л-122	Отпайка на ПС Серебряный Бор	-	АС-95	1,8	1	1976	42
29	Л-123	Отпайка на ПС Серебряный Бор	-	АС-95	1,8	1	1976	42

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	Л-124	Нерюнгринская ГРЭС - ВГК	-	АС-185	8,3	2	1981	37
31	Л-125	Отпайка на ПС ВГК	-	АС-185	14,8		1981	37
32	Л-127	Отпайка на ПС РМЗ-2	-	АС-95	5	2	1986	32
33	Л-128	Отпайка на ПС РМЗ-2	-	АС-95	5		1986	32
34	Л-129	СХК – Городская 2	-	АС-185 АЖС-70	1 2,7	2	1986	32
35	Л-130	СХК – Городская 2	-	АС-185 АЖС-70	1 2,7		1986	32
36	Л-131	Нижний Куранах – ЗИФ	-	АС-95	1,300	2	1987	31
37	Л-132	Нижний Куранах – ЗИФ	-	АС-120	1,300		1987	31
38	Л-133а	Большой Нимныр – Юхта	-	АС-120	19,800	1	1959	59
39	Л-133	Юхта – Лебединый	-	АС-120	37,300	1	1959	59
40	Л-134	Лебединый – Ал- дан	-	АС-120	17,000	1	1986	32

На рисунке 8 приведена сводная информация по используемым маркам проводов на ЛЭП 110 кВ и 220 кВ.

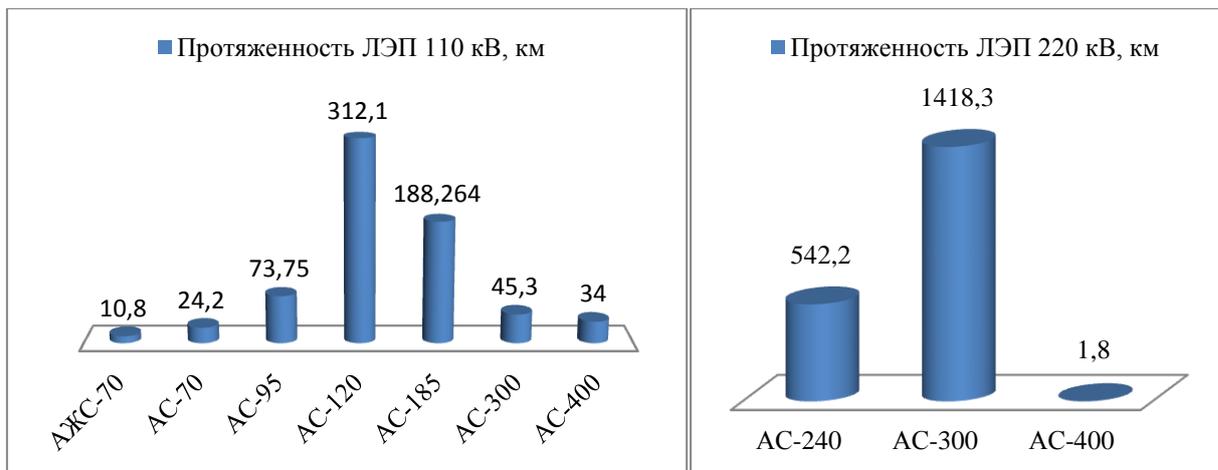


Рисунок 8 – Используемые марки проводов

Анализ используемых проводов показал, что на территории ЮЯЭР на ЛЭП 110 кВ в большей степени используются провода марки АС-120 и АС-185 протяженностью 312,1 км и 188,26 км соответственно, на ЛЭП 220 кВ в большей степени используется провод марки АС-300 протяженностью 1418,3 км.

На рисунке 9 приведена информация по фактическому сроку службы ЛЭП классом напряжения 110 кВ.

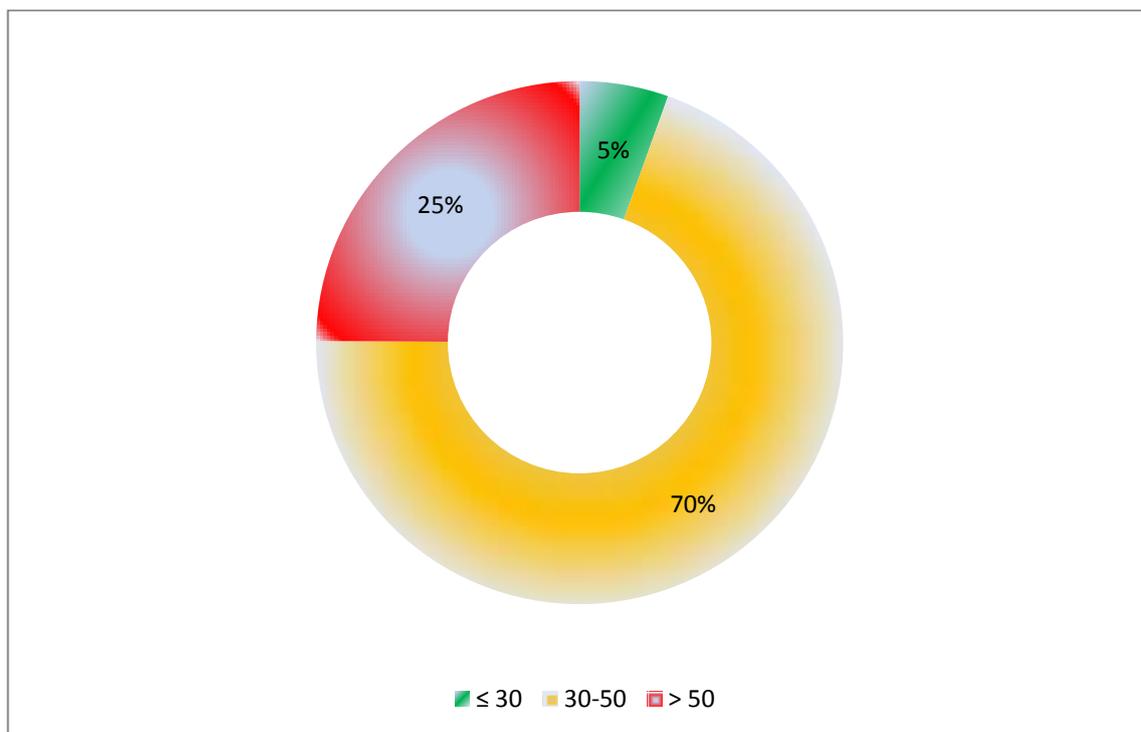


Рисунок 9 – Срок эксплуатации ЛЭП 110 кВ, лет

В таблице 7 приведена сводная информация по техническому состоянию ЛЭП, находящихся на балансе АО «ДРСК».

Таблица 7 – Протяженность и техническое состояние ЛЭП филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (состояние на 01.01.2017 г.)

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»		0,4-6-10 кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
Протяженность, км		906,3	298,0	570,2	-	1774,5
% износа	Факт.	70	75,7	79,2	-	75,0

Из находящихся на балансе филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» 87,3% линий 110 кВ и 94,7% линий 35 кВ выполнены на деревянных опорах.

Процент износа ВЛ и ПС «Южно-Якутских электрических сетей» составляет:

- линии электропередачи 110 кВ – 79,2%;
- линии электропередачи 35 кВ – 75,7%;

Таким образом, наблюдается существенное старение и износ линий электропередачи на балансе АО «ДРСК», в первую очередь, деревянных опор. Более 70% линий эксплуатируются свыше 25 лет, имеет место массовое загнивание опор и их разрушение.

В таблице 8 приведена сводная информация по техническому состоянию ЛЭП, находящихся на балансе ПАО «ФСК ЕЭС».

Таблица 8 – Протяженность и техническое состояние ЛЭП ПАО «ФСК ЕЭС» (состояние на 01.01.2017 г.)

ПАО «ФСК ЕЭС»		220 кВ	Всего
Протяженность, км		2004,07	2004,07
% износа	Факт.	н/д	н/д

Срок эксплуатации ВЛ, находящихся на балансе ПАО «ФСК ЕЭС», составляет не более 10 лет, соответственно фактический износ незначителен.

1.4.3. Структурный анализ подстанций

Параметры трансформаторных ПС сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Параметры трансформаторных ПС

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции	Силовые трансформаторы			Год ввода ПС	Период эксплуатации ПС на 01.01.2018 г.
		Марка трансформаторов	Мощность, МВА	Количество, шт		
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 220/110/35/10 кВ Нижний Куранах	АТДЦТН-63000/220/110/35	63	2	1987	31
		ТДНС-10000/35/6	10	2		
2	ПС 220/10 кВ НПС-16	ТРДН-25000/220/10	25	2	2012	6
3	ПС 220/10 кВ НПС-17	ТДН-25000/220/10	25	2	2011	7
4	ПС 220/110/10 кВ НПС-18	АТДТН-63000/220/110/10	63	2	2011	7
5	ПС 220/10 кВ НПС-19	ТРДН-25000/230/11	25	2	2014	4
6	ПС 110/35/10 кВ Беркакит	ТДТН-10000/110	10	2	1985	33
7	ПС 110/6 кВ Денисовская	ТДН-10000/110	10	2	1992	26
8	ПС 110/6 кВ Дежневская	ТДТНШ-16000/110	16	2	1992	26
9	ПС 110/10 кВ Городская	ТДН-16000/110	16	2	1979	39
10	ПС 110/10 кВ Городская-2	ТДН-16000/110	16	2	1987	31
11	ПС 110/6 кВ Гранитная	ТМН-2500/110	2,5	1	1979	39
12	ПС 110/35/6 кВ ОФ	ТДТН-40000/110	40	3	1978	40
13	ПС 110/10 кВ РМЗ-2	ТРДН-40000/110	40	2	1987	31
14	ПС 110/35/6 Серебряный Бор	ТДТН-16000/110	16	2	1978	40
15	ПС 110/6 кВ СХК	ТДН-16000/110	16	2	1981	37
16	ПС 110/6 кВ Угольная	ТДН-16000/110	16	2	1987	31
17	ПС 110/10 кВ Хатыми	ТМН-2500/110	2,5	1	1968	50
18	ПС 110/10 кВ Б. Нимыр	ТМН-2500/110	2,5	1	1984	34
19	ПС 110/35/6 кВ ЗИФ	ТДТН-16000/110	16	2	1965	53
20	ПС 110/35/6 кВ Алдан	ТДТН-16000/110	16	2	1987	31
21	ПС 110/35/6 кВ Верхний Куранах	ТДТН-16000/110	16	1	1995	23
		ТДТН-10000/110	10	1		
22	ПС 110/35/6 кВ Лебединый	ТДТН-16000/110	16	2	1963	55

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7
23	ПС 110/6 кВ Малый Нимныр	ТМН-2500/110	2,5	1	1976	42
24	ПС 110/35/10 кВ Юхта	ТМТН-6300/110	6,3	1	1977	41
25	ПС 110/35/10 кВ Безымянка	ТМТ-6300/110	6,3	1	1966	52
		ТМТН-6300/110	6,3	1		
26	ПС 110/35/6 кВ ТДЭС	ТДТН-16000/110	16	1	1955	63
		ТМТГ-7500/110	7,5	1		
27	ПС 110/6 кВ Рябиновая	ТМН-6300/110	6,3	2	2010	8

В таблице 10 приведена сводная информация по техническому состоянию подстанций, находящихся на балансе филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС».

Таблица 10 – Сводная таблица по состоянию трансформаторных ПС филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (состояние на 01.01.2017 г.)

Параметр	Величина
1	2
класс напряжения ПС, кВ	110
мощность, МВА	554,4
Количество, шт	19
% износа (фактический)	76,6

На территории Южно-Якутского энергорайона (АО «ДРСК») износ подстанций составляет 76,6 %.

На рисунке 10 приведена информация о сроке службы трансформаторных ПС 110 кВ.

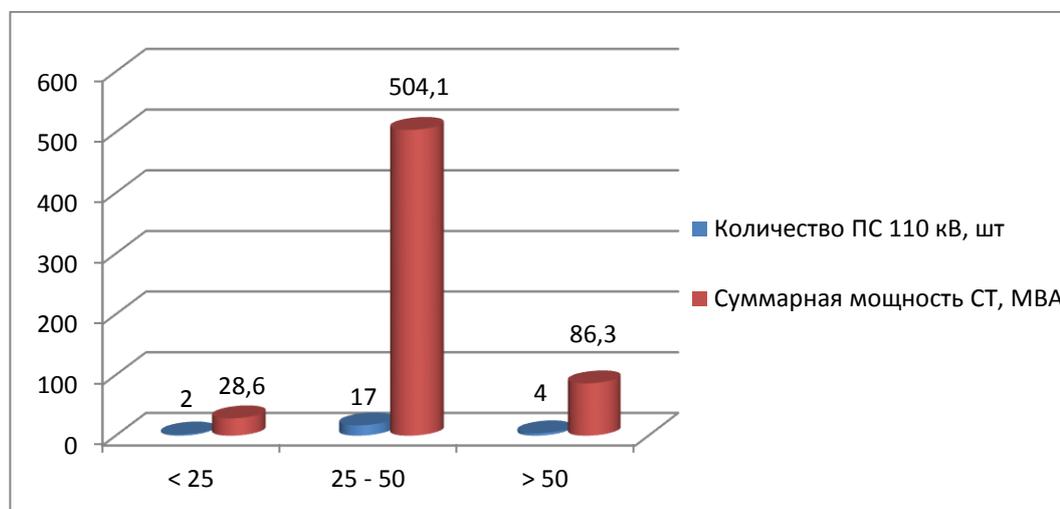


Рисунок 10 – Срок службы трансформаторных ПС 110 кВ, лет

В таблице 11 приведена сводная информация по техническому состоянию подстанций, находящихся на балансе ПАО «ФСК ЕЭС».

Таблица 11 – Количество, трансформаторная мощность и фактический износ ПС ПАО «ФСК ЕЭС» (состояние на 01.01.2017 г.)

ПАО «ФСК ЕЭС»	220 кВ	110 кВ	35 кВ	Всего
мощность, МВА	702	32	20	754
количество	14	2	2	18
% износа фактический	н/д	н/д	н/д	н/д

Ввод в эксплуатацию большинства подстанций ПАО «ФСК ЕЭС» произведен в 2011-2014 годах, соответственно износ незначителен.

В таблице 12 приведена сводная информация по техническому состоянию подстанций, находящихся на балансе ПАО «Транснефть».

Таблица 12 – Количество, трансформаторная мощность и фактический износ ПС ПАО «Транснефть» (состояние на 01.01.2017 г.)

ПАО «Транснефть»	220 кВ	Всего
мощность, МВА	180	180
количество	6	6
% износа фактический	н/д	н/д

Ввод в эксплуатацию подстанций ПАО «Транснефть» выполнен в 2010-2014 годах, соответственно износ незначителен.

Вывод: по результатам структурного анализа выявлено, что объекты электроэнергетики (трансформаторные ПС и ЛЭП) классом напряжения 110 кВ, эксплуатируемые в пределах Южно-Якутского энергорайона имеют большой процент морального и физического износа и нуждаются в глубокой модернизации.

1.5. Анализ режимной ситуации.

Для анализа режимной ситуации используем программный комплекс RastrWin3, предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. В России основными пользователями RastrWin3 являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, про-

ектные и научно-исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.) [9].

С помощью данной программы можно производить:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;
- расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализиро-

вать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров [9].

Анализ режимной ситуации производим на основании данных полученных в день контрольного замера для режима зимних максимальных нагрузок за последние 5 лет, начиная с 2013 по 2017 года. Данные ДКЗ 2013-2017 приведены в приложении А.

В таблице 13 и таблице 14 представлена динамика изменения активной и реактивной составляющей нагрузки ПС 110 кВ ЮЯЭР соответственно.

Таблица 13 – активная нагрузка ПС 110 кВ

ПС, год	2013	2014	2015	2016	2017
ПС 110 кВ ОФ	61,3	57,2	54,8	56,7	34,9
ПС 110 кВ СКХ	23,7	29,6	19,2	22,1	25
ПС 110 кВ ВГК	-	-	2,6	2,5	2,4
ПС 110 кВ Дежневская	1,4	1,4	1,3	1,4	6,3
ПС 110 кВ Денисовская	0,6	0,2	откл	0,1	0,1
Шины 110 кВ ЧТЭЦ	6,7	6,7	8,7	8,6	10,1
ПС 110 кВ Угольная	0,8	0,2	0,2	1,8	0,5
ПС 110 кВ М. Нимныр	0,2	0,4	0,6	0,2	0,2
ПС 110 кВ Б. Нимныр	1,3	0,2	0,1	0,7	2,1
ПС 110 кВ Юхта	2,1	0,8	0,4	0,1	0,1
ПС 110 кВ Лебединный	17,7	23,3	22,7	17,1	31,9
ПС 110 кВ ТДЭС	9,3	8	8,3	12,7	9
ПС 110 кВ 24 км	0,4	0,6	0,3	0,3	0,3
ПС 110 кВ ЗИФ	14	17,4	14,8	15,3	11,2
ПС 110 кВ Хатыми	0,5	0,3	0,6	0,8	0,7

Таблица 14 – реактивная нагрузка ПС 110 кВ

ПС, год	2013	2014	2015	2016	2017
1	2	3	4	5	6
ПС 110 кВ ОФ	32,6	25,1	14,1	34,2	19,6
ПС 110 кВ СКХ	11,6	11,5	9,4	10,8	8,9
ПС 110 кВ ВГК	-	-	1,5	1,4	1,6
ПС 110 кВ Дежневская	0,8	0,2	0,1	0,1	2,1
ПС 110 кВ Денисовская	0,3	0,2	-	0,1	0,1
Шины 110 кВ ЧТЭЦ	5,5	6,5	1,5	6,8	5,6
ПС 110 кВ Угольная	0,5	0,1	0,1	0,8	1
ПС 110 кВ М. Нимныр	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1
ПС 110 кВ Б. Нимныр	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
ПС 110 кВ Юхта	0,1	0,3	0,1	0,1	0,1
ПС 110 кВ Лебединный	8,6	7,6	6,7	9,2	4,6

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6
ПС 110 кВ ТДЭС	3,1	2,6	3,6	4,5	3,5
ПС 110 кВ 24 км	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
ПС 110 кВ ЗИФ	6,4	2,9	4,4	6,7	4,6
ПС 110 кВ Хатыми	0,2	0,1	0,2	0,3	0,2

В таблице 15 представлена динамика изменения потребления активной мощности и потерь в ЛЭП 110 кВ на транзите 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах в период 2013 – 2017 гг.

Таблица 15 – Динамика изменения потребления и потерь в ЛЭП на транзите 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС –Нижний Куранах

Показатель	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Потребление на транзите 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Нижний Куранах, МВт	140	146,3	134,6	140,4	134,8
Потери, МВт	3,56	3,58	3,8	3,37	3,861
Доля потерь, %	2,54	2,45	2,82	2,40	2,86

В таблице 16 представлена динамика изменения токовой загрузки ЛЭП 110 кВ ЮЯЭР в период 2013 – 2017 гг.

В таблице 17 представлена динамика изменения напряжений на шинах 110 кВ энергообъектов ЮЯЭР на транзите 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах в период 2013 – 2017 гг.

При анализе нормального режима максимальных нагрузок 2017 г., выявлено, что максимально загруженной линией электропередачи ЮЯЭР является ВЛ 110 кВ Б.Нимныр – М.Нимныр, токовая нагрузка 169 А (40,9 %). При ее отключении максимально загруженной линией электропередачи ЮЯЭР является ВЛ 110 кВ Н.Куранах – Лебединный, токовая нагрузка 171 А (43,9 %).

Дополнительно рассмотрен режим при отключенной ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18, при таком режиме максимально загруженной линией электропередачи ЮЯЭР является ВЛ 110 кВ Б.Нимныр – М.Нимныр, токовая нагрузка 185 А (47,4 %). При отключении второй ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 параметры режима вышли за пределы аварийно-допустимых, статическая устойчивость энергосистемы нарушена, режим разошелся.

Таблица 16 – динамика изменения токовой загрузки ЛЭП 110 кВ на транзите 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах

Название	Идоп, А	2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.		
		I_нач, А	I_кон, А	I/I_доп, %												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ПС 110 кВ Угольная отп. - ПС 110 кВ Хатыми	390	69	65	17,7	66	62	16,9	73	70	18,7	67	64	17,2	9	3	2,3
ПС 110 кВ Денисовская отп. - ПС 110 кВ Дежневская отп.	510	105	105	20,6	73	73	14,3	2	2	0,4	86	86	16,9	25	25	4,9
ПС 110 кВ ВГК отп. - ПС 110 кВ Дежневская отп.	510	106	105	20,8	78	75	15,3	63	62	12,4	89	89	17,5	39	40	7,8
ПС 110 кВ Денисовская отп. - ПС 110 кВ Дежневская отп.	510	20	19	3,9	73	73	14,3	145	145	28,4	86	86	16,9	25	25	4,9
Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-110 - ПС 110 кВ Дежневская отп.	510	67	64	13,1	78	75	15,3	92	91	18,0	90	89	17,6	39	40	7,8
ПС 110 кВ Томмотская ДЭС - ПС 110 кВ 24 км	390	4	2	1,0	4	3	1,0	3	2	0,8	4	2	1,0	4	2	1,0
ПС 220 кВ Нижний Куранах 1С-110 кВ - ПС 110 кВ Томмотская ДЭС	390	47	49	12,6	43	44	11,3	42	44	11,3	64	66	16,9	44	46	11,8
ПС 110 кВ Верхний Куранах отп. - ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-110 кВ	510	67	64	13,1	6	4	1,2	23	23	4,5	64	63	12,5	166	165	32,5
ПС 110 кВ Лебединый - ПС 110 кВ Верхний Куранах отп.	510	72	67	14,1	64	59	12,5	61	56	12,0	69	64	13,5	166	166	32,5
ПС 110 кВ Юхта - ПС 110 кВ Лебединый	510	103	101	20,2	108	107	21,2	127	125	24,9	114	113	22,4	15	21	4,1
ПС 110 кВ Большой Нимныр - ПС 110 кВ Юхта	510	114	113	22,4	113	112	22,2	128	127	25,1	115	114	22,5	13	15	2,9

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ПС 110 кВ Малый Нимныр - ПС 110 кВ Хатыми	390	60	63	16,2	58	61	15,6	65	68	17,4	58	61	15,6	ОТКЛ		
ПС 110 кВ Малый Нимныр - ПС 110 кВ Большой Нимныр	510	122	120	23,9	116	113	22,7	130	128	25,5	120	118	23,5	1	8	1,6
ПС 110 кВ Угольная отп. - ПС 110 кВ Инаглинская отп.	510	Отпайка на ПС 110 кВ Инаглинская введена в эксплуатацию в 2016 г.									71	71	13,9	ОТКЛ		
ПС 110 кВ Угольная отп. - ПС 110 кВ Малый Нимныр	510	69	60	13,5	67	60	13,1	74	68	14,5	68	63	13,3	ОТКЛ		
ПС 110 кВ Угольная отп. - ПС 110 кВ Угольная	510	1	1	0,2	1	1	0,2	1	1	0,2	4	4	0,8	ОТКЛ		
ПС 110 кВ Угольная отп. - ПС 110 кВ Угольная	390	1	1	0,3	1	1	0,3	1	1	0,3	6	6	1,5	2	2	0,5
ПС 110 кВ ВГК отп. - Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-110	510	66	66	12,9	78	78	15,3	66	66	12,9	89	89	17,5	39	39	7,6
Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-110 - ПС 110 кВ ВГК	510	9	10	2,0	10	11	2,2	8	8	1,6	12	13	2,5	13	14	2,7
ПС 110 кВ ВГК отп. - ПС 110 кВ ВГК	510	ОТКЛ			ОТКЛ			5	6	1,2	ОТКЛ			ОТКЛ		
ПС 110 кВ Денисовская отп. - ПС 110 кВ Денисовская	510	1	1	0,2	1	1	0,2	ОТКЛ			1	1	0,2	ОТКЛ		
ПС 110 кВ Денисовская отп. - ПС 110 кВ Денисовская	510	1	1	0,2	1	1	0,2	ОТКЛ			1	1	0,2	1	1	0,2
ПС 110 кВ Дежневская отп. - ПС 110 кВ Дежневская	510	3	2	0,6	3	3	0,6	55	55	10,8	3	3	0,6	15	15	2,9
ПС 110 кВ Дежневская отп. - ПС 110 кВ Дежневская	510	3	3	0,6	4	4	0,8	61	61	12,0	4	4	0,8	15	15	2,9
ПС 110 кВ Угольная отп. - ПС 110 кВ Инаглинская отп.	390	Отпайка на ПС 110 кВ Инаглинская введена в эксплуатацию в 2016 г.									71	71	18,2	10	11	2,8

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ПС 110 кВ Верхний Куранах - ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-110 кВ	330	38	38	11,5	77	77	23,3	56	54	17,0	32	31	9,7	51	51	15,5
ПС 110 кВ Инаглинская отп. - ПС 110 кВ Инаглинская	510	Введена в эксплуатацию в 2016 г.									ОТКЛ			ОТКЛ		
ПС 110 кВ Инаглинская отп. - Чульманская ТЭЦ 2СШ-110	510	Отпайка на ПС 110 кВ Инаглинская введена в эксплуатацию в 2016 г.									71	72	14,1	17	18	3,5
ПС 110 кВ Инаглинская отп. - ПС 110 кВ Инаглинская	390	Введена в эксплуатацию в 2016 г.									ОТКЛ			10	10	2,6
ПС 110 кВ Инаглинская отп. - Чульманская ТЭЦ 1СШ-110	510	Отпайка на ПС 110 кВ Инаглинская введена в эксплуатацию в 2016 г.									71	72	14,1	ОТКЛ		
ПС 110 кВ Денисовская отп. - Чульманская ТЭЦ 1СШ-110	510	61	60	12,0	72	72	14,1	ОТКЛ			85	85	16,7	25	26	5,1
ПС 110 кВ Денисовская отп. - Чульманская ТЭЦ 2СШ-110	510	61	60	12,0	72	72	14,1	145	145	28,4	86	86	16,9	25	25	4,9
Чульманская ТЭЦ -Угольная отп. 96	510	73	72	14,3	66	68	13,3	76	74	14,9	Сооружена отпайка на ПС 110 кВ Инаглинская					
Чульманская ТЭЦ -Угольная отп. 97	510	73	72	14,3	98	66	19,2	74	75	14,7						

Таблица 17 – динамика изменения уровня напряжения на шинах 110 кВ ПС на транзите 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах

Контрольная точка	U_ном, кВ	2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.	
		V, кВ	dV, %	V, кВ	dV, %	V, кВ	dV, %	V, кВ	dV, %	V, кВ	dV, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПС 110 кВ Инаглинская отп. 54	110	Введена в эксплуатацию в 2016 г.						123,5	12,27	123,88	12,62
ПС 110 кВ Инаглинская отп. 55	110							123,5	12,27	ОТКЛ	
ПС 110 кВ Инаглинская	110							ОТКЛ		123,83	12,57

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПС 110 кВ ВГК отп. 2	110	121	10	118,24	7,49	121,51	10,46	124,1	12,82	124,3	13
ПС 110 кВ ВГК	110	121	10	118,23	7,49	121,48	10,43	124,04	12,76	124,23	12,93
ПС 110 кВ Денисовская отп. 56	110	121,01	10,01	119,54	8,67	121,66	10,6	123,78	12,52	123,98	12,71
ПС 110 кВ Денисовская отп. 56 (1)	110	121,01	10,01	119,54	8,67	121,6	10,55	123,78	12,52	123,98	12,71
ПС 110 кВ Дежневская отп. 49	110	121	10	119,54	8,68	121,6	10,55	123,81	12,56	124,02	12,74
ПС 110 кВ Дежневская отп. 49 (1)	110	121	10	119,54	8,68	121,63	10,58	123,81	12,56	124,02	12,74
ПС 110 кВ Угольная отп. 97	110	120,94	9,95	119,51	8,65	121,69	10,63	123,49	12,27	123,91	12,65
ПС 110 кВ Угольная отп. 96	110	120,94	9,95	119,51	8,65	121,69	10,63	123,49	12,27	ОТКЛ	
ПС 110 кВ СХК 2С	110	120,74	9,76	119,27	8,42	121,29	10,27	123,8	12,54	124,01	12,73
ПС 110 кВ СХК 1С	110	120,74	9,76	119,26	8,42	121,29	10,27	123,8	12,55	124,01	12,74
ПС 110 кВ ОФ 2С	110	119,39	8,53	118,24	7,49	120,63	9,66	122,83	11,66	123,59	12,36
ПС 110 кВ ОФ 1С	110	119,38	8,53	118,23	7,49	120,63	9,66	122,82	11,65	123,59	12,35
ПС 110 кВ ЗИФ 1С	110	120,02	9,11	117,76	7,05	119,01	8,19	120,27	9,34	122,6	11,45
ПС 110 кВ ЗИФ 2С	110	120,02	9,11	117,76	7,05	119,01	8,19	120,25	9,32	122,58	11,44
ПС 110 кВ Денисовская	110	121,01	10,01	119,54	8,67	ОТКЛ		123,78	12,52	123,98	12,71
ПС 110 кВ Хатыми	110	120,74	9,76	119,31	8,46	121,29	10,26	123,13	11,94	123,97	12,7
ПС 110 кВ Угольная	110	120,94	9,95	119,51	8,65	121,69	10,63	123,49	12,26	123,91	12,64
Чульманская ТЭЦ 1СШ-110	110	121,01	10,01	119,52	5,98	121,77	10,7	123,61	12,37	123,87	12,61
Чульманская ТЭЦ 2СШ-110	110	121,01	10,01	119,52	5,98	121,77	10,7	123,61	12,38	123,87	12,61
Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-110	110	121,01	10,01	119,57	8,7	121,51	10,46	124,1	12,82	124,3	13
Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-110	110	121,01	10,01	119,57	8,7	121,51	10,46	124,1	12,82	124,3	13
ПС 110 кВ 24 км	110	118,66	7,87	116,57	5,97	117,68	6,98	118,26	7,51	121,24	10,22
ПС 110 кВ Верхний Куранах	110	120,04	9,13	117,75	7,05	118,85	8,04	120,06	9,15	122,23	11,12
ПС 110 кВ Дежневская	110	121	10	119,54	8,68	121,61	10,56	123,81	12,55	123,99	12,72
ПС 110 кВ Верхний Куранах отп. 193	110	119,55	8,68	117,74	7,04	118,63	7,84	120	9,09	121,91	10,83

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПС 110 кВ Томмотская ДЭС	110	118,66	7,87	116,58	5,98	117,67	6,97	118,25	7,5	121,24	10,21
ПС 220 кВ Нижний Куранах 1С-110 кВ	110	121,01	10,01	117,79	7,08	119,03	8,21	120,29	9,36	122,61	11,46
ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-110 кВ	110	121,01	10,01	117,79	7,08	119,03	8,21	120,29	9,35	122,61	11,46
ПС 110 кВ Лебединый	110	118,19	7,45	116,29	5,71	117,52	6,84	119,04	8,22	119,56	8,69
ПС 110 кВ Юхта	110	118,9	8,09	117,22	6,57	118,73	7,93	120,26	9,33	119,75	8,86
ПС 110 кВ Большой Нимныр	110	119,32	8,47	117,73	7,03	119,33	8,48	120,89	9,9	119,78	8,89
ПС 110 кВ Малый Нимныр	110	120,37	9,43	118,87	8,06	120,7	9,73	122,35	11,23	119,89	8,99

* - цветом выделено отклонение уровня напряжения более чем на 10 % относительно номинального.

Выводы:

– Анализ статистических данных нагрузок ПС 110 кВ показал, что на протяжении последних 5 лет значительных изменений уровня потребления активной и реактивной мощности не зафиксировано. На ПС 110 кВ ОФ наблюдается снижение активной составляющей мощности нагрузки, на ПС 110 кВ Лебединный в 2017 г., по отношению к 2016 г., наблюдается прирост активной мощности нагрузки, на ПС 110 кВ ТДЭС в 2016 г. зафиксировано увеличение активной мощности нагрузки.

– Наблюдается рост уровня потерь в электрических сетях 110 кВ на транзите Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах.

– Анализ загрузки ЛЭП 110 кВ выявил, что ВЛ 110 кВ на транзите 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах малозагружены, в среднем на 10,9 %.

– Анализ динамики изменения уровня напряжения на шинах 110 кВ ПС на транзите 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах выявил, что на протяжении последних пяти лет наблюдается тенденция завышения уровней напряжения на шинах 110 кВ ПС, входящих в транзит. Так в день зимнего контрольного замера 2017 г. отклонение уровня напряжения не превысило порог в 10 % лишь в 4 контрольных пунктах. Средняя величина отклонения уровня напряжения составила 9,92 % относительно номинального.

– Анализ нормального и послеаварийных режимов выявил, что «слабым местом» на транзите 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Н.Куранах является участок электрической сети 110 кВ от ПС 220 кВ Н.Куранах до ПС 110 М. Нимныр, который нуждается в усилении.

1.6. Перспективы развития электрических сетей ЮЯЭР классом напряжения 110 – 220 кВ.

Перспективный баланс мощности Южно-Якутского энергорайона приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Баланс мощности Южно-Якутского энергорайона, МВт

Южно-Якутский энергорайон	Год					
	2017 отчёт	2018	2019	2020	2021	2022
Потребность	316,0	341,9	361,1	361,8	362,8	372,5
Резерв мощности	70	210	210	210	210	210
ИТОГО спрос на мощность	385,5	551,9	571,1	571,8	572,8	582,5
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0
ТЭС	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0
Нерюнгринская ГРЭС	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0
Чульманская ТЭЦ	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0
Располагаемая мощность (на час про- хождения максимума нагрузки), в т.ч.:	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0
ТЭС	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0
Нерюнгринская ГРЭС	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0
Чульманская ТЭЦ	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0
ИЗЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	232,5	66,1	46,9	46,2	45,2	35,5

Баланс мощности Южно-Якутского энергорайона в рассматриваемый период до 2022 года складывается избыточным. Величина избытка на 2022 год составляет 35,5 МВт.

Баланс электроэнергии Южно-Якутского энергорайона приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Баланс электроэнергии Южно-Якутского энергорайона, млн кВт.ч

Южно-Якутский энергорайон	Год					
	2017 отчёт	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление электрической энергии	1935	2130	2242	2311	2354	2415
ИТОГО потребность	1935	2130	2242	2311	2354	2415
Производство электрической энергии	1935	3708	3708	3708	3708	3708
ТЭС	1935	3708	3708	3708	3708	3708
Нерюнгринская ГРЭС		3420	3420	3420	3420	3420
Чульманская ТЭЦ		288	288	288	288	288
Число часов использования установлен- ной мощности ТЭС	3131	6000	6000	6000	6000	6000
ИЗЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	0	1578	1466	1397	1354	1293

Баланс электроэнергии Южно-Якутского энергорайона в рассматриваемый период до 2022 года складывается избыточным. Величина избытка на 2022 год составляет 1293 млн кВт.ч. Передача избытков электроэнергии из Южно-Якутского энергорайона предусматривается в Западный и Центральный энерго-

районы (в случае возникновения дефицита в указанных энергорайонах) и в ОЭС Востока.

Определение развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше

При составлении перечня вводимых и реконструируемых электросетевых объектов 110 кВ и выше на территории Республики Саха (Якутия) в период 2018-2022 годы были учтены следующие документы:

Схема и программа развития ЕЭС России на 2017-2023 годы, утвержденная приказом Минэнерго России №143 от 01.03.2017 г.;

Проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2018-2024 годы;

Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям (ТУ на ТП) ПАО «Якутскэнерго», АО «ДРСК», ПАО «ФСК ЕЭС», АО «ДВЭУК».

Таблица 20 – Перечень новых и реконструируемых электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше на период 2018-2022 годов

№ п/п	Наименование объекта	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
1	2	3	4	5
2	ПС 110 Тимир (Таежный ГОК) с ВЛ 110 кВ Малый Нимыр – Тимир	16 МВА 6,176 км	2018	ТУ на ТП
3	Строительство ПС 220 кВ Томмот трансформаторной мощностью 126 МВА (2х63 МВА) и мощностью средств компенсации реактивной мощности 100 Мвар (1хУШР-100 Мвар)	2х63 МВА 2х16 МВА УШР 100 Мвар	2018	СиПР ЕЭС России 2018-2024 годы
4	Сооружение ПС 110 кВ КС-4 с двумя ВЛ 110 кВ НПС-18 – КС-4	2х10 МВА 2х7 км	2018	
5	Сооружение ПС 110 кВ Комсомольская. Сооружение двух одноцепных ответвительных ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками	2х16 МВА	2018	
5	Реконструкция ПС 110 кВ Дежневская с заменой двух трансформаторов мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора мощностью не менее 25 МВА каждый	2х25МВА	2019	ТУ на ТП

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	
6	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь №1 и №2 ориентировочной протяженностью 544 км (2х272 км)	2х272 км 100 Мвар	2018 2020	СиПР ЕЭС России 2018-2024 годы	
7	Строительство ПС 220 кВ Эльгауголь трансформаторной мощностью 250 МВА (2х125 МВА) и мощностью средств компенсации реактивной мощности 150 Мвар (2хШР-25 Мвар, 4хБСК-25 Мвар)	2х125 МВА 2хШР 25 Мвар 4хБСК 25 Мвар	2018 2020 2022		
8	Строительство ПП 220 кВ Амга	-	2019		
9	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-16 в РУ 220 кВ ПП 220 кВ Амга ориентировочной протяженностью 14 км (2х7 км)	2х7 км			
10	Строительство ПС 220 кВ КС-3 трансформаторной мощностью 20 МВА (2х10 МВА)	2х10 МВА	2019		
11	Строительство двух шинопроводов до ПП 220 кВ Амга ориентировочной протяженностью 0,6 км (2х0,3 км)	2х0,3 км			
12	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-19 с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА до 80 МВА	2х40 МВА	2019		
13	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-19 – Томмот (№ 3) ориентировочной протяженностью 337 км	337 км	2019		
14	Реконструкция ПС 220 кВ Нижний Куранах с заменой двух трансформаторов 35/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора мощностью 16 МВА (увеличение трансформаторной мощности на 12 МВА)	2х16 МВА	2019		
15	Строительство ПП 220 кВ Нагорный	-	2020		
16	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь в ПП 220 кВ Нагорный протяженностью 17,6 км (2х8,8 км)	2х8,8 км			
17	Строительство ПС 220 кВ КС-5 трансформаторной мощностью 20 МВА (2х10 МВА)	2х10 МВА	2020		СиПР ЕЭС России 2018-2024 годы

Основное развитие электросетевого комплекса Республики Саха (Якутия) связано с вводом объектов ГТС «Сила Сибири» и с увеличением мощности нагрузки объектами ВСТО.

Наиболее эффективным вариантом развития электрической сети является развитие с переводом электрических сетей на платформу активно – адаптивных. Поскольку интеллектуализация электрических сетей – является комплексной задачей и требует значительных капиталовложений, перевод электрических сетей ЮЯЭР на платформу активно-адаптивных необходимо осуществлять поэтапно. Однако, для перевода необходимо выбрать технологии ИЭС ААС и подготовить сеть к переводу.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ПЕРЕВОД ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА АКТИВНО – АДАПТИВНЫЕ

2.1. Smart Grid как концепция инновационного развития электроэнергетики.

В последнее время в России наблюдается возрастающий интерес к интенсивно развивающемуся в последнее десятилетие во всем мире направлению научно-технологического инновационного преобразования электроэнергетики на базе новой концепции, получившей за рубежом, ставшее уже практически общепринятым, название Smart Grid, интерпретированное в различных переводах, в основном, как – «интеллектуальная (умная) сеть (энергосистема). Основными идеологами разработки такой концепции выступили США и страны Европейского Союза (ЕС), принявшие ее как основу своей национальной политики энергетического и инновационного развития. В последующем концепция Smart Grid получила признание и развитие практически во всех крупных индустриально развитых и динамично развивающихся странах, где развернут широкий спектр деятельности в этом направлении. Как отмечалось нами, наиболее масштабные программы и проекты разработаны и реализуются в США и странах Евросоюза, Канаде, Австралии, Китае и Корее: так, например, в США такая программа имеет статус национальной и осуществляется при прямой поддержке политического руководства страны, а в странах Европейского Союза для координации работ и выработки единой стратегии развития электроэнергетики в 2004 году создана технологическая платформа Smart Grids – «Европейская энергетическая система будущего», конечной целью которой является разработка и реализация программы развития Европейской энергетической системы до 2020 года и далее.

В то же время, однозначная и общепринятая интерпретация термина и даже однозначное понятие Smart Grid пока еще не выработано. В различных публикациях Smart Grid трактуется несколько по-разному, отражая, в первую очередь, взгляды и позиции основных заинтересованных и участвующих в раз-

витии этого направления сторон в соответствии с их интересами. Так государственные структуры в большинстве стран рассматривают Smart Grid как идеологию национальных программ развития электроэнергетики, производители оборудования и технологий – как перспективную «нишу» развития бизнеса, энергетические компании – как базу обеспечения их устойчивого развития, основанного на инновациях и т.д.

Принимая во внимание темпы и масштабы развития технологий Smart Grid за рубежом и объемы задействованных ресурсов, вполне очевидно, что Россия не может быть не вовлечена в этот процесс, хотя бы потому, что, как показано далее, в обозримом будущем на российском технологическом рынке будут представлены принципиально новые технологии и оборудование. Внедрение новых технических решений, заменяющих внедряемые в настоящее время технологии, может вызвать существенные проблемы, обусловленные совместимостью нового и применяемого оборудования и технологий, затратами на обслуживание и эксплуатацию и т.д. Об этом также свидетельствует все более возрастающая активность крупных компаний-производителей оборудования и технологий в нашей стране, направленная на создание в России соответствующего сегмента технологического рынка

В то же время, наметившееся в стране в последнее время обсуждение этого вопроса, на наш взгляд, преимущественно фокусируется на технических и технологических аспектах концепции и уже предлагаемых под этим «флагом» решениях. Нисколько не умаляя их прогрессивности, инновационности, достоинств и ожидаемых преимуществ, более того, полностью поддерживая инициативы всех сторон в этом направлении, хотелось бы обратить внимание на то, что, как показывает проведенный нами анализ, Smart Grid рассматривается за рубежом, прежде всего, как концепция инновационного преобразования электроэнергетики на основе целостной системы видения ее роли и места в современном и будущем обществе, определяющем требования к ней, подходов к обеспечению этих требований, принципов и способов осуществления и необходимого технологического базиса для реализации, в которой новым технологиям

и устройствам отводится роль одного из основных способов и инструментов его осуществления. Именно цели и задачи рассматриваемых преобразований определяют, как показано далее, собственно назначение и конкретные функции, а также характеристики развиваемых технологий.

Один из главных, на наш взгляд, выводов проведенного нами анализа многочисленных опубликованных материалов по этому вопросу, состоит в том, что за рубежом Smart Grid прежде всего – это концепция инновационного преобразования электроэнергетики в целом, а не отдельных ее функциональных или технологических сегментов, поскольку именно пересмотр ряда существующих базовых принципов, целей и задач развития электроэнергетики и вытекающие из этого масштабы и характер задач, а также прогнозируемые социальные, экономические, научно-технические, экологические и другие эффекты от их реализации обуславливают то значительное внимание, которое уделяется в мире этому направлению.

Прежде всего, следует отметить, что концепция Smart Grid базируется на достаточно глубоком анализе тенденций развития общества, оценке современных и прогнозируемых вызовов и угроз, формирующихся и ожидаемых запросов, мотивации и характера поведения как потребителей, так и других заинтересованных сторон, обусловленных в т.ч. направлениями общего социально-экономического, технического и технологического развития, оказывающими влияние на формируемыми ими требования к энергетике.

В основу концепции положена разработанная целостная и всесторонне согласованная в обществе система взглядов (видения) на роль и место электроэнергетики в современном и будущем, целей и требований к ее развитию, подходов к их осуществления, принципов и способов реализации и создания необходимого технологического базиса. Наиболее отчетливо и полно это сформулировано в основополагающих материалах, представленных государственными структурами ЕС и США [2-8].

Исходя из этого, представляется достаточно важным выявление и понимание основных положений развиваемой за рубежом концепции, начиная от

причин ее возникновения и идентификации проблем, принятых подходов к их решению до выработанных принципов, методов и механизмов реализации. Задача проведенного нами анализа состояла в попытке выявления, систематизации и обобщения этих ключевых положений концепции Smart Grid с целью выработки общих рекомендаций по возможным подходам к развитию ее в России.

Причины возникновения новой концепции связаны, в первую очередь, с тем, что последние десятилетия прогнозируемое развитие во всем мире характеризуется возникновением целого ряда факторов, определяющих необходимость кардинальных преобразований в электроэнергетике:

Факторы технологического прогресса:

- общая тенденция к повышению уровня автоматизации процессов;
- появление и развитие новых технологий, устройств и материалов, в том числе и в других отраслях, потенциально применимых в сфере электроэнергетического производства, и, в первую очередь, нарастающие темпы и масштабы развития компьютерных и информационных технологий;
- интенсивный рост количества малых генерирующих (в первую очередь, возобновляемых) источников энергии в мире;

Факторы роста требований потребителей:

- повышение требований к набору и качеству услуг;
- ожидание снижения ценовых параметров услуг отрасли;
- требования к информационной прозрачности системы взаимоотношений;

Факторы снижения надежности:

- нарастающий уровень износа оборудования;
- необходимость массовых инвестиций в реновацию основных фондов;
- снижение общего уровня надежности энергоснабжения;
- высокий уровень потерь при преобразовании, передаче и распределении энергии;

Факторы изменения рынка:

- изменение внутренних условий функционирования электроэнергетических рынков;
- экономическая нестабильность;
- реформирование организации функционирования электроэнергетики в большинстве стран;
- развитие рынка квот на экологически опасные выбросы;

Факторы повышения требований в сфере энергоэффективности и экологической безопасности:

- необходимость снижения воздействия на окружающую среду;
- необходимость увеличения энергоэффективности и снижения общего уровня потребления в силу прогнозируемых ресурсных и экологических ограничений.

Исходя из этого, за рубежом был проведен глубокий анализ возможных путей развития электроэнергетики, результаты которого показали наличие серьезных ограничений возможностей развития отрасли, в рамках прежней экстенсивной концепции, основанной преимущественно на улучшении отдельных видов оборудования и технологий, обладающих даже более совершенными по сравнению с достигнутыми на сегодня функциями и характеристиками.

В качестве наиболее значимых факторов рассматривались:

- ограниченность возможности дальнейшего наращивания, как объемов, так и повышения эффективности генерирующих мощностей, в т.ч. и в силу исчерпаемости в долгосрочной перспективе не возобновляемых видов топлива, а также и появления существенных экологических ограничений, сдерживание развития сетевой инфраструктуры, в первую очередь, в районах с высокой плотностью населения, все более возрастающими техногенными и инфраструктурными рисками развития;
- низкий потенциал повышения эффективности использования ресурсов: существующая технологическая база энергетики практически исчерпала возможности повышения производительности оборудования;

– ограниченность инвестиционных ресурсов для строительства новых энергетических объектов и развития сетевой инфраструктуры.

Результаты исследований за рубежом показали, что учет всех факторов развития электроэнергетики в будущем требует изменения принципов и механизмов ее функционирования, способных обеспечить общественное развитие, прорывное повышение потребительских свойств и эффективности использования энергии. Это решение потребовало разработки новой концепции инновационного развития электроэнергетики, которая, с одной стороны, соответствовала бы современным взглядам, целям и ценностям социального и общественного развития, формирующимся и ожидаемыми потребностями людей и общества в целом, а, с другой, максимально учитывала основные тенденции и направления научно-технического прогресса во всех отраслях, сферах жизни и деятельности общества. Такой концепцией и стала Smart Grid.

Следует отметить, что публично представленные на сегодня разработанные подходы и варианты концепции не воспринимаются как нечто законченное и нормативно зафиксированное - их развитие, конкретизация и апробация ставится за рубежом и в России как одна из основных задач.

В рамках развиваемой концепции нашли отражение и интегрированы большинство современных и развиваемых как самостоятельные научно-технических, методологических, управленческих и технологических направлений. Этот факт обуславливает, с одной стороны, как масштабность и сложность проблемы, так и позиционирование ее, в первую очередь, как системной задачи, включая необходимость разработки и применения новых методов планирования, организации и менеджмента такого рода работ; что само по себе может представлять интерес при разработке подобных национальных стратегий, программ и проектов. Исходя из этого, становится вполне объяснимой взятая на себя в США и ЕС, ведущая идеологическая, концептуальная, ресурсная и организационная роль государства в развитии этого направления .

Проведенный анализ позволил сформулировать следующие исходные положения, принятые при разработке и развитию концепции Smart Grid:

1. Концепция Smart Grid предполагает системное преобразование электроэнергетики (энергосистемы) и затрагивает все ее основные элементы: генерацию, передачу и распределение (включая и коммунальную сферу), сбыт и диспетчеризацию;

2. Энергетическая система рассматривается в будущем как подобная сети Интернет инфраструктура, предназначенная для поддержки энергетических, информационных, экономических и финансовых взаимоотношений между всеми субъектами энергетического рынка и другими заинтересованными сторонами;

3. Развитие электроэнергетики должно быть направлено на развитие существующих и создание новых функциональных свойств энергосистемы и ее элементов, обеспечивающих в наибольшей степени достижение ключевых ценностей новой электроэнергетики, выработанных в результате совместного видения всеми заинтересованными сторонами целей и путей ее развития;

4. Электрическая сеть (все ее элементы) рассматривается как основной объект формирования нового технологического базиса, дающего возможность существенного улучшения достигнутых и создания новых функциональных свойств энергосистемы;

5. Разработка концепции комплексно охватывает все основные направления развития: от исследований до практического применения и тиражирования и должна вестись на научном, нормативно-правовом, технологическом, техническом, организационном, управленческом и информационном уровнях.

6. Реализация концепции носит инновационный характер и дает толчок к переходу к новому технологическому укладу в электроэнергетике и в экономике в целом.

Методология разработки концепции Smart Grid основана на принципах стратегического управления, базовым элементом которого является разработка стратегического видения, представляющего собой систему взглядов на состояние объекта в будущем. Формирование стратегического видения, как правило, осуществляется исходя из требований и интересов широкого круга заинтересо-

ванных сторон в развитии экономических систем (компаний, отраслей, государств и т.д.), и создает согласованную базу для выбора направлений этого развития, определения конкретных целей и задач с последующей разработкой стратегии их достижения и решения.

Данный подход направлен на обеспечение устойчивого развития отрасли, при котором преобразования в ней в первую очередь должны рассматриваться с позиций создания выгод для заинтересованных сторон, что позволяет обеспечить их поддержку и большую вовлеченность в реализацию преобразований, позволяя достигать компромисса между их разнонаправленными интересами. Ключевая роль среди заинтересованных сторон в этом случае принадлежит потребителю, обеспечивающему в конечном счете, оплачиваемый им спрос на продукцию и услуги электроэнергетики. Требования других заинтересованных сторон преимущественно достигаются за счет создания ценности для потребителя, которую формирует не собственно продукт или услуга, а полезный эффект, получаемый от их применения.

Такой клиентоориентированный подход позволяет обеспечить снижение рисков неадекватного выбора целей и стратегий при осуществлении инновационных преобразований, повысить степень доверия заинтересованных сторон. Под клиентоориентированностью здесь понимается инструмент обеспечения устойчивости предприятий отрасли в долгосрочной перспективе, основанный на выявлении требований и создании ценности для конечного потребителя. Развитие и реализация такого клиентоориентированного подхода представляется особенно актуальной в складывающихся на сегодняшний день в отечественной электроэнергетике условиях, когда крупные промышленные потребители являются одновременно собственниками ряда ее предприятий, принимающими решения, связанные с их перспективным развитием.

Таким образом, начальной точкой разработки концепции Smart Grid в большинстве индустриально развитых стран стало формирование четкого стратегического видения целей и задач развития электроэнергетики, отвечающей будущим требованиям общества и всех заинтересованных сторон: государства,

науки, экономики, бизнеса, потребителей и других институтов. Разработка стратегического видения исходила из следующего базового положения: «Осуществить прорыв в энергетической системе (энергетике) посредством интеграции технологий 21 века, чтобы достичь плавного перехода на новые технологии в генерации, передаче и потреблении электрической энергии, которые обеспечат выгоды для государства и общества в целом» [2].

В основу его реализации были положены следующие принципиальные позиции:

1. Энергетика является инфраструктурной базой развития экономики, в котором заинтересованы все институты: государство, бизнес, наука, население и др. Товары и услуги, производимые в отрасли, имеют высокий уровень общественной значимости и практически не имеют заменителей.

2. Оптимизация качества и эффективности использования всех видов ресурсов (топливных, технических, управленческих, информационных и др.) и энергетических активов.

3. В современном и будущем обществе энергия рассматривается как источник (инструмент или средство), обеспечивающий получение человеком и обществом определенных потребительских ценностей: жизненных благ, уровня комфорта и т.п.

4. Определяя для себя с учетом своих возможностей такой набор, уровень и характеристики этих ценностей, потребитель(покупатель) не должен получать ограничения со стороны энергетики, выбирая, где ему жить, какими приборами и услугами пользоваться, осуществлять свою деятельность и т.п.

5. Удовлетворение потребности в электрической энергии общества 21-го века должно осуществляться при одновременном существенном снижении давления на экологию планеты.

Исходя из этого, концепция Smart Grid, представляет собой совокупность принципов, ключевых ценностей и характеристик энергетической системы будущего и основных элементов базиса для их реализации которые схематически показаны на рисунке 11.

В рамках развиваемой концепции Smart Grid разнообразие требований всех заинтересованных сторон (государства, потребителей, регуляторов, энергетических компаний, компаний, сбытовых и коммунальных организаций, собственников, производителей оборудования и др.) сведено к группе так называемых **ключевых требований (ценностей)** новой электроэнергетики, сформулированных как:



Рисунок 11 – Структура концепции Smart Grid

доступность – обеспечение потребителей энергией без ограничений в зависимости от того, когда и где она им необходима, и в зависимости от оплачиваемого качества;

надежность – возможность противостояния физическим и информационным негативным воздействиям без тотальных отключений или высоких затрат на восстановительные работы, максимально быстрое восстановление (самовосстановление);

экономичность – оптимизация тарифов на электрическую энергию для потребителей и снижение общесистемных затрат;

эффективность – максимизация эффективности использования всех видов ресурсов и технологий при производстве, передаче, распределении и потреблении электроэнергии;

органичность взаимодействия с окружающей средой - максимально возможное снижение негативных экологических воздействий

безопасность – не допущение ситуаций в электроэнергетике, опасных для людей и окружающей среды.

Принципиально новым здесь является то, что все выдвинутые ключевые требования (ценности) предполагается рассматривать как равноправные, и степень их приоритетности, уровня и соотношения не являются общими, нормативно зафиксированными для всех, а могут определяться и осуществляться для каждого рассматриваемого субъекта энергетических отношений (энергокомпания, регион, город, домохозяйство и т.п.) по существу индивидуально.

В такой постановке задача развития энергетики из преимущественно балансовой трансформируется в задачу создания, развития и предоставления потребителю и обществу в целом, своего рода, «меню» энергетических возможностей.

Реализация вышеизложенных ключевых требований (ценностей) в концепции Smart Grid основывается на следующих базовых подходах:

а) **Ориентация на требования заинтересованных сторон и клиенто-ориентированность.** Выработка и принятие решений по развитию и функционированию электроэнергетики осуществляется, как уже отмечалось, на основе баланса требований всех заинтересованных сторон с учетом ожидаемых ими выгод и затрат, где потребителю отведена ключевая роль активного участника и субъекта принятия решений путем самостоятельного формирования своих требований к объему получаемой энергии, качеству и характеру ее потребительских свойств и энергетических услуг.

Таким образом, концепция Smart Grid предполагает переход к активному потребителю – по сути потребитель становится, с одной стороны, активным субъектом выработки и принятия решений по развитию и функционированию

энергосистемы, а с другой- объектом управления ,обеспечивающим наряду с другими реализацию ключевых требований

б) **Возрастание роли управления** как основного фактора развития и способа обеспечения формируемых требований (ценностей) с соответствующим повышением управляемости как отдельных элементов, так и энергосистемы в целом.

Возрастание роли управления рассматривается как альтернатива обеспечению требований и функций к электроэнергетике за счет наращивания мощностей и связей (сетей) и развития не столько через улучшение их традиционных физических, энергетических и технологических характеристик, сколько путем широкой (глубокой) адаптации, использования и внедрения в энергетике решений и инноваций в других отраслях и сегментах, и, в первую очередь, информационно-коммуникационных и компьютерных технологиях.

Следует не отметить, что именно такой подход был положен в свое время в отечественной энергетике в основу решения проблемы повышения надежности (устойчивости) Единой энергетической системы и создания, уникальных до настоящего времени систем противоаварийного управления.

с) **Информация** выступает как главное средство осуществления эффективного управления. При этом представляется принципиально важным подчеркнуть, что управленческие и информационные связи при этом превращаются в системообразующий фактор, обеспечивающий переход к новому качеству: от энергетической к энергоинформационной системе.

Реализация ключевых требования (ценностей) на основе рассмотренных базовых подходов, по мнению идеологов концепции Smart Grid, могут быть обеспечены как путем развития традиционных, так и создания новых функциональных свойств или принципиальных характеристик энергосистемы и ее элементов. В рамках концепции Smart Grid для достижения ключевых требований (ценностей) предполагается развитие следующих функциональных характеристик:

а) **Самовосстановление при аварийных возмущениях:** энергосистема и ее элементы должны постоянно поддерживать свое техническое состояние на требуемом уровне путем идентификации, анализа и перехода от управления по факту возмущения к предупреждению аварийного повреждения.

Самовосстанавливающаяся энергосистема должна максимально возможно минимизировать сбои (возмущения) с помощью разветвленных систем сбора данных, и «умных» устройств (digital devices) - реализующих специальные методы и алгоритмы поддержки и принятия решений, основанные, в первую очередь, на распределенных принципах управления.

б) **Мотивация активного поведения конечного потребителя:** обеспечение возможности самостоятельного изменения потребителями объема и потребительских характеристик (уровня надежности, качества и т.п.) получаемой энергии на основании баланса своих потребностей и возможностей энергосистемы с использованием информации о характеристиках цен, объемов, надежности, качестве и др.

Посредством онлайн-приложений, предоставляемых коммунальными службами, потребитель может следить за своим потреблением электроэнергии и регулировать его, основываясь на цене, которая может возрастать во время пиковых нагрузок. Программы управления потреблением будут обеспечивать потребителям возможность управления своими затратами на электроэнергию. Возможность снизить или поднять пиковое потребление также позволит коммунальным службам минимизировать капиталовложения и эксплуатационные расходы, что одновременно снизит нагрузку на окружающую среду, снизив потери в линиях и уменьшив использование неэффективных пиковых электростанций.

с) **Сопротивление негативным влияниям:** наличие специальных методов обеспечения устойчивости и живучести, снижающих физическую и информационную уязвимость всех составляющих энергосистемы и способствующих как предотвращению, так и быстрому восстановлению ее после аварий в соответствии с требованиями энергетической безопасности.

С точки зрения безопасности энергосистема на базе концепции Smart Grid должна будет давать гибкий и адекватный ответ на любые несанкционированные вмешательства извне, особенно на целевые, хорошо оснащенные и скоординированные атаки. Алгоритмы системы защиты Smart Grid будут содержать элементы сдерживания, предотвращения, обнаружения, ответа и смягчения для минимизации последствий нападения на сеть и ее влияния на экономику в целом. Такая малая восприимчивость и гибкость сети, сделают её трудной мишенью для террористов.

d) **Обеспечение надежности и качества электроэнергии** путем перехода от системно-ориентированного подхода (System-based approach) к обеспечению этих свойств к клиентоориентированному (Customer-based), и поддержанию различных уровней надежности и качества энергии в различных ценовых сегментах.

e) **Многообразие типов электростанций и систем аккумулирования электроэнергии (распределенная генерация)**: оптимальная интеграция электростанций и систем аккумулирования электроэнергии различных типов и мощностей путем подключения их к энергосистеме по стандартизованным процедурам технического присоединения и переход к созданию «микрэнергосистем» (Microgrid) на стороне конечных пользователей.

Усовершенствованные стандарты технического присоединения позволят подключать к системе электрогенерирующие источники на любом уровне напряжения, что станет дополнительным стимулом для развития распределенных источников энергии.

Для потребителей, принимающих решения в отношении использования услуг энергоснабжающих организаций, и руководствующихся критерием эффективности и полезности должны быть созданы все условия для создания собственных генерирующих и аккумулирующих мощностей, в первую очередь, экологически-чистых источников энергии, такие как ветровые, био- и солнечные электростанции, которые рассматриваются как ключевые в развитии энергетики будущего.

f) **Расширение рынков мощности и энергии до конечного потребителя:** открытый доступ на рынки электроэнергии активного потребителя и распределенной генерации, способствующий повышению результативности и эффективности розничного рынка.

Энергосистема на базе концепции Smart Grid предоставит большие возможности по выходу на рынок, как потребителей, так и производителей за счет увеличения пропускной способности магистральных сетей, проведения инициатив по коллективному управлению потреблением, расположению распределенных источников энергии в распределительных сетях, ближе к потребителям. При этом, изменение статуса потребителя как участника рыночных отношений, обусловленное возможностью создания им собственных источников энергоснабжения, направлено на развитие в электроэнергетике конкурентной среды, стимулирование предприятий отрасли к изменению подходов и бизнес-моделей, длительное время применяемых ими, но не достаточно эффективных в современных условиях.

g) **Оптимизация управления активами:** переход к удаленному мониторингу производственных активов в режиме реального времени, интегрированному в корпоративные системы управления, для повышения эффективности оптимизации режимов работы и совершенствования процессов эксплуатации, ремонтов и замены оборудования по его состоянию, и, как следствие, обеспечение снижения общесистемных затрат

Ожидается, что именно развитие и осуществление этих функциональных свойств позволит существенно повысить эффективность электроэнергетики и обеспечить ожидаемые выгоды для всех заинтересованных сторон. Так по оценкам, проведенным в США, укрупнено основные эффекты оцениваются следующим образом (таблица 12):

Таблица 12 - Оценка эффектов от реализации функциональных свойств Smart Grid

Энергосистема сегодня	Источник эффекта	Энергосистема на базе концепции Smart Grid
Менее 13%	Доля используемых возобновляемых источников энергии	Более 30%
Менее 1%	Уровень использования генерации потребителей	Более 10%
50%	Уровень использования активов магистральных сетей	80%
30%	Уровень использования активов распределительных сетей	80%
47%	Уровень участия потребителя	90%

По оценкам, приведенным The National Energy Technology Laboratory (USA), реализация концепции позволит получить широкий спектр эффектов в области надежности и безопасности функционирования сетей, качества электроэнергии, эффективности и улучшения окружающей среды [2]. Развитие энергетики на базе концепции Smart Grid, подобно инвестициям в повышение качества жизни, согласно данным EPRI, является существенно эффективным: соотношение затраты-выгоды оценивается как 4 к 1 [7]. При этом отмечается что это достаточно консервативная оценка, и при учете всех факторов, включая национальную и экономическую безопасность страны, это соотношение может еще более возрасти.

Принципиально важно отметить, что эти эффекты рассматриваются как результаты комплексной реализации охарактеризованных выше функциональных свойств и зависят от степени и уровня развития каждого из них в отдельности.

Реализация выдвинутых ключевых требований (ценностей) и осуществление функциональных свойств (принципиальных характеристик) рассматриваются в рамках концепции Smart Grid с позиций идентификации обеспечивающих их ключевых (базовых) технологических областей и технологий или технологического базиса, требующих соответствующего инновационного развития. Под технологическим базисом здесь понимается совокупность технологий,

позволяющих обеспечивать согласованную структуру промежуточных и конечных продуктов и услуг на определенном этапе развития отрасли.

В концепции Smart Grid при формировании технологического базиса были использованы следующие положения

– отдельные компоненты, технологии и устройства рассматриваются как комплекс (система) взаимодействующих элементов, обеспечивающих требуемые (в рассмотренном выше контексте) функциональные свойства, выбор, характер и объем которых, в свою очередь определяется пользователем.

– принимая во внимание новизну выдвигаемых положений, факторов и условий и вполне осознаваемую неопределенность результатов, в рамках концепции Smart Grid рассматривается как необходимый вопрос обеспечения технологической преемственности перехода от существующей технологической базы энергетики к новой с минимально возможными издержками (что для России вдвойне актуально, учитывая крайне важную проблему ускоренного сокращения и преодоления растущего технологического разрыва с ведущими индустриальными странами).

В США и Европейском Союзе решение этих проблем предполагается путем создания некоего нормативного поля (пространства), формируемого в виде широкой системы стандартов требований к функциям, элементам, устройствам, системе взаимодействий и т.д. (так, например, в США планируется разработка более 100 видов стандартов), в рамках которых разработчикам и производителям предоставлено право и возможность создания предложения, а пользователям (энергетическим компаниям и потребителям) – формирование «своей» Smart Grid, как _____они это для себя видят (принцип или эффект паззла).

С целью создания нового, инновационного технологического базиса энергетики были сформированы пять групп ключевых технологических областей, обеспечивающих, прорывной характер:

– *измерительные приборы и устройства, включающие, в первую очередь, smart счетчики и smart-датчики;*

- **усовершенствованные методы управления:** распределенные интеллектуальные системы управления и аналитические инструменты для поддержки коммуникаций на уровне объектов энергосистемы, работающие в режиме реального времени позволяющие реализовать новые алгоритмы и методики управления энергосистемой, включая управление её активными элементами

- **усовершенствованные технологии и компоненты электрической сети:** гибкие передачи переменного тока FACTS, постоянный ток, сверхпроводящие кабели, полупроводниковая, силовая электроника, накопители и пр.

- **интегрированные интерфейсы и методы поддержки принятия решений,** управление спросом, распределенная система мониторинга и контроля (DMCS), распределенная система текущего контроля за генерацией (DGMS), автоматическая система измерения протекающих процессов (AMOS), и т.д., а также новые методы планирования и проектирования как развития, так и функционирования энергосистемы и ее элементов

- **интегрированные коммуникации,** которые позволяют элементам первых четырех групп обеспечивать взаимосвязь и взаимодействие друг с другом, что и представляет, по существу, Smart Grid как технологическую систему.

Реализация концепции Smart Grid на основе нового базиса должна обеспечить следующие основные принципиальные технологические изменения в электроэнергетике по сравнению с традиционной энергосистемой:

- переход от централизованных генерации и распределения к распределенным, с возможностью обеспечения управления генерацией и топологией сети в любой точке, включая и потребителя;

- переход от централизованного прогнозирования спроса к активному потребителю, который становится элементом и субъектом системы управления;

- переход от жесткого диспетчерского регулирования (управления) к другому уровню - координации работы всех субъектов сети;

- переход на Smart-технологии контроля, учета и диагностики активов, позволяющие обеспечить процесс самовосстановления и самолечения активов, а также обеспечивать их эффективное функционирование и эксплуатацию;

- создание высокопроизводительной информационно-вычислительной инфраструктуры как основного элемента энергетической системы;
- создание предпосылок для широкого внедрения нового технологического оборудования, повышающего маневренность и управляемость, гибких связей, передач и вставок постоянного тока, накопителей энергии, сверхпроводимости и т.п.
- переход к распределенным интеллектуальным системам управления и аналитическим инструментам для поддержки выработки и реализации решений, работающих в режиме реального времени;
- создание операционных приложений нового поколения (SCADA/EMS/NMS - системы), позволяющих реализовать новые алгоритмы и методы управления энергосистемой, включая и ее новые активные элементы.

Анализ совокупности рассмотренных положений и принципов концепции Smart Grid показывает, что уровень поставленных вопросов и решаемых задач затрагивает различные сферы развития не только электроэнергетики, но и целого ряда других отраслей. Инновационные технологии, необходимые для реализации новой концепции, требуют организации проведения серьезных научных исследований и разработок не только в области энергетики, но и в областях, связанных с развитием информационных технологий, новых усовершенствованных материалов и компонентов и др. Тематика и объемы научных исследований и разработок, в которых задействованы как ведущие мировые научные центры, так и интеллектуальные ресурсы крупнейших корпораций является этому достаточно ярким подтверждением.

2.2. Технологии, позволяющие реализовать концепцию Smart Grid.

В данном разделе детально рассмотрим некоторые инновационные технологии которые необходимы при интеллектуализации электрических сетей.

2.2.1. Цифровые ПС

В настоящее время в отрасли существует большое разнообразие точек зрения и подходов к тому, что понимать под термином «цифровая подстанция». Для успешного развития автоматизации процессов передачи, преобразования и

распределения электроэнергии в масштабах ЕНЭС, сейчас разрабатывается общая концепция программно-аппаратного комплекса цифровой подстанции.

Со времени начала разработок в отечественной электроэнергетике проектов АСУ ТП ПС произошло существенное развитие аппаратных и программных средств систем управления для применения на электрических подстанциях. Появились высоковольтные цифровые трансформаторы тока и напряжения; разрабатывается первичное и вторичное электросетевое оборудование со встроенными коммуникационными портами; производятся микропроцессорные контроллеры, оснащенные инструментальными средствами разработки, на базе которых возможно создание надежного программно-аппаратного комплекса ПС; принят международный стандарт МЭК 61850, регламентирующий представление данных о ПС как объекте автоматизации, а также протоколы цифрового обмена данными между микропроцессорными интеллектуальными электронными устройствами (IED) ПС, включая устройства контроля и управления, релейной защиты и автоматики (РЗА), противоаварийной автоматики (ПА), телемеханики, счетчики электроэнергии и т.д. Все это создает предпосылки для построения подстанции нового поколения – **цифровой подстанции (ЦПС), в которой организация всех потоков информации при решении задач мониторинга, анализа и управления осуществляется в цифровой форме.**

Переход к передаче сигналов в цифровом виде на всех уровнях управления ПС позволит получить целый ряд преимуществ, в том числе:

- Существенно сократить затраты на кабельные вторичные цепи и каналы их прокладки, приблизив источники цифровых сигналов к первичному оборудованию;

- Повысить электромагнитную совместимость современного вторичного оборудования – микропроцессорных устройств и вторичных цепей благодаря переходу на оптические связи;

- Упростить и, в конечном итоге, удешевить конструкцию микропроцессорных интеллектуальных электронных устройств за счет исключения трактов ввода аналоговых сигналов;

- Унифицировать интерфейсы устройств IED, существенно упростить взаимозаменяемость этих устройств (в том числе замену устройств одного производителя на устройства другого производителя) и др.

Цели создания:

а) Уменьшение капитальных затрат

- Уменьшение затрат на кабельную продукцию и кабельные сооружения
- уменьшение стоимости терминалов (унификация аппаратной части, замена модулей ввода на цифровые интерфейсы);

- уменьшение площади земельных участков, необходимых для обустройства ПС (применение оптических цифровых ТТ и ТН, современного микропроцессорного вторичного оборудования);

- увеличение срока службы силового электрооборудования (расширенная диагностика);

- уменьшение затрат на проектирование, монтаж и пусконаладку уменьшение кол-ва кабелей, уменьшение кол-ва оборудования, расширение возможностей по типизации проектных решений в части шкафного оборудования и цифровых связей).

б) Уменьшение эксплуатационных затрат (на техобслуживание)

- упрощение эксплуатации и обслуживания (постоянная расширенная диагностика в режиме реального времени, в т.ч. – метрологических характеристик; сбор и отображение исчерпывающей информации о состоянии и функционировании ПС);

- увеличение точности измерений (особенно при токах менее 10-15%In) и увеличение благодаря этому точности учета электроэнергии и точности ОМП;

- сокращение возможности появления дефектов типа «земля в сети постоянного тока» (сокращение размерности СОПТ ввиду использования цифровых оптических связей);

- сокращение кол-ва внезапных отказов основного электрооборудования и связанных с ними штрафов за недоотпуск электроэнергии и нарушений производственного цикла (расширенная диагностика всего комплекса *технических средств ЦПС*);

- уменьшение количества сбоев, неправильной работы, отказов РЗА
- (применение оптических кабелей вместо медных повысит электромагнитную совместимость современного вторичного оборудования – микропроцессорных устройств РЗ и автоматики);

- повышение алгоритмической надежности функционирования РЗА (отсутствие насыщения и возможность измерения аperiodической составляющей у оптических цифровых ТТ позволит упростить и усовершенствовать алгоритмы РЗА);

- уменьшение потребления по цепям переменного тока и напряжения (в результате применения оптических ТТ и ТН).

Основные принципы создания:

а) Переход на цифровые (в основном – оптические) технологии съема информации и передачи команд управления

- возможность «замены на ходу» источника сигнала и тем самым – повышение надежности функционирования релейных защит;

- увеличение быстродействия (не требуется защита «от дребезга», уменьшение времени срабатывания исполнительной части – за счет оптических IGBT-модулей, уменьшения времени выявления аварийного режима*).

- улучшение условий в части безопасного производства работ и электромагнитной совместимости (благодаря оптическим связям нет выноса потенциала с ОРУ)

б) Увеличение интеллектуальной составляющей в оборудовании ЦПС

- развитие средств и методов непрерывной диагностики (контроль деградации характеристик, контроль готовности к выполнению операций, контроль метрологических характеристик),

- расширение количества функций, реализуемых в каждом терминале;

- перенос части расчетно-диагностических задач в интерфейсные модули (Smart-IED).

Структура ЦПС представлена на рисунке 12.

Компоненты ЦПС:

А. Цифровые измерительные трансформаторы

- Измерение гармонических составляющих
- Расширенный динамический и частотный диапазон
- Синхронность измерений
- Снижение метрологических потерь
- Устранено влияние электромагнитных эффектов (влияние помех, остаточной намагниченности и т.д.)
- Безопасность эксплуатации, простота обслуживания
- Отсутствие феррорезонансных явлений
- Повышение точности измерений (особенно при малых токах), повышение точности ОМП.
- Самодиагностика
- Упрощение монтажа (меньше вес), ниже стоимость (500-750 кВ).



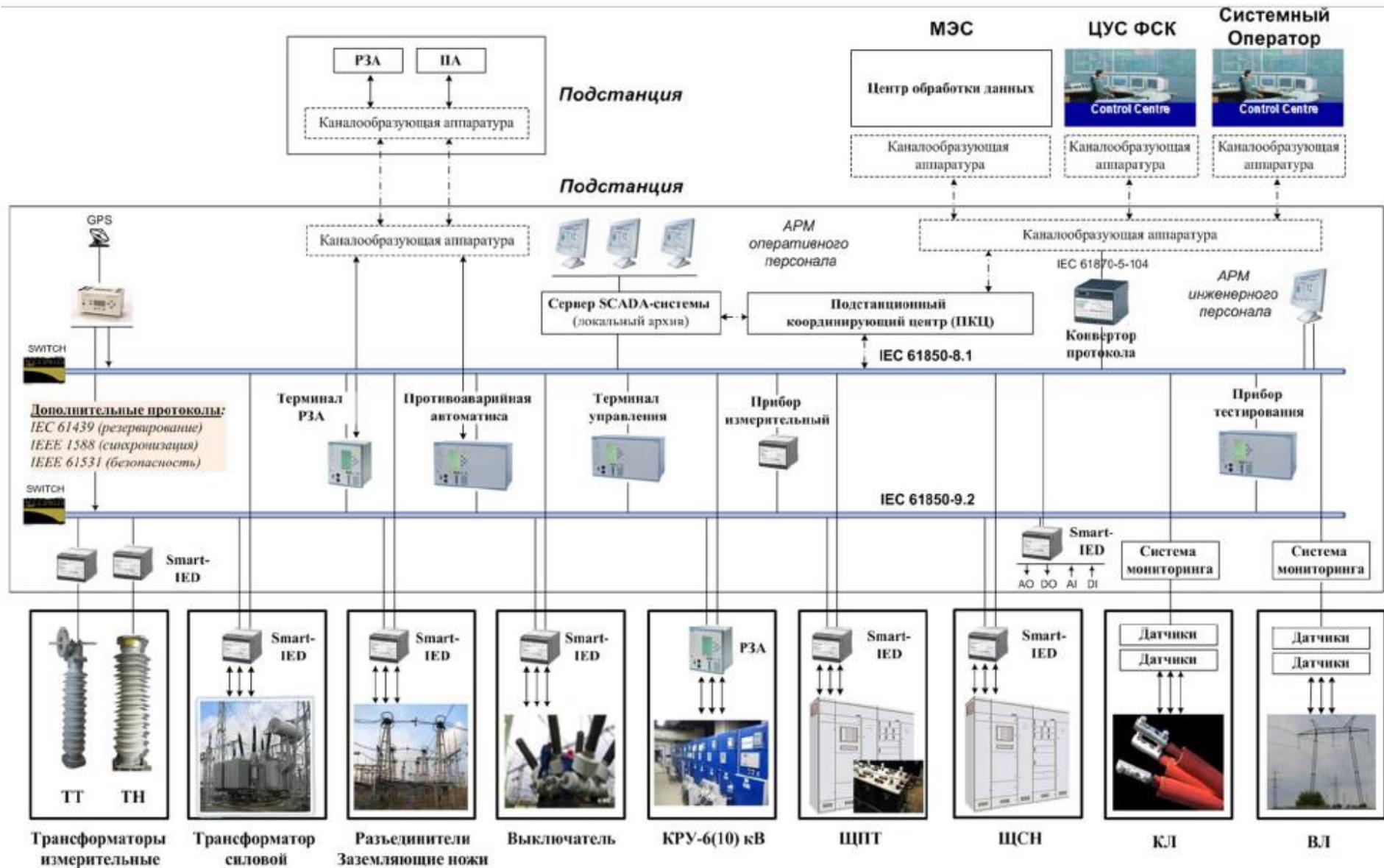


Рисунок 12 – Структура ЦПС

В. Подстанционный координационный центр – ПКЦ.

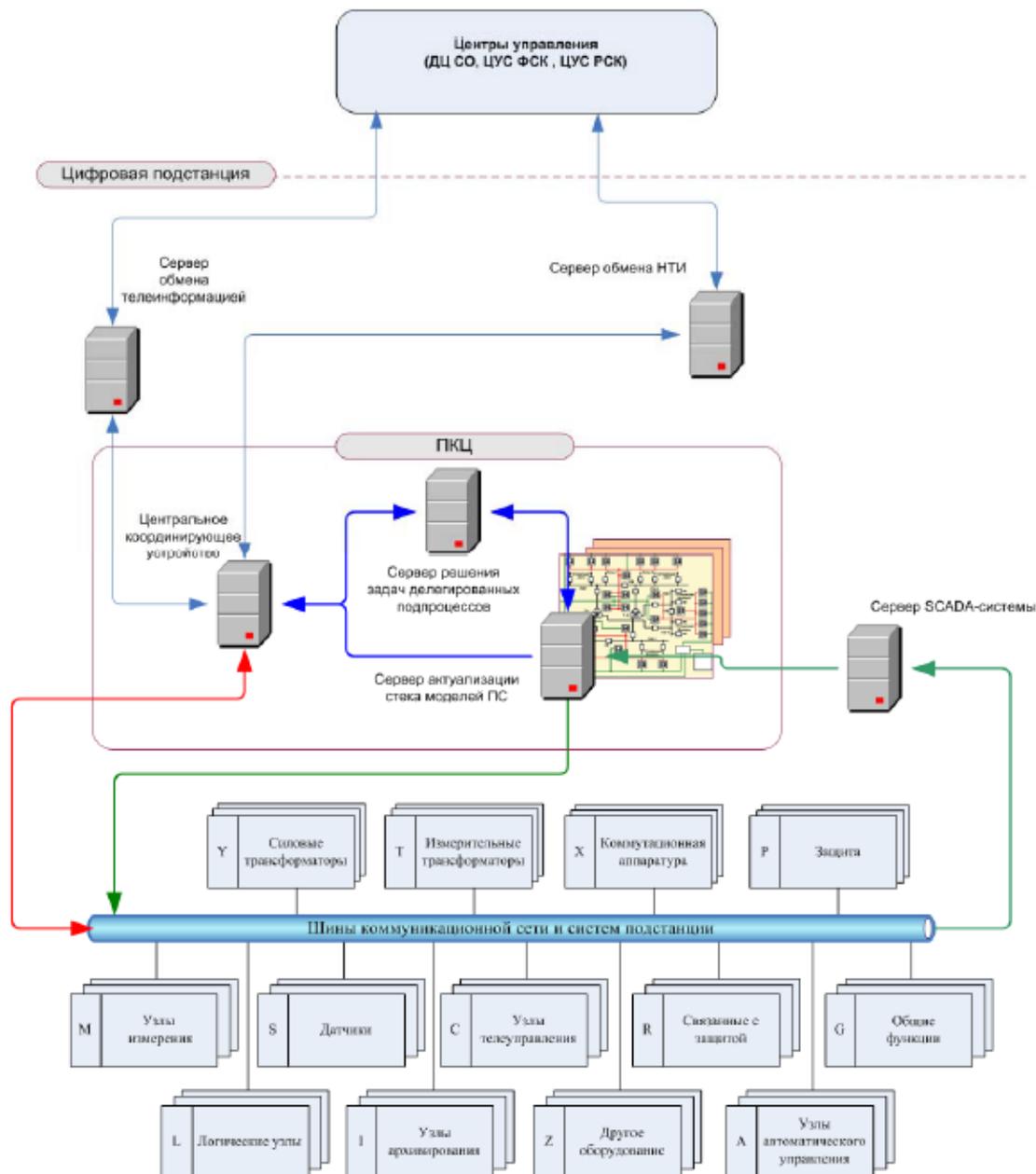


Рисунок 13 – Подстанционный координационный центр

ПКЦ - программно–аппаратное ядро ЦПС, координирующее основные информационные потоки в ЦПС и автоматизирующее процессы принятия и реализации решений по управлению оборудованием ПС.

С этой целью ПКЦ должен обеспечивать:

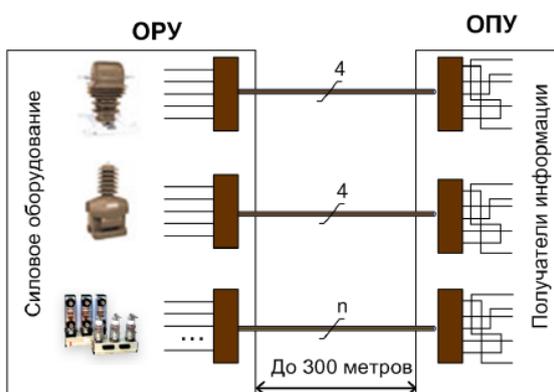
- ведение актуализируемой модели технологических процессов подстанции, как основы для построения алгоритмов контроля, анализа, достоверизации информации и управления функционированием ПС;

- работу подсистем анализа технологических ситуаций, в т.ч. поддержки процессов принятия решений по управлению в сложных / аварийных ситуациях на основе актуальной модели;
- организацию и ведение БД состояния оборудования ЦПС; отслеживание его предаварийных состояний и выдачу предупредительных или аварийных сигналов и сообщений;
- взаимодействие с центрами управления в качестве «представителя» ЦПС в высших уровнях иерархии управления в ЭЭС;
- телеуправление оборудованием ЦПС с обеспечением контроля его возможности, допустимости и безопасности (с учетом реального состояния оборудования ПС), а также успешности выполнения команд управления.

Новые качества управления

Традиционная подстанция

- Потери во вторичных цепях (для всех устройств разные);
- Многократные АЦ преобразования (в каждом устройстве);
- Не синхронность измерений;
- Большое влияние ЭМ эффектов;
- и т.д.



Цифровая подстанция

- Отсутствие потерь при передаче информации;
- Неограниченное тиражирование информации;
- Единожды выполняемое АЦ преобразование (первичное измерение)
- и т.д.

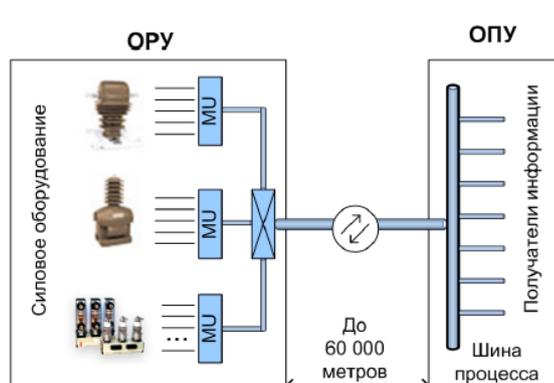


Рисунок 14 – Сравнение традиционной ПС и ЦПС

2.2.2. «Интеллектуальный учет» электроэнергии

Смарт-счетчики (интеллектуальные счетчики) энергоресурсов - разновидность усовершенствованных приборов учета, снабжённых коммуникационными средствами для передачи накопленной информации посредством сете-

вых технологий с целью мониторинга и осуществления расчётов за коммунальные услуги.

Термин "интеллектуальный счётчик", как правило, относился к счётчикам электроэнергии, однако в последнее время также применяется к средствам измерения других потребляемых ресурсов: природного газа, тепла и воды.

АИИС КУЭ – Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии.

АИИС КУЭ представляет собой совокупность аппаратных и программных средств, обеспечивающих дистанционный сбор, хранение и обработку данных об энергетических потоках в электросетях. АИИС КУЭ необходима для автоматизации торговли электроэнергией и также выполняет технические функции контроля за режимами работы электрооборудования.

Иерархическая система, представляющая собой техническое устройство, функционально объединяющее совокупность измерительно-информационных комплексов точек измерений, информационно-вычислительных комплексов электроустановок, информационно-вычислительного комплекса и системы обеспечения единого времени, выполняющее функции проведения измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений, а также передачи полученной информации в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учётом на оптовом рынке электроэнергии в автоматизированном режиме.

Основные интерфейсы передачи данных для систем интеллектуального учёта энергоресурсов

Информационная сеть Smart Grid объединяет множество технических элементов и узлов.

В домене потребителей электроэнергии такими элементами являются смарт-счетчики, электрические приборы, системы аккумулирования энергии, электротранспорт, а также объекты распределенной генерации.

В домене передачи и распределения энергии элементами информационной системы являются блоки измерения фаз, контроллеры подстанций, объекты распределенной генерации, системы аккумулирования энергии.

В операционном домене элементами информационной системы являются SCADA-системы.

В свою очередь, каждый из вышеперечисленных доменов может состоять из своих подсетей, что делает общую архитектуру сети весьма сложной. При этом одним из ключевых компонентов данной информационной системы является безопасность хранения и передачи данных.

В соответствии с общепринятыми подходами за рубежом, IP (Internet Protocol) - сети являются ключевым элементом информационных систем Smart Grid. К преимуществам использования IP-протоколов следует отнести широкую распространенность данной технологии, наличие значительного числа уже разработанных отраслевых стандартов, значительное число разработанных соответствующих программных продуктов.

Кроме того, решения, построенные на принципах IP, обладают хорошей масштабируемостью, что позволяет включать в информационную систему значительное число элементов сети (смарт-счетчиков, домашних приборов и т.д.).

Важную роль в формировании перспектив мирового рынка смарт-учета играет унификация интерфейсов передачи данных от первичных приборов учета к концентраторам и от концентраторов - к системе обработки данных.

В странах ЕС наибольшее распространение получили интерфейсы передачи данных при помощи GSM/GPRS каналов, PLC- и радиоканалов.

Реализация национальных стратегий в сфере развития технологий Smart Grid и смарт-учета в различных странах мира преследует достижение ряда ключевых целей.

Для энергокомпаний ключевыми преследуемыми целями развития технологий Smart Grid являются:

- снижение потерь энергоресурсов;

- повышение своевременности и полноты оплаты за потребляемые энергоресурсы;
- управление неравномерностью графика электрической нагрузки;
- повышение эффективности управления активами энергокомпаний;
- повышение качества интеграции объектов возобновляемой генерации и распределенной генерации в энергосистему;
- повышение надежности функционирования энергосистемы в случае возникновения аварийных ситуаций;
- повышение визуализации работы объектов энергетической инфраструктуры.

Ключевыми решаемыми задачами потребителей энергоресурсов при внедрении технологий Smart Grid являются:

- улучшение доступа потребителей к энергетической инфраструктуре;
- повышение надежности энергоснабжения всех категорий потребителей;
- повышение качества энергоресурсов;
- создание современного интерфейса взаимодействия потребителей энергии с ее поставщиками;
- возможность для потребителя выступать в качестве полноправного участника энергетического рынка;
- расширенные возможности для потребителей по управлению энергопотреблением и снижению уровня платежей за потребленные энергоресурсы.

Правительства и регуляторы энергетической отрасли путем развития технологий Smart Grid стремятся достичь следующих целей:

- повышение уровня удовлетворенности потребителей энергии качеством и стоимостью энергоснабжения;
- обеспечение устойчивого экономического положения предприятий энергетической отрасли;

– обеспечение модернизации основных фондов энергетической отрасли без существенного повышения тарифов.

Установка «умных» счетчиков станет обязательной с 2019 года

С 1 июля 2019 года в России могут разрешить устанавливать в многоквартирных домах только «умные» счетчики коммунальных ресурсов. Это предусмотрено «дорожной картой» приоритетного проекта «Умный город» госпрограммы «Цифровая экономика», пишут в мае 2018 года «Известия». Такие приборы станут самостоятельно передавать свои показания в расчетные центры.

Нововведение коснется только жилых зданий, вводимых в эксплуатацию или прошедших капитальный ремонт. Причем устанавливать придется не только индивидуальные, но и общедомовые приборы учета с функцией дистанционной передачи показаний. Начать разрабатывать соответствующие поправки в нормативные документы планируется с января 2019 года.

2.2.3. Энергоэффективные провода нового поколения

Высоковольтные неизолированные провода нового поколения - это новые конструкции с использованием Z-образных и трапециевидных проволок и новые материалы повышенной прочности и проводимости.

Эти материалы, обладающие высокими электрическими и механическими характеристиками, - термообработанный алюминий, алюминиевые сплавы с добавками магния и кремния, алюминий-циркониевые термостойкие сплавы - соответствуют международным и европейским стандартам: МЭК 62219 (2002), МЭК 60004 (2007), МЭК 60121 (1960), EN 60889 (1987), EN 50183 (2000).

Применение композитных материалов в качестве несущего сердечника позволяет добиться уникальных механических и электрических характеристик.

Энергоэффективные провода нового поколения для ВЛ это провода из круглых, Z-образных и трапециевидных проволок или их комбинаций, основные типы которых представлены в таблице 21.

Таблица 21 – типы проводов нового поколения

Наименование	Графическое изображение
Провода типа Z с улучшенными механическими характеристиками	
<p>AAAC-Z (All Aluminium Alloy Conductor, Z-type) – провод из алюминиевого сплава, в котором 1-2 внешних слоя выполнены из проволок Z-образного сечения</p>	
<p>AACSRZ (Aluminium Alloy Conductor Steel Reinforced, Z-type) - провод из алюминиевого сплава со стальным сердечником, 1-2 внешних слоя провода выполнены из проволок Z-образного сечения</p>	
Термостойкие провода с зазором (GAP)	
<p>GZTACSR – (Gap-type ZTal-Alloy Conductor Steel Reinforced) - термостойкий провод из алюминиевого сплава ZTAL с зазором и со стальным сердечником</p>	
Провода с композитным сердечником	
<p>ACCC™ (Aluminium Composite Core Conductor) - алюминиевый провод с композитным сердечником</p>	

В проводах нового поколения используются материалы, обладающие высокими электрическими и механическими характеристиками — термообработанные алюминий и алюминиевые сплавы с добавками магния, кремния, циркония и других элементов.

Провода типа Z с улучшенными механическими характеристиками

Провода нового поколения типа Z обладают повышенной механической прочностью и меньшей удельной массой по сравнению с традиционными сталеалюминиевыми проводами. В наружных слоях таких проводов взамен круглых используются проволоки Z-образного профиля с большой площадью соприкосновения отдельных проволок, что повышает крутильную жесткость провода. Особенности конструкции позволяют снизить вероятность обрыва провода при нанесении ему внешних повреждений (в том числе в результате удара молнии), а также сохранять целостность повивов и возможность эксплуатации даже при повреждении нескольких соседних проволок; при этом не происходит раскручивания поврежденных проволок с угрозой КЗ, как в случае проводов с круглыми проволоками.

Этим проводам не грозит обрыв из-за обледенения и налипания снега за счет их большей крутильной жесткости, меньшего диаметра и практически идеально гладкой поверхности. Плотная компоновка (заполнение до 98,5%) позволяет значительно снизить коэффициент аэродинамического сопротивления за счет уменьшения диаметра провода, поэтому провода типа Z испытывают меньшие механические напряжения, что снижает риски выхода ВЛ из строя при возникновении повышенных нагрузок в виде шквалистых ветров и гололедно-изморозевых отложений. Кроме того, данная конструкция позволяет увеличить эффективное сечение провода, а, значит, пропускную способность ВЛ. Рабочая температура проводов типа Z не превышает 90°C, поэтому повышение пропускной способности ВЛ достигается без увеличения тепловых потерь.

Среди других преимуществ проводов типа Z:

- практически полное отсутствие внутренней коррозии;
- снижение амплитуды и интенсивности пляски проводов, снижение уровня усталости металла в проводе за счет самогашения колебаний;
- снижение механических нагрузок от пляски проводов, прикладываемых к опорам, и, как следствие, увеличение жизненного цикла ВЛ;
- снижение потерь при передаче электроэнергии;

- снижение уровня шума и, следовательно, улучшение эксплуатационных показателей в населенных районах;
- отсутствие дополнительных затрат при монтаже, возможность использования существующей арматуры.

Термостойкие провода с зазором GZTACSR

Термостойкие усиленные провода с зазором (GAP провода) за счет своей высокой прочности обеспечивают значительное сокращение теплового провиса при различных условиях нагрузки и благодаря своей термостойкости позволяют существенно увеличить пропускную способность на существующих линиях без замены опор.

При производстве термостойких проводов применяются различные сплавы алюминия с цирконием (спецификации МЭК 62004). Это решение было разработано для сохранения стрелы провеса в пределах допустимых границ при повышенной рабочей температуре провода (до 230°C или 310°C при пиковой нагрузке) и позволяет эксплуатировать ВЛ при повышенном значении тока при пиковой нагрузке энергосистемы (в течение ограниченного периода времени).

В конструкции проводов GZTACSR используется несколько слоев трапециевидных термостойких проволок с высоким заполнением, расположенных вокруг высокопрочного стального сердечника. Чтобы обеспечить свободу движения внешних проволок, вокруг сердечника оставлен зазор. Данный зазор, заполненный термостойкой смазкой, - неотъемлемая часть провода, которая обеспечивает ему особые характеристики.

При монтаже данного типа проводов нет особых требований, однако следует учитывать повышенную рабочую температуру провода, поэтому необходимо использовать специальные термостойкие детали для линейной арматуры.

Провода АССС с композитным сердечником

Провода нового поколения АССС™ с высокопрочным композитным сердечником из углеродного волокна и с токопроводящим слоем из отожженного алюминия позволяет значительно увеличить пропускную способность при

реконструкции ВЛ, причем одновременно существенно сокращая потери.

Основные преимущества проводов марки АССС™:

- Провод АССС™ при замене провода АС равного диаметра позволяет увеличить пропускную способность линии в 2 раза.

- Электрическое сопротивление провода АССС™ на 25-30% ниже, чем у традиционных проводов того же удельного веса; что позволяет сократить потери линии и связанные с ней выбросы в атмосферу на 20-30%, а также повысить передаваемую мощность при меньших затратах на производство энергии.

- Обладая более высокой прочностью на разрыв (на 20-25%), эти провода имеют удельный вес на 50-60% меньше, чем у проводов со стальным сердечником аналогичного эффективного сечения.

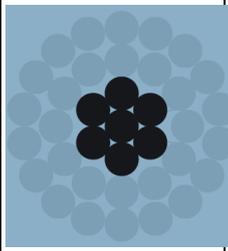
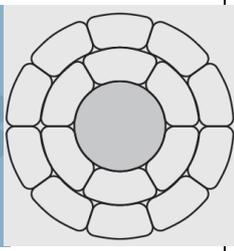
При монтаже проводов АССС™ применяются стандартное оборудование, рекомендуется метод раскатки провода «под тяжестью», а также использование блоков с увеличенными диаметрами и специальных зажимов во избежание излишнего перегибания провода. Арматура для проводов АССС™ должна быть рекомендована производителем провода.

Эффективность и экономичность данного решения подтверждена многократным использованием при модернизации старых и строительстве новых ВЛ в Германии, Франции, Великобритании, Испании, Португалии, Польше, Бельгии, США, Китае, Мексике, Чили и Южной Африке.

На начало 2015 года в десятках стран мира с проводами АССС™ успешно работают ВЛ общей протяженностью более 11 000 км.

В таблице 22 дан пример использования провода АССС™ при замене типового провода АС.

Таблица 22 – Сравнение проводов для реконструкции ВЛ 110 кВ

Характеристика	Единица измерения	АС-240/32	АССС Casablanca 285	Преимущество провода АССС	
1	2	3	4	5	
					гладкая поверхность + крутильная жесткость + самодемпфирование - стойкость к ветру и гололеду
Конструкция					
		алюминий 24 x Ø3,60 мм сталь 7 x Ø2,40 мм	алюминий 16 (6+10) x 4,70 мм КОМПОЗИТ 1 x Ø7,11 мм		
Сечение провода общее	мм ²	274,6	316,4	15,20 %	больше сечение провода при меньшем диаметре – выше эффективность
Сечение алюминия	мм ²	244	276,7	13,40 %	больше сечение проводящей части – выше эффективность
Внешний диаметр	мм ²	21,6	20,5	-5,10%	диаметр меньше на 5% - меньше влияние ветра и гололеда, выше надежность
Масса провода	кг/м	0,921	0,843	-8,50%	меньше масса на 9% - меньше нагрузка на опоры и арматуру - выше надежность линии
Прочность					
Сечение сердечника	мм ²	31,7	39,7	25,20 %	сечение сердечника больше при меньшей массе и диаметре провода - выше эффективность

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6
Разрывное усилие провода, не менее	Н	75050	101300	35,00 %	прочность выше на 35% - выше надежность провода
Модуль упругости провода выше точки температурного перегиба	Н/мм ²	69000	112300	62,80 %	при нагреве провода возрастает его упругость - минимальные стрелы провеса
Модуль упругости ниже точки температурного перегиба	Н/мм ²	69000	63500	-8,00%	при низких температурах провода упругость сравнима
Электрические и тепловые характеристики					
Электрическое сопротивление постоянному току при 20°C	Ом/км	0,1182	0,1013	- 14,30 %	эл.сопротивление меньше на 14% = экономия на потерях
Температурный коэффициент линейного удлинения	10-6/°C	19,2	1,61		при нагреве провода стрелы провеса значительно меньше
Мах рабочая температура поверхности провода	°C	80	175		есть запас пропускной способности за счет повышения рабочей температуры
Ток при температуре провода 80°C	А	605	742	22,60 %	при равной рабочей температуре пропускная способность выше
Номинальный (длительно допустимый) ток при максимальной рабочей температуре	А	605	1177	94,5	пропускная способность выше в 1,95 раза выше = запас по передаче мощности + дополнительный экономический эффект

Энергоэффективность

Повышение энергетической эффективности является одним из основных приоритетов не только международной, но и российской внутренней политики. Основной идеей обновленной Энергостратегии России на период до 2035 года является переход к инновационной модели развития российской энергетики, роста энергоэффективности экономики страны. За счёт применения энергосберегающих технологий почти при двойном росте ВВП к 2035 году потребление первичной энергии планируется увеличить менее чем на 20%, при этом удельная энергоёмкость ВВП должна снизиться более чем на 50%.

Применение таких инновационных продуктов, как провода нового поколения, позволяет решать основные проблемы электросетей, связанные с недостаточной энергоэффективностью: повышение надёжности, бесперебойности энергоснабжения, сокращение потерь и увеличение пропускной способности. Использование проводов нового поколения приводит к снижению потерь линий электропередач до 30% и увеличению их пропускной способности в 1,5 - 2 раза. Замена имеющихся проводов на энергоэффективные позволяет достичь ежегодной экономии за счёт более низких потерь и дополнительной передаваемой мощности, что обеспечивает сроки окупаемости проекта в первые годы эксплуатации.

Реализация глобальных инновационных проектов, таких как Smart Grid, невозможна без проводов нового поколения, которые являются инновационным решением, основанным на новых технологиях и материалах, сырьё высокого качества.

Сравнение эффективности проводов равной удельной массы при повышении пропускной способности ВЛ приведено на рисунке 15.

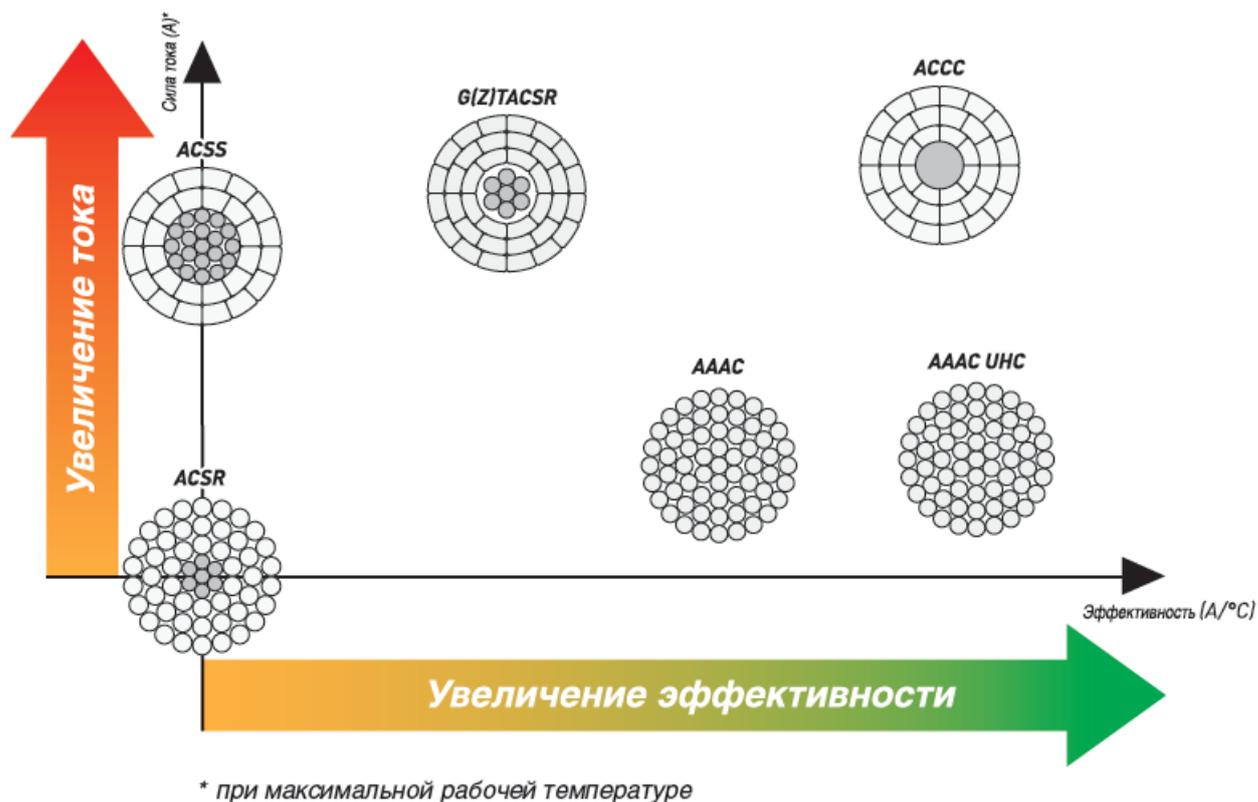


Рисунок 15 - Сравнение эффективности проводов равной удельной массы при повышении пропускной способности ВЛ

Энергосбережение

Энергосбережение в России – стратегическая задача, связанная с поддержанием технического состояния сетей на современном уровне.

Высокий уровень потерь в российских электросетях определяется не только высоким уровнем изношенности электросетевого оборудования и сложными условиями климата России. Производство проводов регламентируется устаревшей нормативной базой электрокомплекса (ГОСТ 839-80 Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия – 1980 года, Правила устройства электроустановок, 7-ая редакция 2002 года в части ВЛ унаследовала основные положения версии 1997 года), которая не только не стимулирует отечественных производителей к разработке новых конструкций проводов, но и определяет проектные и эксплуатационные требования электросетей с достаточно высоким по современным меркам уровнем потерь. Устаревшие технические требования к проводам ВЛ

позволяют сетевым компаниям закладывать в новые проекты и использовать для реконструкции ВЛ сталеалюминиевые провода АС, оставляя для проводов нового поколения участки, где АС не проходят по механическим расчетам, не обеспечивая требуемые габариты пролетов ВЛ даже при максимальной высоте опор.

Мировая практика показывает, что замена проводов старых конструкций на новейшие и применение инновационных технологий в значительной степени снижают риски выхода ВЛ из строя из-за угрозы повреждений и воздействия экстремальных погодных условий, обеспечивают решение экологических проблем и способствуют в полной мере энергоэффективности и энергосбережению.

2.2.4. Трансформаторное оборудование

«Интеллектуальным» следует называть трансформатор, обеспечивающий максимально возможный контроль состояния всех систем трансформаторного оборудования (активной части, масла, вводов, системы охлаждения, РПН, технологических защит и др.), самодиагностику и выдачу рекомендаций по дальнейшим действиям в случае появления развивающегося повреждения или ненормированного воздействия на трансформатор. Принципиально важно, что при этом трансформатор должен обеспечивать все режимы управления своими регулируемыми устройствами (РПН, система охлаждения) — автоматический, ручной местный и ручной дистанционный, в том числе из удаленных центров управления, с полным контролем правильности исполнения команд. Последнее обстоятельство становится особенно важным при использовании трансформаторного оборудования в «умных сетях» с необслуживаемыми подстанциями.

ВЭИ им. В. И. Ленина еще в 2005—2006 г. г. успешно внедрены в промышленную эксплуатацию системы управления, мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования подстанций «Алюминиевая», «Новгородская» и «Фрунзенская». Эти системы реализованы как элементы цифровых подстанций. Весь обмен информацией осуществлен только по цифровым каналам связи (на тот момент — в стандарте МЭК60870-5-104). Системы реализуют

углубленный контроль состояния систем охлаждения и РПН, диагностику перегрузочной способности трансформаторов, регистрацию повышений напряжения и т.д., а также автоматическое и ручное (местное и дистанционное) управление РПН и системами охлаждения. Для обеспечения надежности функционирования и возможности автономной работы при нештатных ситуациях в АСУТП каждая система имела свое полнофункциональное рабочее место, компьютер которой одновременно выполнял функции шлюза для интеграции в АСУТП [4].

Накопленный опыт внедрения таких систем позволил в дальнейшем отказаться от собственного АРМ и ограничиться лишь установкой шлюзового компьютера. Жизнеспособность такой высокой степени интеграции систем управления, мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования в АСУТП подстанций подтверждена опытом эксплуатации таких систем на ПС «Черкесск», «Южная», «Юго-Западная», «Соболи» и др. В зависимости от объема контролируемого оборудования и географических размеров подстанций использовались как проводные (RS485), так и волоконно-оптические каналы связи, а в зависимости от особенностей реализации АСУТП объектов — разные протоколы обмена информацией (Modbus RTU, МЭК60870-5-104 или OPC). Таким образом, «интеллектуальные» в указанном выше смысле трансформаторы на сегодня не только разработаны, но и успешно эксплуатируются на объектах ЕНЭС. Традиционными, однако, остались способы подключения сигналов от трансформаторов тока обмоток и выходов технологических защит трансформатора (реле Бухгольца, предохранительные и отсечные клапаны и т.д.) к системе РЗА подстанции. Задачей сейчас является переход на организацию всех внутриподстанционных коммуникаций по стандарту МЭК 61850.

Одной из главных проблем для полного перехода к цифровому обмену информацией применительно к трансформаторному оборудованию является задача заинтересованным абонентам сигналов о мгновенных и действующих значениях токов обмоток трансформатора. Для встроенных в трансформаторное оборудование трансформаторов тока (ТТ), по крайней мере, в ближайшие

годы, вряд ли можно ожидать отказа от обычных электромагнитных трансформаторов тока. Поэтому для каждой обмотки потребуется как минимум три ТТ — два для резервированных комплектов защит и один для точных измерений. Скажем, для автотрансформаторов требуется передавать информацию от 9 троек ТТ и трех трехфазных ТН. Технически и экономически вряд ли целесообразно при этом выполнять отдельные объединяющие блоки для выдачи в ЛВС каждой трехфазной группы токовых сигналов.

Правильнее было бы выполнять концентрацию мгновенных измеренных значений токов вместе с другими быстрыми сигналами в общем блоке управления и мониторинга трансформатора [2]. Предлагаемая структура включения интеллектуального трансформатора в систему автоматизации подстанции с дублированием шин процесса показана на рисунке 16.

С точки зрения развития трансформаторов в направлении повышения надежности, экологичности, энергоэффективности и безопасности — важнейшим направлением является создание пожаро- и взрывобезопасных трансформаторов со сниженными потерями (негорючие изоляционные жидкости, аморфные стали, склеенные транспонированные провода, упрочненная медь и т.д.).

Необходимо отметить, что оперативный мониторинг состояния трансформаторов и другого оборудования подстанции — это лишь часть инфраструктуры, необходимой для обнаружения технологических нарушений и предотвращения повреждений оборудования. Наиболее полное использование всего объема обширной информации о состоянии трансформатора, поставляемой современными системами управления и мониторинга, возможно только при наличии руководящей нормативной документации по интерпретации этой информации и необходимых действиях персонала на основе ее анализа. В настоящее время такие документы отсутствуют.

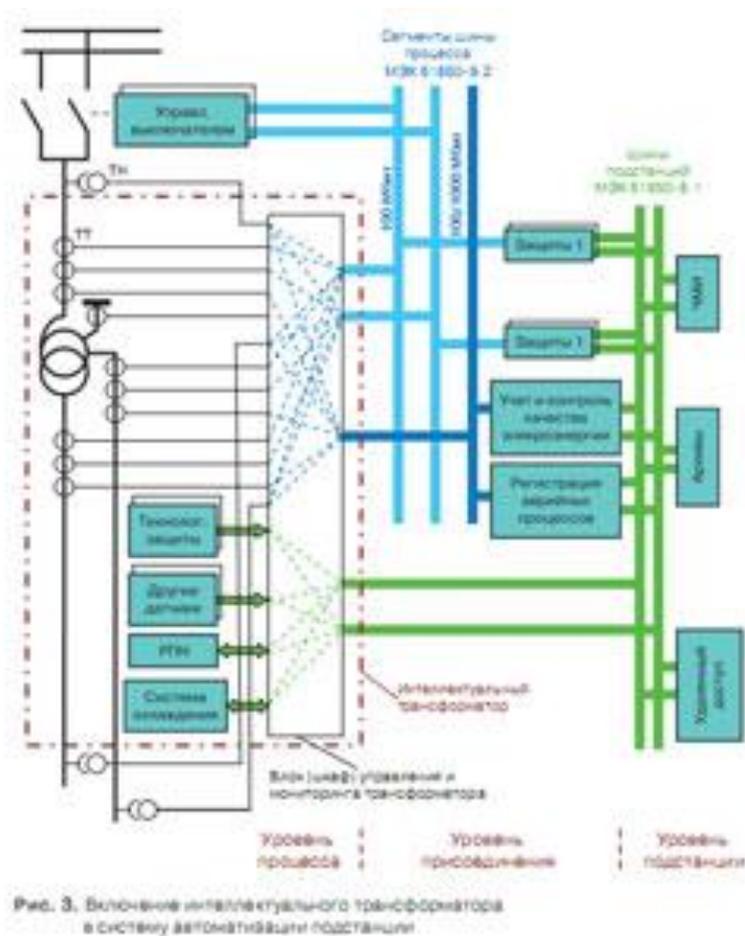


Рисунок 16 - Структура включения интеллектуального трансформатора в систему автоматизации подстанции

На первом этапе интеллектуализации электрических сетей 110 кВ ЮЯЭР предполагается для строительства новых и реконструкции морально и физически устаревших ВЛ применение инновационного алюминиевого провода АССС с композитным сердечником, а также применение на реконструируемых ПС 110 кВ интеллектуальных трансформаторов, которые на последующих этапах интеллектуализации будут интегрированы в систему автоматизации ПС.

3. РАЗРАБОТКА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ОСНОВЕ

3.1. Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Задача расчета: по данным контрольных замеров в летний и зимний периоды определить летние и зимние вероятностные характеристики электрических нагрузок. К тому же необходимо уточнить максимальные нагрузки, которые будут определяться составом и процентом подключаемых потребителей.

Данный раздел базовый, потому как от нахождения вероятностных характеристик зависит дальнейший выбор оборудования подстанций, проводов и опор ЛЭП.

3.1.1. Расчет нагрузок существующих ПС 110 кВ

Средняя мощность – это математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение анализируемого периода времени. Этот вид нагрузки служит для выбора мощности силовых трансформаторов и для расчета электропотребления:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, \quad (1)$$

где T - период,

P_{cp} – средняя мощность,

P_i – мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок.

Среднеквадратичная (эффективная) мощность есть математическое ожидание квадратов мощности за анализируемый период времени. Эта мощность служит для расчета потерь электроэнергии.

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i}, \quad (2)$$

где $P_{эф}$ – среднеквадратичная (эффективная) мощность.

Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий. Вероятностный максимум находится через коэффициент Стьюдента.

$$P_{\max} = P_{cp} + t_{\beta} \cdot \sigma_p = P_{cp} \cdot \left(1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}\right), \quad (3)$$

где P_{\max} – максимальная мощность,

σ_p – среднеквадратичное отклонение,

t_{β} – коэффициент Стьюдента,

k_{ϕ} – коэффициент формы, определяемый по формуле:

$$k_{\phi} = \frac{P_{ск}}{P_{cp}} \geq 1, \quad (4)$$

Под *минимальной мощностью* понимают среднее значение нагрузки в часы минимума нагрузок энергосистемы. Определяется для оценки устойчивости работы системы:

$$P_{\min} = P_{cp} \cdot \left(1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}\right). \quad (5)$$

В качестве исходных данных для расчета приняты результаты контрольного замера 2017 г., которые представлены в таблице ниже.

Таблица 23 – Данные контрольного замера 2017 г.

Подстанция	Максимальная активная мощность ПС, Мвт	Максимальная реактивная мощность ПС, Мвт
ПС 110 кВ ОФ	34,9	19,6
ПС 110 кВ СКХ	25	8,9
ПС 110 кВ ВГК	2,4	1,6
ПС 110 кВ Дежневская	6,3	2,1
ПС 110 кВ Денисовская	0,1	0,1
ПС 110 кВ Угольная	0,5	1
ПС 110 кВ М. Нимныр	0,2	0,1
ПС 110 кВ Б. Нимныр	2,1	0,2
ПС 110 кВ Юхта	0,1	0,1
ПС 110 кВ Лебединный	31,9	4,6
ПС 110 кВ ТДЭС	9	3,5
ПС 110 кВ 24 км	0,3	0,1
ПС 110 кВ ЗИФ	11,2	4,6
ПС 110 кВ Хатыми	0,7	0,2

На основе анализа контрольных замеров за 5 лет определены средние значения коэффициентов графика электрических нагрузок: $k_{\phi} = 1,17$, $k_{max} = 1,2$, $k_{min} = 0,3$, используем их в расчетах.

Рассмотрим пример расчета для ПС 110 кВ Лебединный:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}} = \frac{31,9}{1,2} = 26,58 \text{ (Мвт)} \quad (6)$$

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot k_{\phi} = 26,58 \cdot 1,17 = 31,1 \text{ (Мвт)} \quad (7)$$

$$P_{min} = P_{max} \cdot k_{min} = 31,9 \cdot 0,3 = 9,57 \text{ (Мвт)} \quad (8)$$

Аналогичные формулы используются при расчете вероятностных характеристик реактивной мощности ПС.

Сведем вероятностные характеристики нагрузок всех подстанций в таблицу 24.

Таблица 24 – Вероятностные характеристики нагрузок ПС 110 кВ

ПС	Время года	Активная мощность, МВт				Реактивная мощность, Мвар			
		Pmax	Pcp	Pэф	Pmin	Qmax	Qcp	Qэф	Qmin
ПС 110 кВ ОФ	Зима	34,90	29,08	34,03	10,47	19,60	16,33	19,11	5,88
	Лето	27,92	23,27	27,22	8,38	13,72	11,43	13,38	4,12
ПС 110 кВ СКХ	Зима	25,00	20,83	24,38	7,50	8,90	7,42	8,68	2,67
	Лето	20,00	16,67	19,50	6,00	6,23	5,19	6,07	1,87
ПС 110 кВ ВГК	Зима	2,40	2,00	2,34	0,72	1,60	1,33	1,56	0,48
	Лето	1,92	1,60	1,87	0,58	1,12	0,93	1,09	0,34
ПС 110 кВ Дежневская	Зима	6,30	5,25	6,14	1,89	2,10	1,75	2,05	0,63
	Лето	5,04	4,20	4,91	1,51	1,47	1,23	1,43	0,44
ПС 110 кВ Денисовская	Зима	0,10	0,08	0,10	0,03	0,10	0,08	0,10	0,03
	Лето	0,08	0,07	0,08	0,02	0,07	0,06	0,07	0,02
ПС 110 кВ Угольная	Зима	0,50	0,42	0,49	0,15	1,00	0,83	0,98	0,30
	Лето	0,40	0,33	0,39	0,12	0,70	0,58	0,68	0,21
ПС 110 кВ М. Нимныр	Зима	0,20	0,17	0,20	0,06	0,10	0,08	0,10	0,03
	Лето	0,16	0,13	0,16	0,05	0,07	0,06	0,07	0,02
ПС 110 кВ Б. Нимныр	Зима	2,10	1,75	2,05	0,63	0,20	0,17	0,20	0,06
	Лето	1,68	1,40	1,64	0,50	0,14	0,12	0,14	0,04
ПС 110 кВ Юхта	Зима	0,10	0,08	0,10	0,03	0,10	0,08	0,10	0,03
	Лето	0,08	0,07	0,08	0,02	0,07	0,06	0,07	0,02
ПС 110 кВ Лебединный	Зима	31,90	26,58	31,10	9,57	4,60	3,83	4,49	1,38
	Лето	25,52	21,27	24,88	7,66	3,22	2,68	3,14	0,97
ПС 110 кВ ТДЭС	Зима	9,00	7,50	8,78	2,70	3,50	2,92	3,41	1,05
	Лето	7,20	6,00	7,02	2,16	2,45	2,04	2,39	0,74
ПС 110 кВ 24 км	Зима	0,30	0,25	0,29	0,09	0,10	0,08	0,10	0,03
	Лето	0,24	0,20	0,23	0,07	0,07	0,06	0,07	0,02
ПС 110 кВ ЗИФ	Зима	11,20	9,33	10,92	3,36	4,60	3,83	4,49	1,38
	Лето	8,96	7,47	8,74	2,69	3,22	2,68	3,14	0,97
ПС 110 кВ Хатями	Зима	0,70	0,58	0,68	0,21	0,20	0,17	0,20	0,06
	Лето	0,56	0,47	0,55	0,17	0,14	0,12	0,14	0,04

Таким образом рассчитаны вероятностные характеристики, необходимые для дальнейшего проектирования.

3.1.2. Прогнозирование электропотребления

Прогноз собственного электропотребления и максимальной нагрузки в Южном энергорайоне Якутской энергосистемы на период до 2022 г. приведены на рисунках 17 и 18 [5].

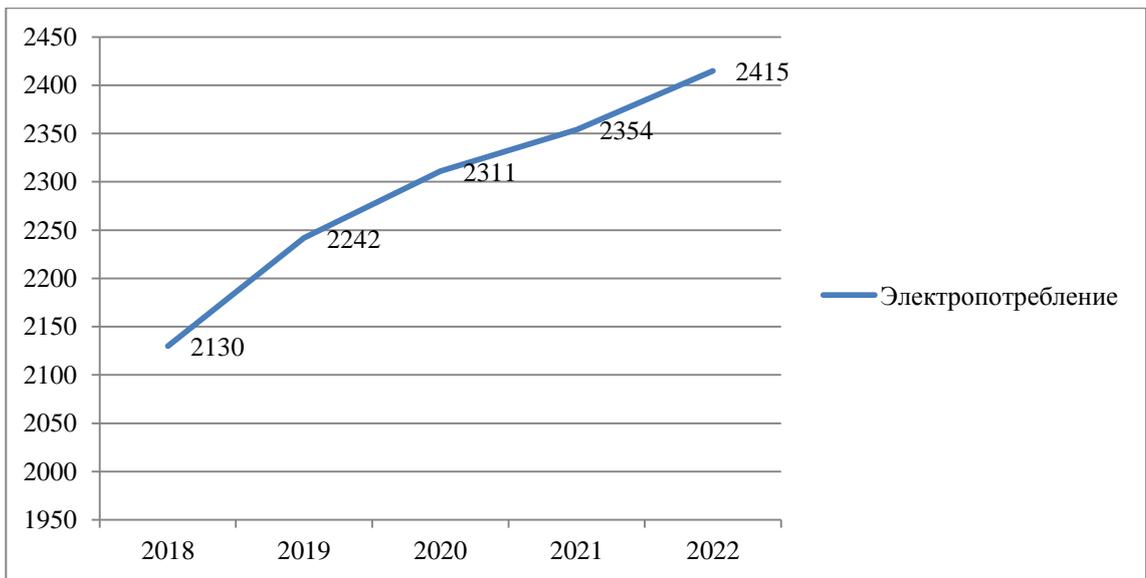


Рисунок 17 - Прогноз собственного энергопотребления в Южном энергорайоне Республики Саха (Якутия) до 2022 г., млн кВт·час

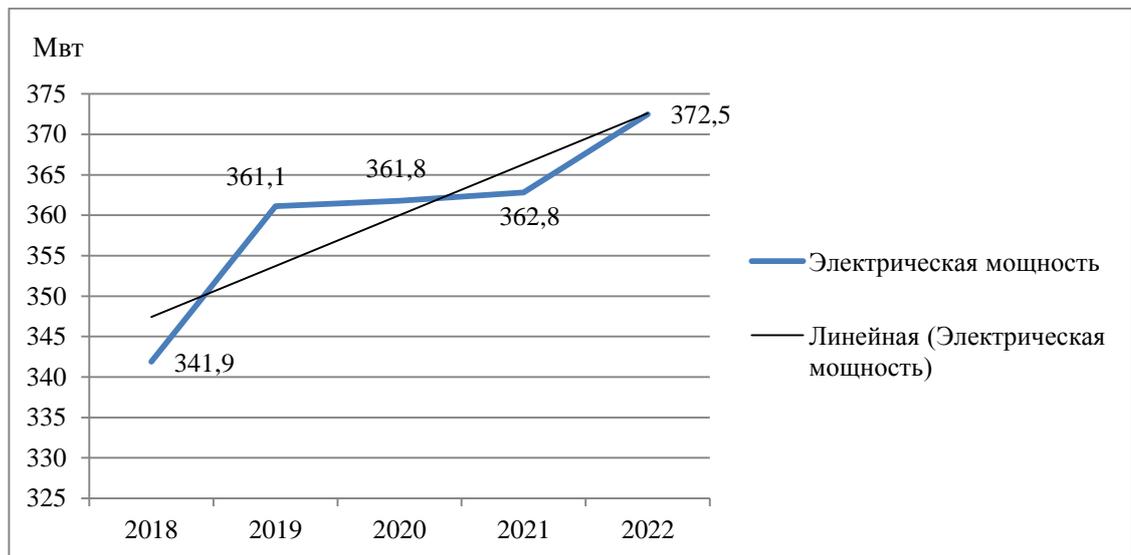


Рисунок 18 - Прогноз максимальной нагрузки в Южном энергорайоне Республики Саха (Якутия) до 2022 г.

Среднегодовой темп роста электропотребления на период до 2022 г. составляет 4,874%, максимальной нагрузки – 3,392%.

Рост спроса на электроэнергию будет определяться динамикой промышленного развития Республики Саха (Якутия). На территории Якутии в настоящее время разведан и частично готов к промышленному освоению ряд месторождений с разнообразными природными ресурсами. Динамика спроса на элек-

троэнергию обусловлена планами реализации проектов по освоению месторождений.

Основными стратегическими задачами являются:

1. Создание газотранспортной системы Якутия-Хабаровск-Владивосток для транспортировки якутского газа.
2. Повышение надежности электроснабжения потребителей;
3. Обеспечение прогнозного роста спроса на электроэнергию;

Суровые климатические условия предъявляют высокие требования к уровню надежности энергооборудования. Программы ремонтов, технического перевооружения и реконструкции должны вестись в соответствии с самыми высокими техническими требованиями.

Для обеспечения электроэнергией промышленного кластера в Южной Якутии необходимо развитие гидропотенциала региона, что позволит в долгосрочной перспективе получить прогнозируемые цены на электроэнергию для промышленности. Задачей данного раздела является нахождение вероятностных характеристик, которые несут большую смысловую нагрузку, так как по ним производится выбор оборудования подстанций, проводов и опор линий электропередач.

Определим прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов:

$$P_{\text{прог}} = P^{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}}, \quad (7)$$

где $P^{\text{баз}}$ – базовая заданная мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,034;

$t_{\text{прог}}$ – год на который определяется электрическая нагрузка (2022 год);

$t_{\text{баз}}$ – год в который снимался первый замер (2017 год).

Вероятностные характеристики графиков нагрузок на подстанциях 110 кВ
Сведем в таблицу 25.

Таблица 25 – Вероятностные характеристики графиков нагрузок на подстанциях

ПС, год	Базовое значение (2017 г.)		2018	2019	2020	2021	2022
	Зима	Лето					
ПС 110 кВ ОФ	Зима	34,9	36,1	37,3	38,7	39,9	41,3
	Лето	27,9	28,9	29,8	31,0	31,9	33,0
ПС 110 кВ СКХ	Зима	25,0	25,9	26,7	27,8	28,6	29,6
	Лето	20,0	20,7	21,4	22,2	22,9	23,6
ПС 110 кВ ВГК	Зима	2,4	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8
	Лето	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,3
ПС 110 кВ Дежневская	Зима	6,3	6,5	6,7	7,0	7,2	7,4
	Лето	5,0	5,2	5,4	5,6	5,8	6,0
ПС 110 кВ Денисовская	Зима	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Лето	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Шины 110 кВ ЧТЭЦ	Зима	10,1	10,4	10,8	11,2	11,5	11,9
	Лето	8,1	8,4	8,6	9,0	9,2	9,6
ПС 110 кВ Угольная	Зима	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6
	Лето	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5
ПС 110 кВ М. Нимныр	Зима	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Лето	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
ПС 110 кВ Б. Нимныр	Зима	2,1	2,2	2,2	2,3	2,4	2,5
	Лето	1,7	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0
ПС 110 кВ Юхта	Зима	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Лето	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
ПС 110 кВ Лебединный	Зима	31,9	33,0	34,1	35,4	36,5	37,7
	Лето	25,5	26,4	27,3	28,3	29,2	30,2
ПС 110 кВ ТДЭС	Зима	9,0	9,3	9,6	10,0	10,3	10,6
	Лето	7,2	7,4	7,7	8,0	8,2	8,5
ПС 110 кВ 24 км	Зима	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
	Лето	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
ПС 110 кВ ЗИФ	Зима	11,2	11,6	12,0	12,4	12,8	13,2
	Лето	9,0	9,3	9,6	9,9	10,2	10,6
ПС 110 кВ Хатыми	Зима	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
	Лето	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7

3.2. Разработка вариантов реконструкции электрической сети

При проектировании схем электрических сетей должна обеспечиваться экономичность их развития и функционирования с учетом рационального сочетания сооружаемых элементов сети с действующими. В первую очередь необходимо рассматривать работоспособность действующих сетей при пер-

спективном уровне электрических нагрузок с учетом физического и морального износа линий и ПС и их возможной реконструкции.

Схема электрической сети должна быть гибкой и обеспечивать сохранение принятых решений по ее развитию при возможных небольших отклонениях: уровней электрических нагрузок и балансов мощности от планируемых; трасс линий электропередач (ЛЭП) и площадок ПС от намеченных; сроков ввода в работу отдельных энергообъектов. На всех этапах развития сети следует предусматривать возможность ее преобразования с минимальными затратами для достижения конечных схем и параметров линий и ПС.

Для развития сети и внедрения интеллектуальных средств управления сетями рекомендуется предусматривать комплексное электроснабжение существующих и перспективных потребителей независимо от их ведомственной принадлежности и формы собственности. При этом рекомендуется учитывать нагрузки других потребителей, расположенных в рассматриваемом районе, а также намечаемых на рассматриваемую перспективу.

Также при проектировании развития электрических сетей необходимо обеспечивать снижение потерь электроэнергии до экономически обоснованного уровня. Данное требование будет абсолютно выполнено с помощью внедряемых интеллектуальных сетей.

Схема электрической сети должна допускать возможность эффективного применения современных устройств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики.

Построение новой электрической сети должно соответствовать установленным требованиям охраны окружающей среды.

Особо важным требованием к схеме является обеспечение необходимой надежности, под которой понимается способность выполнять заданные функции, сохраняя эксплуатационные показатели в условиях, оговоренных в нормативных документах.

Внедрение интеллектуальных распределительных электрических сетей обеспечит:

- необходимые уровни надежности электроснабжения, как правило, согласованные между энергоснабжающими организациями и потребителями;
- нормированное качество электрической энергии;
- возможность расширения применительно к росту электрических нагрузок, использования новых средств автоматизации и новых технологий обслуживания.

При построении вариантов необходимо учитывать, что магистральные сети по сравнению с кольцевыми имеют большую протяженность воздушных линий в одноцепном исполнении, менее сложные схемы РУ, меньшую стоимость потерь электроэнергии. Кольцевые сети более надежны, гибки, удобны при дистанционном управлении.

При составлении вариантов конфигурации электрической сети также используются следующие принципы:

1. Разветвление сети целесообразно делать в узле нагрузки;
2. Исключение обратных потоков мощности в разомкнутых сетях;
3. В кольцевых сетях целесообразно иметь один уровень номинального напряжения;
4. Применение по возможности простых схем распределительных устройств (РУ) с меньшим количеством трансформаций на ПС;
5. Возможность развития электрических нагрузок в пунктах потребления электрической энергии.

В данной ВКР представлено 2 конкурентоспособных варианта конфигурации сети 110 кВ ЮЯЭР на участке между ПС 220 кВ Нижний Куранах и ПС 110 кВ М. Нимныр.

Вариант 1 – Усиление транзита 110 кВ Нижний Куранах – М. Нимныр посредством сооружения второй ЛЭП 110 кВ на участке В.Куранах – М.Нимныр с применением инновационных технологий как при сооружении ЛЭП так и при реконструкции ПС 110 кВ. А также реконструкция существующей сети 110 кВ с заменой устаревших проводов и опор на современные с улучшенными технико – экономическими характеристиками. Карта-схема сети

при реализации варианта № 1 приведена на рисунке 19.

Достоинством этой схемы является высокая надежность за счет резервирования, так как каждая ПС 110 кВ в образованной магистральной схеме может получать питание с двух разных источников питания.

При реализации данного варианта сети РУ ВН ПС 110 Алдан необходимо выполнить по схеме мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линии.

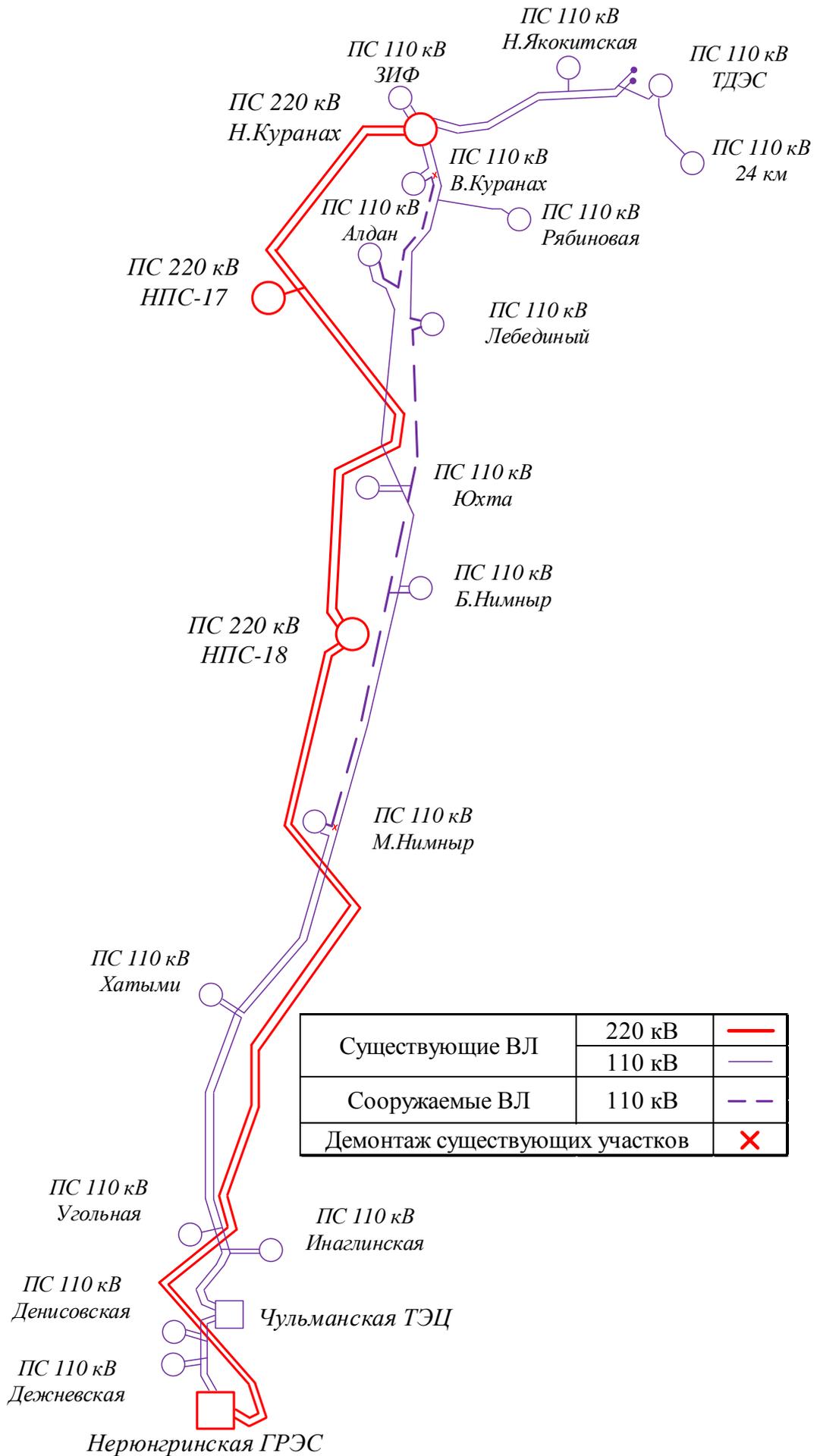
При построении схем учитывается то, что замкнутые схемы более надежны, а разомкнутые – более экономически выгодные, что немаловажно. Развитие сети предусматривается использованием РУ мостик, что значительно повысит надежность сети.

Вариант 2 – Усиление транзита 110 кВ Нижний Куранах – М. Нимныр посредством сооружения второй ЛЭП 110 кВ на участке В.Куранах – М.Нимныр с применением инновационных технологий как при сооружении ЛЭП так и при реконструкции ПС 110 кВ. А также реконструкция существующей сети 110 кВ с заменой устаревших проводов и опор на современные с улучшенными технико-экономическими характеристиками.

Второй вариант предполагает реконструкцию ПС 220 кВ НПС-18 сооружение ОРУ-110 кВ по схеме 110-13 (две рабочие системы шин) на ПС 220 кВ НПС-18 и заводом в ОРУ-110 кВ 4 заходов ВЛ 110 кВ.

Карта-схема сети варианта № 2 приведена на рисунке 20.

Недостатком данного варианта является необходимость сооружения ОРУ-110 кВ, что значительно увеличивает необходимые капиталовложения.



Существующие ВЛ	220 кВ	—
	110 кВ	—
Сооружаемые ВЛ	110 кВ	- - -
Демонтаж существующих участков		×

Рисунок 19 - Вариант развития электрической сети № 1

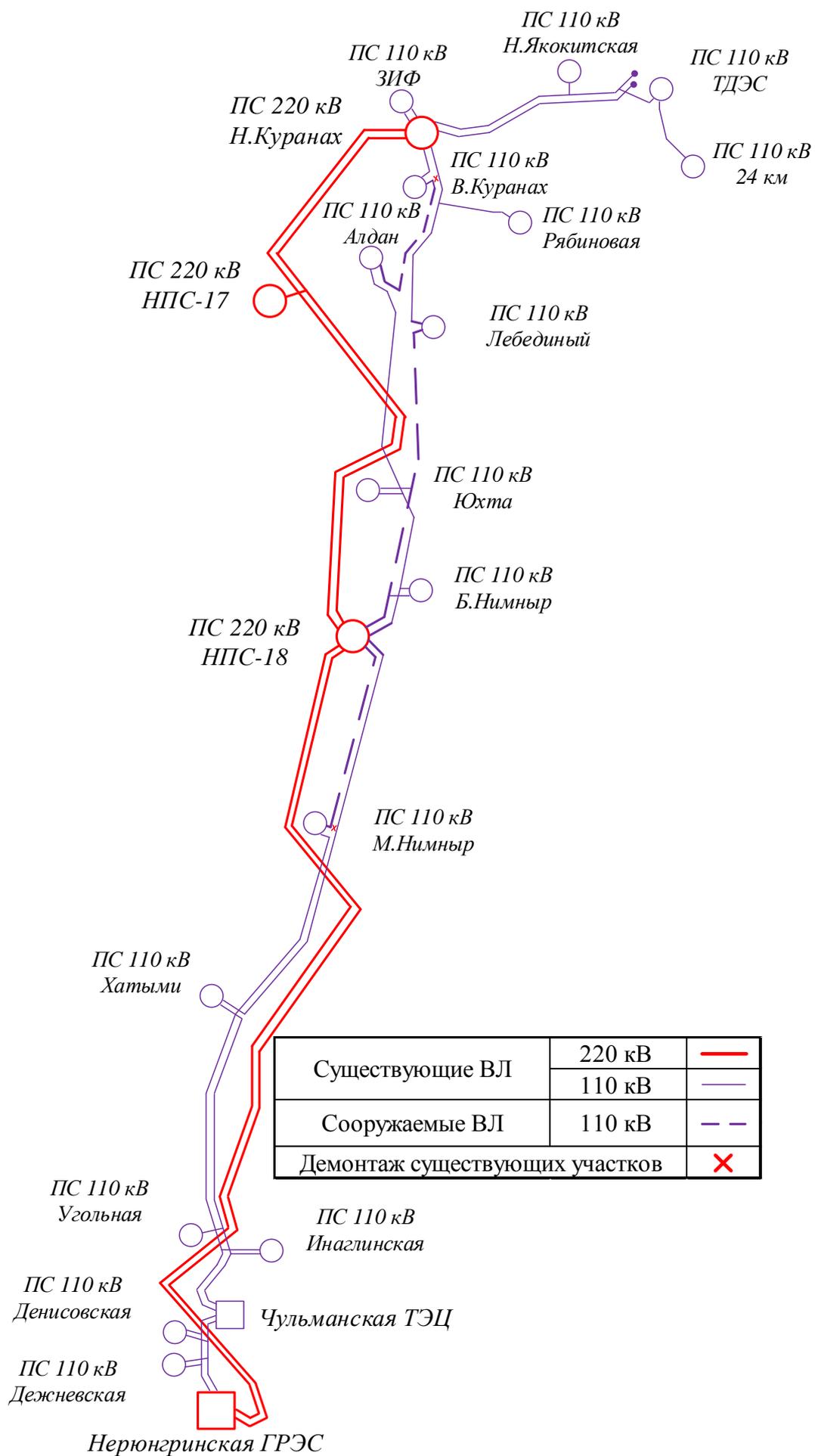


Рисунок 20 - Вариант развития электрической сети № 2

3.3. Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции электрической сети.

Схемы электрических сетей должны с минимальными затратами обеспечить необходимую надёжность электроснабжения, требуемое качество энергии у приёмников, безопасность эксплуатации сети, а также возможность её дальнейшего развития и подключение новых потребителей.

При проектировании ЭЭС для построения рациональной конфигурации сети принимают повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов и из них, на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

В результате, сопоставляя между собой варианты, из полученных 2-х схем отбираем 1 вариант для дальнейшей разработки.

Критерием отбора данного варианта схемы являются:

- 1) Наименьшее количество выключателей в сети.
- 2) Наименьшая суммарная длина линий в одноцепном исполнении.
- 3) Минимальное количество трансформаций в сети.
- 4) Высокая надёжность РУ ВН.

Произведем сравнительный расчет и анализ разработанных схем.

Результаты расчета приведены в таблицах 26 и 27.

Таблица 26 – Вариант 1

	Новое строительство	Реконструкция	Итого
Протяженность ВЛ 110 кВ, км	129,1	168,1	297,2
Количество выключателей 110 кВ, шт	7	4	11

Таблица 27 – Вариант 2

	Новое строительство	Реконструкция	Итого
Протяженность ВЛ 110 кВ, км	129,1	168,1	297,2
Количество выключателей 110 кВ, шт	14	4	18
Сооружение ОРУ 110 кВ, шт	1 (110-13)	-	1 (110-13)

Проанализировав рассматриваемые варианты реконструкции электрической сети, можно сделать однозначный вывод что вариант № 1 с точки

зрения капиталовложений более целесообразный, т.к. он имеют меньшую длину реконструируемых и сооружаемых ВЛ, меньшее количество выключателей 110 кВ и не требует сооружения ОРУ 110 кВ на ПС 220 кВ НПС-18.

Принимаем к дальнейшей разработке вариант реконструкции электрической сети № 1.

4. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРЕДЛОЖЕННОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ КАК 1 ЭТАПА ЕЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИИ

Целью данного раздела является определение экономической целесообразности развития электрической сети рассматриваемого района на основании расчёта экономической эффективности.

4.1. Капиталовложения.

В задачу данного пункта входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанций, рассмотренных в настоящей работе.

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение подстанций;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}. \quad (9)$$

Учитывая многообразие компоновок, используемых материалов и состава основного оборудования ПС, а также весьма значительный и различный по составу объем работ при расширении и реконструкции ПС, их стоимость может быть определена набором отдельных основных элементов, к которым относятся:

- a) отдельные ячейки выключателей;
- b) трансформаторы (АТ);
- c) компенсирующие и регулирующие устройства;
- d) постоянная часть затрат;
- e) ПА;

f) затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. f составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. а–е):

1,5–2,0 % – временные здания и сооружения;

8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;

1,0–1,2 % – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;

10,0–11,0 % – проектно-изыскательские работы и авторский надзор.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (10)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформаторов, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

$K_{ПС*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ПС;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ВЫКЛ}$ – стоимость ячеек выключателей, зависящая от исполнения и от класса номинального напряжения;

$K_{ПА}$ – стоимость противоаварийной автоматики (для ПС 220 кВ и выше);

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (11)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии;

l – длина трассы;

$K_{ВЛ*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ВЛ;

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 4,91$, при условии, что цены взяты за 2014 год.

Расчёт капиталовложений для рассматриваемого варианта развития электрической сети приведен в приложении Д. Результаты расчета капиталовложений для варианта № 1 сведены в таблицу 23.

Таблица 23 – Капиталовложения для варианта № 1

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	309206,2
Трансформаторы	25800
Ячейки выключателей	147391,2
Постоянная часть затрат	18000

Суммарные капиталовложения для рассмотренного варианта развития сети составили $K_{\text{общ}} = 500396,95$ тыс.руб;

4.2. Расчет эксплуатационных издержек.

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (12)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

$I_{Э.Р}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$ – затраты на потери электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (13)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,8\%$; $\alpha_{тэоПС} = 4,9\%$).

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (14)$$

где ΔW - потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, принята 1,5 тыс.руб/МВт·ч.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах. В данном расчёте потери в сети определялись расчётом соответствующего режима в ПВК RastrWin.

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (15)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p - норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Расчёт эксплуатационных издержек варианта №1 приведён в приложении Г. Результаты расчета представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Издержки

Вариант	$I_{э.р.}$, тыс.руб	$I_{ам.рен.}$, тыс.руб	$I_{\Delta W}$ тыс.руб	I , тыс.руб
№1	13753,9	540807	84096	1092400

4.3. Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения

Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения – это комплексный показатель надежности электроснабжения потребителей, т.е. экономическая категория.

Он характеризует свойство потребительской стоимости электроэнергии, поставляемой с определенной надежностью. Его применяют при подсчете штрафов, пени и неустоек, связанных с нарушением договорных обязательств, вызванных перерывами электроснабжения потребителей.

При выборе стратегий оперативного и технического обслуживания учет фактора надежности осуществляется на основе количественной оценки ущерба.

Основной ущерб – ущерб, обусловленный перерывом в электроснабжении, при условии сохранения технологического процесса, оборудования, отсут-

ствия брака, т.е. ущерб U_0 из-за невыполнения плана по производству продукции.

Ущерб внезапности – составляющая ущерба, связанная с появлением фактора внезапности, в результате которого могут произойти нарушения технологического процесса, брак, поломка оборудования и т.д. Этот ущерб зависит от типа потребителя, величины недоданной энергии, глубины ограничения и наличия у потребителя резервов разного рода.

Удельный ущерб потребителя при отключении будет определяться по следующей формуле:

$$y = y_0 \cdot P_n \cdot t_{огр} + \left(y_0 + \frac{y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр} \cdot t_{огр}, \quad (16)$$

где y_0 – средняя величина удельного основного ущерба, у.е./кВт*ч;

P_n – мощность нагрузки потребителя, кВт;

$t_{огр}$ – продолжительность отключения электроснабжения, ч;

$y_{вн}$ – удельная величина ущерба внезапности при полном отключении, у.е./кВт;

$P_{техн.бр}$ – мощность технологической брони потребителя, кВт.

Мощность технологической брони определяется:

$$P_{техн.бр} = P_n \cdot \sigma_{техн.бр}, \quad (17)$$

где $\sigma_{техн.бр}$ – доля нагрузки технологической брони.

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год:

$$U = y \cdot T_{ср} \cdot c, \quad (18)$$

где $T_{ср}$ – среднее время отключения потребителя в год, ч;

c – тариф на электроэнергию, равен 1,5 руб/кВт*ч.

Подробный расчёт величины ущерба в приложении Д.

4.4. Оценка экономической эффективности проекта

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта является оценка выручки от реализации проекта.

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (19)$$

где W_t – полезно отпущенная потребителю электроэнергия за год, МВт·ч;

T – одноставочный тариф для потребителя, тыс.руб/МВт·ч;

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{max}, \quad (20)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

T_{max} – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 5200 ч.

$$W_t = 33,45 \cdot 5200 = 173940 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$Q_{Pt} = 173940 \cdot 1,5 = 260910 \text{ тыс. руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$\Pi_{\delta t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (21)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (\Pi_{\delta t}). \quad (22)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($\Pi_{\text{чт}}$) численно равна прибыли от реализации ($\Pi_{\text{бт}}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$П_{чt} = П_{отt} - Н_t ; \quad (23)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t} ; \quad (24)$$

где $d = 9,25\%$ – коэффициент дисконтирования;

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 2 года.

Расчет произведен с помощью программы Microsoft Office Excel 2013.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 21.

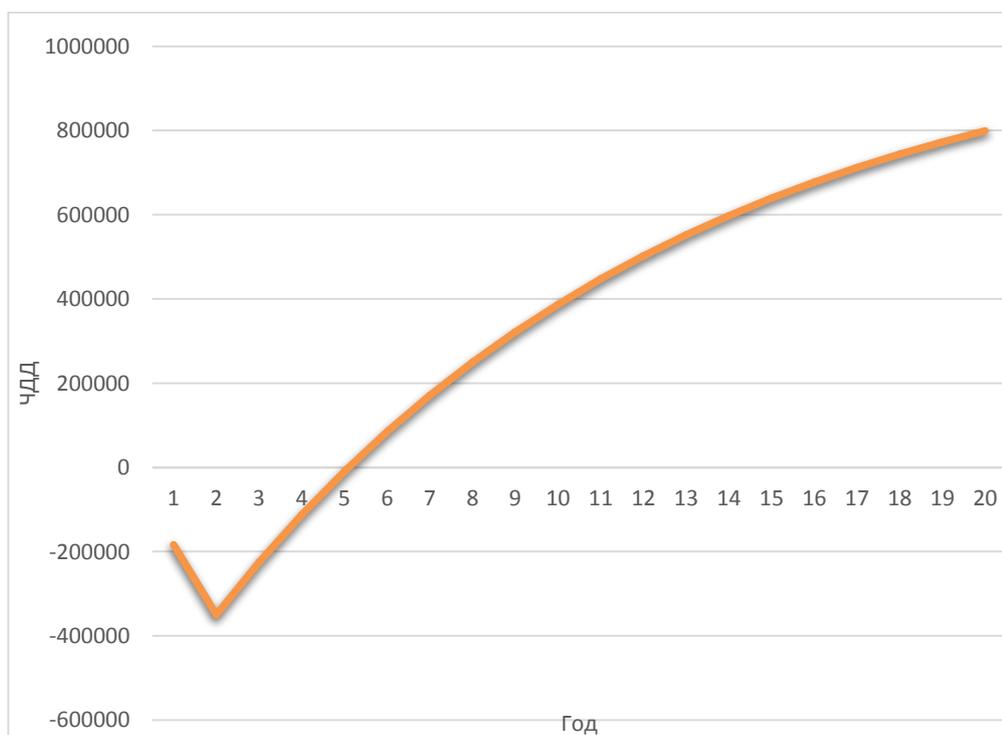


Рисунок 21 – График ЧДД

Рентабельность инвестиций рассчитываются по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (25)$$

где K – суммарные капитальные вложения;

\mathcal{E}_t – системный эффект, обусловленный вводом объекта в год t ;

I_t – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

H_t - налог на прибыль.

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации (4 год):

$$R_t = \frac{203346 - 57563.9 - 0.2 \cdot 203346}{500396} = 0.32$$

«Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем случае – начало строительства сетевого объекта. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остается положительным.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным.

Данный вариант развития сети является очень эффективным т.к. окупается в начале пятого года, т.е. на втором году эксплуатации, а также рентабель-

ность проекта составляет 32%. Простой срок окупаемости составил 4 года, дисконтированный срок окупаемости составил 5 лет.

Внутренней нормой доходности называют такое положительное число E_B (норматив дисконтирования), при котором при норме дисконта $E_B = E_{н.д.}$ ЧДД проекта обращается в 0, при всех больших E_B ЧДД – отрицателен.

$E_g = 0,483$, при значениях $E_g \geq 0,483$ ЧДД становится отрицательным.

Значение внутренней нормы доходности больше чем норма дисконта $0,483 > 0,095$, это означает, что проект эффективен.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации осуществлена разработка вариантов развития электрической сети Южно-Якутского энергорайона для перевода электрических сетей напряжением 110 кВ на платформу активно-адаптивных с целью повышения надежности и эффективности электроснабжения потребителей.

Перед разработкой вариантов развития произведен структурный и режимный анализ электрической сети Южно-Якутского энергорайона, по результатам которых выявлен ряд проблем, влияющих на эффективное и надежное электроснабжение потребителей.

Произведен обзорный анализ технологий, позволяющих осуществить перевод электрических сетей на более высокий уровень интеллектуализации

В ходе выполнения диссертации разработано 2 возможных варианта развития электрической сети. Осуществлено технико-экономическое сравнение, по результатам которого оценена их экономическая целесообразность.

Из рассмотренных вариантов выбран 1, наиболее надежный и конкурентоспособный, который предполагает сооружение второй линии на участке ПС 110 кВ Малый Нимныр – ПС 110 кВ Лебединный, сооружение ВЛ 110 кВ Алдан – Верхний Куранх и реконструкцию существующего участка ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Малый Нимныр до ПС 110 кВ Лебединный с применением инновационных технологий.

Оценка экономической целесообразности проекта показала, что срок окупаемости проекта составил 5 лет, рентабельность проекта составила 32 %.

С учетом изложенного выше, в магистерской диссертации обоснована и доказана необходимость в создание интеллектуальных электрических сетей и построения цифровых подстанций, использования проводников с улучшенными технико-экономическими показателями требованиям в электроэнергетике. Ее внедрение позволит обеспечить высокую надежность, управляемость, гибкость и существенно снизить потери в электрических сетях и эксплуатационные издержки.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. M. Adamiak, B. Kasztenny, J. Maze-reeuw, D. Mcginn, S. Hodder, Considerations for IEC 61850 Process Bus Deployment in Real-world Protection and Control Systems: a business analysis. Paper B5-102, CIGRE 42d session, Paris, 2008.
2. L. Hossenlopp, D. Chatrefou, D. Tholomier, D. P. Bui, Process bus: Experience and impact on future system architectures. Paper B5-104, CIGRE 42d session, Paris, 2008.
3. Официальный сайт ПАО «Транснефть» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.transneft.ru/pressReleases/view/id/11709> (дата обращения: 22.01.2018).
4. Основные направления создания комплекса оборудования для интеллектуальных электрических сетей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.elec.ru/articles/osnovnye-napravleniya-sozdaniya-kompleksa-oborudov> (дата обращения 21.03.2018).
5. Схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2018-2022 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.sakha.gov.ru/files/front/download/id/1875128> (дата обращения 21.03.2018).
6. Анализ мирового и российского опыта использования технологий Smart Grid. Разработка рекомендаций по применению технологий Smart Grid в российской электроэнергетике : науч. – техн. исполн. Б. Б. Кобец [и др.]. – М. : ИНВЭЛ, 2010. – 122 с. : рис. – Библиогр.: с. 84 – 85 ; 3 2 ; А64.
7. Воропай, Н.И. Smart Grid: мифы, реальность, перспективы/ Н.И. Воропай// Энергетическая политика. -2010. -№2. –С.9 -14; ЭЭ-1.2.4; ЭЭ-1.2.6
8. Глушко, С.И. Электроэнергетика нового поколения как главный критерий модернизации российской экономики. Взгляд независимого эксперта/ С.И. Глушко// Энергетическая политика. -2010. -№2. –С.42-47; ЭЭ-2.2.1
9. Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.rastrwin.ru](http://www.rastrwin.ru). (дата обращения: 7.03.2018).

10. Данилин, И.В. От «умных» технологий к «умной» энергетике/ И.В. Данилин// Энергетическая политика. -2010. -№2. –С.22-28; ЭЭ-1.2.4
11. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid : моногр. / Б.Б. Кобец – М.: ИАЦ Энергия, 2010.- 208 с.
12. Кобец, Б.Б. Smart Grid как концепция инновационного развития электроэнергетики за рубежом/ Б.Б. Кобец, И.О. Волкова, В.Р. Огороков// Энергоэксперт. -2010. -№2. –С.52-58; ЭЭ-2.2.2; ЭЭ-2.3.2
13. Новиков, Н.Л. Интеллектуальные сети (SMART GRID) и энергоэффективность/ Н.Л. Новиков// Энергетическая политика. -2010. -№2. –С.29-33; ЭЭ-1.2.4
14. Огороков, В.Р. Интеллектуальные энергетические системы: модель будущих систем электроснабжения/ В.Р. Огороков, Р.В. Огороков// Энергетическая политика. -2010. -№2. –С.15-21; ЭЭ-1.2.4; ЭЭ-1.2.6
15. Состояние и перспективы применения в электрических системах РФ и СНГ регулируемых источников реактивной мощности (ИРМ) с управляемыми подмагничиванием шунтирующими реакторами (УШР) и батареями конденсаторов (БСК)/ А.М. Брянцев [и др.] // Энергоэксперт. -2010. -№2. –С.88-93; ЭЭ-7.3
16. Возобновляемые источники энергии: Теоретические основы, технологии, технические характеристики, экономика / Отв. ред. З. А. Стычинский, Н. И. Воропай. - Магдебург : Отто-фон-Герике Университет Магдебург, 2010. - 211 с.
17. Искусственный интеллект и интеллектуальные системы управления /И.М. Макаров, В.М. Лохин, С.В. Манько, М.П. Романов ; [отв. ред. И.М. Макарова] ; Отделение информ. технологий и вычислит, систем РАН. - М. : Наука, 2006. - 333 с.
18. Вертешев А.С. Развитие интеллектуальной энергетики в России и за рубежом //Академия энергетики, 2011, № 1(39). С. 70-75

19. Волкова И.О., Шувалова Д.Г., Сальникова Е.А. Активный потребитель в интеллектуальной энергетике //Академия энергетики, 2011, № 2(40). С. 50-57.
20. Егоров В., Кужеков С. Интеллектуальные технологии в распределительном электросетевом комплексе. –«ЭнергоРынок», 2010, № 6.
21. Бударгин О. «Умная сеть — платформа развития инновационной экономики». — Круглый стол «Умные сети — Умная энергетика — Умная экономика», Петербургский международный экономический форум, 17 июня 2010 г., (www.fsk-ees.ru).
22. Макаревич Л. В. Высоковольтное электротехническое оборудование для развития «интеллектуальной» Единой энергосистемы России — Круглый стол «Умные сети — Умная энергетика — Умная экономика», Петербургский международный экономический форум, 17 июня 2010 г., (www.fsk-ees.ru).
23. Праховник А.В. Малая энергетика: распределенная генерация в системах энергоснабжения / А. В. Праховник. - Киев : Освита Украины, 2007. - 463 с.
24. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Smart Grid в электроэнергетике / Энергетическая политика. - №6 – 2009. – с.54-56.
25. The National Energy Technology Laboratory: «A vision for the Modern Grid», March 2007
26. «Grids 2030». A National Vision for Electricity's Second 100 years. Office of Electric Transmission and Distribution of USA Department of Energy, 2003.
27. World Energy Outlook 2009. International Energy Agency (IEA), Paris, 2009. - 691 pp
28. «SmartGrids – European Technology Platform for Electricity Networks of the Future», 2005.
29. Smart Power Grids - Talking about a Revolution. IEEE Emerging Technology Portal, 2009.
30. Electric power research institute, website: www.epri.com

31. World Energy Outlook 2009. International Energy Agency (IEA), Paris.- 2009. - 691 pp.
32. Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России /Энергоэксперт. - №4 -2009. с.28-31.
33. Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
34. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб.пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.
35. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118.-2003 Утверждено приказом Минэнерго России от 30.06.03 №281
36. Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.
37. Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., - Изд-во БХВ - Петербург. 2013. - 608 с.
38. Нерюнгринская ГРЭС [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rosteplo.ru/> (дата обращения: 20.04.2018).
39. ПАО Газпром, проект «Сила Сибири» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gazprom.ru/> (дата обращения 17.11.2017).
40. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М. : Энергоатомиздат, 2010. - 118 с.
41. Приказ Минэнерго России от 01.03.2017 №147 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2017-2022 годы»
42. Приказ от 23 июня 2015 г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энерго-

принимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии»

43. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.

44. Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

45. СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения 17.11.17).

46. Энергоэффективное решение с проводом нового поколения АССС™ на примере реконструкции ВЛ 110кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http: // https://www.startbase.ru/knowledge/articles/198/](http://https://www.startbase.ru/knowledge/articles/198/) (дата обращения: 7.03.2018).

47. Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред. Д.Л. Файбисовича. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: ЭНАС, 2012- 392 с.

48. СТО 56947007-29.060.10.005-2008 Руководящий документ по проектированию жесткой ошиновки ОРУ и ЗРУ 110-500 кВ/ ОАО «ФСК», 2007. - 33 с.

49. СТО 59012820-29.240.30.003-2009. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения - М.: ОАО «СО ЕЭС», 2009. - 132 с.

50. Счётчики электрической энергии трёхфазные, многофункциональные Меркурий 230 АКТ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.incotexcom.ru/m233art.htm> (дата обращения - 10.05.2018).

51. Тарасов А.И. Современное электротехническое элегазовое оборудование: учебно-методическое пособие/ А.И. Тарасов, Д.Е. Румянцев - М.: ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, 2008. - 144 с.

52. «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ», утвержденный приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.12г № 385.

53. Федосова А.В. Оценка вариантов развития интеллектуальной энергетической системы в России [Электронный ресурс]: автореф. дис. канд. экон. наук: 08.00.05/ Федосова А.В.; Санкт-Петербургский государственный политехнический университет. — Санкт-Петербург, 2013.

54. Чемборисов Н.Ш. Оптимизация режимов электроэнергетических систем и сетей [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Н. Ш. Чемборисова, А. С. Степанов, В. М. Пейзель. - Благовещенск: АмГУ, 2006. - 104 с.

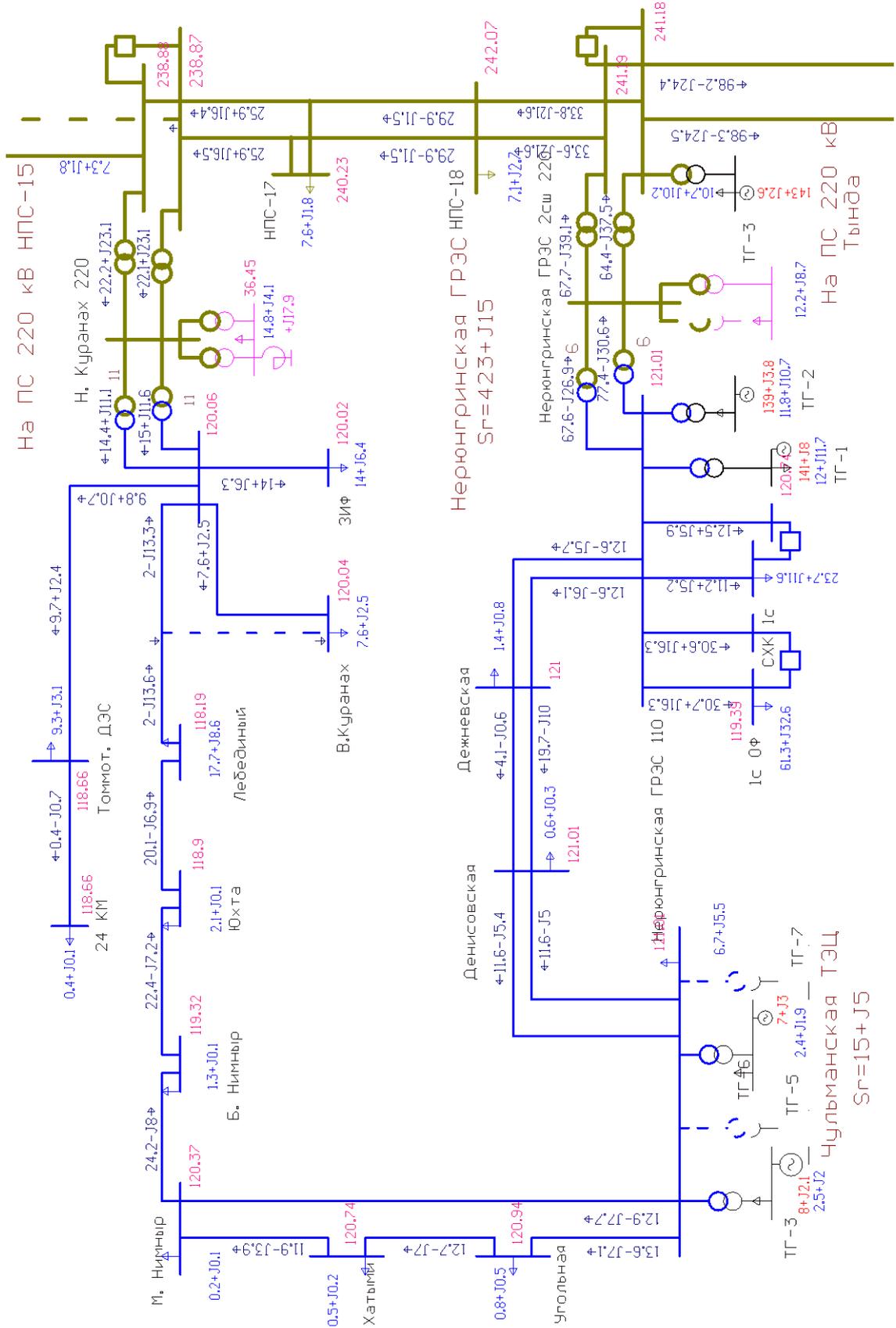
55. Шульга Р.Н. Основные направления создания комплекса оборудования для интеллектуальных электрических сетей/ Р.Н. Шульга, В.Н. Вариводов и др.//Электротехнический рынок - 2011. - №4 - с. 26-30. 17 Савина Н.В., Мясоедов Ю.В., Дудченко Л.Н. Электрические сети в примерах и расчетах: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 1999. – 238 с.

56. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 2007.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Данные контрольного замера.

Режим зимних максимальных нагрузок 2013 г.



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Токовая загрузка ЛЭП (нормальный режим)

Название	N_нач	N_кон	Идоп_расч, А	I max, А	I загр., %
Лебединный - Оп. 101	32	33	390	51	13,2
Оп. 101 - Рябиновая	33	34	330	4	1,2
Оп. 101 - Оп. 193	33	35	390	46	11,7
Оп. 193 - В.Куранах	35	36	390	20	5,1
Оп. 193 - 2СШ-110	35	42	390	46	11,9
В.Куранах - 2СШ-110	36	42	300	41	13,5
Юхта - Лебединный	31	32	390	147	37,7
2СШ-110 - 2 СШ-110	42	51	330	29	8,9
Б.Нимныр - Юхта	30	31	390	148	38
1СШ-110 - 1 СШ-110	41	37	330	29	8,8
1СШ-110 - ТДЭС	41	40	390	47	12
М.Нимныр - Б.Нимныр	29	30	390	159	40,9
Хатыми - М.Нимныр	28	29	390	83	21,2
Оп. 55 - Инаглинская	22	24	390	35	9,1
Оп. 54А - Инаглинская	23	24	390	36	9,2
Оп. 55 - Оп. 96	22	25	390	94	24,2
Оп. 54А - Оп. 97	23	26	390	94	24
Оп. 96 - Угольная	25	27	510	3	0,6
Оп. 97 - Угольная	26	27	510	2	0,4
Оп. 96 - М.Нимныр	25	29	390	92	23,7
Оп. 97 - Хатыми	26	28	390	93	23,8
1СШ - Оп. 55	56	22	390	117	30,1
2СШ - Оп. 54А	57	23	390	117	30,1
Оп. 56 - Денисовская	15	17	510	0	0
Оп. 56.2 - Денисовская	16	17	510	1	0,2
Оп. 56 - 1СШ	15	56	510	130	25,5
Оп. 56.2 - 2СШ	16	57	510	129	25,4
Оп. 49 - Дежнёвская	12	14	510	15	3
Оп. 49.2 - Дежнёвская	13	14	510	16	3,1
Оп. 49 - Оп. 56	12	15	510	130	25,4
Оп. 49.2 - Оп. 56.2	13	16	510	130	25,5
1СШ-110 - ОФ	6	8	825	94	11,4
2СШ-110 - ОФ	7	8	825	95	11,5
1СШ-110 - СХК	6	9	510	61	12
2СШ-110 - СХК	7	9	510	63	12,5
2СШ-110 - ВГК	7	10	510	10	1,9
ВГК - Оп. 2	10	11	510	4	0,7
1СШ-110 - Оп. 2	6	11	510	147	28,8
Оп. 2 - Оп. 49	11	12	510	145	28,3
2СШ-110 - Оп. 49.2	7	13	510	145	28,5

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Уровни напряжения в узлах нагрузки (нормальный режим)

Название	Номер	U_ном, кВ	V, кВ	dV, %	Угол
2 СШ-110	51	110	118,73	7,94	-34,16
2СШ	57	110	122,37	11,24	-26,22
1СШ	56	110	122,37	11,24	-26,23
2СШ-110	42	110	118,75	7,95	-34,16
1СШ-110	41	110	120,19	9,27	-33,88
ТДЭС	40	110	119,29	8,45	-34,67
1 СШ-110	37	110	120,18	9,25	-33,89
В.Куранах	36	110	118,4	7,63	-34,21
Оп. 193	35	110	118,4	7,63	-34,21
Рябиновая	34	110	117,81	7,1	-34,17
Оп. 101	33	110	117,79	7,08	-34,16
Лебединный	32	110	117,17	6,52	-34,08
Юхта	31	110	118,71	7,92	-31,94
Б.Нимныр	30	110	119,54	8,67	-30,81
М.Нимныр	29	110	121,68	10,62	-28,02
Хатыми	28	110	122,04	10,95	-27,38
Угольная	27	110	122,25	11,14	-26,54
Оп. 97	26	110	122,25	11,14	-26,54
Оп. 96	25	110	122,25	11,14	-26,54
Инаглинская	24	110	122,16	11,06	-26,42
Оп. 54А	23	110	122,27	11,15	-26,39
Оп. 55	22	110	122,27	11,15	-26,4
Денисовская	17	110	122,51	11,38	-26,03
Оп. 56.2	16	110	122,51	11,38	-26,03
Оп. 56	15	110	122,51	11,38	-26,03
Дежнёвская	14	110	122,54	11,4	-25,98
Оп. 49.2	13	110	122,56	11,42	-25,97
Оп. 49	12	110	122,56	11,42	-25,97
Оп. 2	11	110	122,83	11,67	-25,6
ВГК	10	110	122,81	11,65	-25,61
СХК	9	110	122,72	11,56	-25,66
ОФ	8	110	122,49	11,35	-25,8
2СШ-110	7	110	122,85	11,68	-25,59
1СШ-110	6	110	122,84	11,67	-25,59

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Токовая нагрузка ЛЭП (откл. ВЛ 110 кВ Б.Нимны – М.Нимныр)

Название	N_нач	N_кон	Идоп_расч, А	I max, А	I загр., %
Б.Нимныр - Юхта	30	31	390	11	2,8
Юхта - Лебединный	31	32	390	14	3,5
Лебединный - Оп. 101	32	33	390	171	43,9
Оп. 101 - Рябиновая	33	34	330	4	1,2
Оп. 101 - Оп. 193	33	35	390	171	43,9
Оп. 193 - В.Куранах	35	36	390	54	13,8
Оп. 193 - 2СШ-110	35	42	390	119	30,5
В.Куранах - 2СШ-110	36	42	300	103	34,5
2СШ-110 - 2 СШ-110	42	51	330	29	8,9
1СШ-110 - 1 СШ-110	41	37	330	29	8,9
1СШ-110 - ТДЭС	41	40	390	47	12
1СШ - Оп. 55	56	22	390	39	10
2СШ - Оп. 54А	57	23	390	39	10
Оп. 55 - Инаглинская	22	24	390	36	9,1
Оп. 54А - Инаглинская	23	24	390	36	9,1
Оп. 55 - Оп. 96	22	25	390	33	8,5
Оп. 54А - Оп. 97	23	26	390	33	8,4
Оп. 49 - Дежнёвская	12	14	510	15	3
Оп. 49.2 - Дежнёвская	13	14	510	16	3,1
Оп. 49 - Оп. 56	12	15	510	50	9,8
Оп. 49.2 - Оп. 56.2	13	16	510	51	9,9
Оп. 56 - Денисовская	15	17	510	0	0
Оп. 56.2 - Денисовская	16	17	510	1	0,2
Оп. 56 - 1СШ	15	56	510	51	10
Оп. 56.2 - 2СШ	16	57	510	50	9,9
Оп. 96 - Угольная	25	27	510	3	0,6
Оп. 97 - Угольная	26	27	510	2	0,5
Оп. 96 - М.Нимныр	25	29	390	33	8,3
Оп. 97 - Хатыми	26	28	390	32	8,3
1СШ-110 - ОФ	6	8	825	94	11,4
2СШ-110 - ОФ	7	8	825	95	11,5
1СШ-110 - СХК	6	9	510	61	12
2СШ-110 - СХК	7	9	510	64	12,5
2СШ-110 - ВГК	7	10	510	9	1,8
ВГК - Оп. 2	10	11	510	4	0,8
1СШ-110 - Оп. 2	6	11	510	68	13,3
Оп. 2 - Оп. 49	11	12	510	65	12,7
Хатыми - М.Нимныр	28	29	390	15	3,9

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

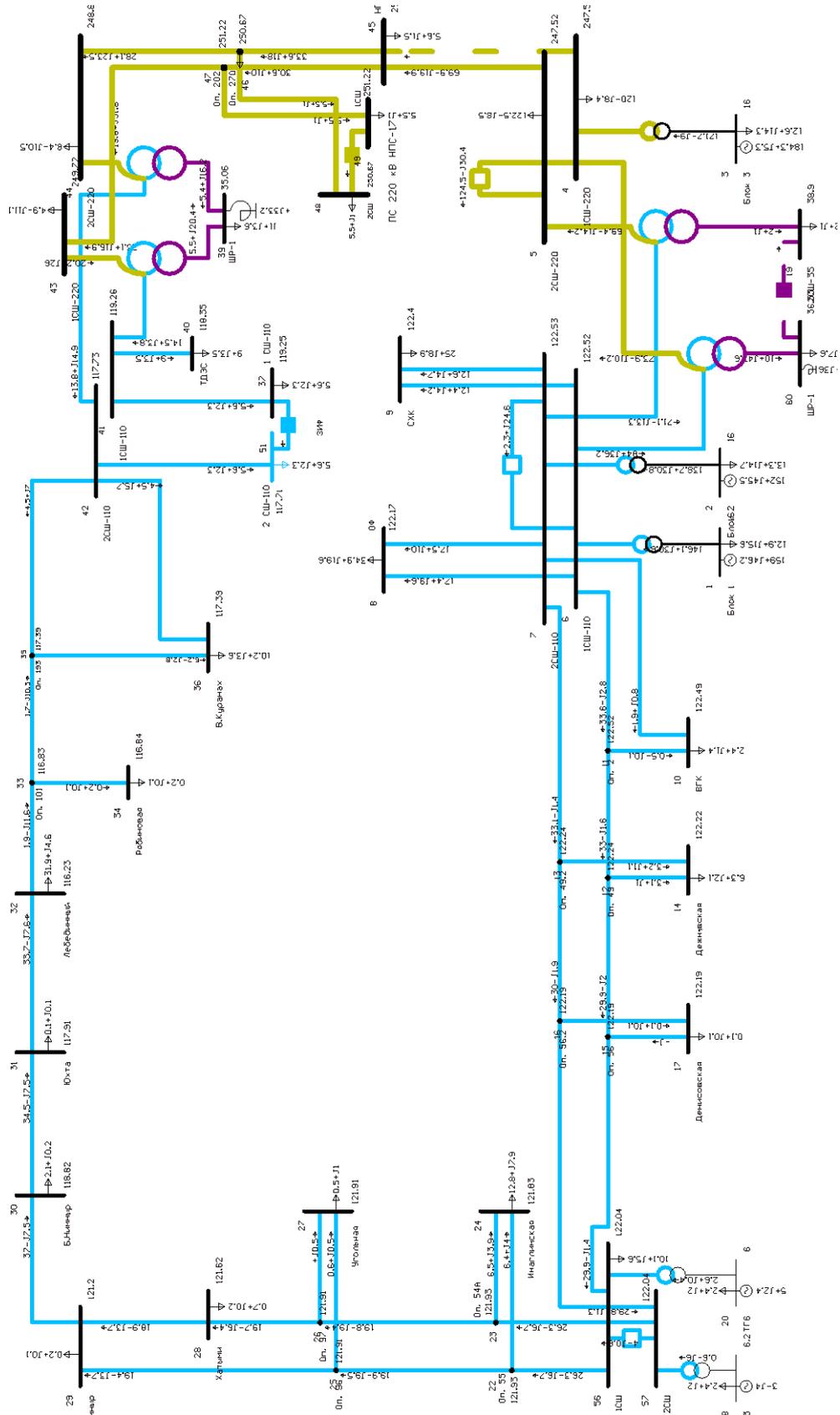
Уровни напряжения в узлах нагрузки

(откл. ВЛ 110 кВ Б.Нимны – М.Нимныр)

Название	Номер	U_ном, кВ	V, кВ	dV, %	Угол
2 СШ-110	51	110	118,51	7,74	-38,24
2СШ	57	110	122,42	11,29	-25,16
1СШ	56	110	122,42	11,29	-25,16
2СШ-110	42	110	118,52	7,75	-38,24
1СШ-110	41	110	119,59	8,72	-35,76
ТДЭС	40	110	118,68	7,89	-36,56
1 СШ-110	37	110	119,58	8,71	-35,77
В.Куранах	36	110	117,92	7,2	-38,59
Оп. 193	35	110	117,92	7,2	-38,6
Рябиновая	34	110	116,6	6	-39,58
Оп. 101	33	110	116,59	5,99	-39,57
Лебединный	32	110	115,32	4,84	-40,45
Юхта	31	110	115,29	4,81	-40,64
Б.Нимныр	30	110	115,21	4,74	-40,72
М.Нимныр	29	110	123	11,82	-25,41
Хатыми	28	110	122,88	11,71	-25,38
Угольная	27	110	122,5	11,37	-25,25
Оп. 97	26	110	122,5	11,37	-25,25
Оп. 96	25	110	122,5	11,37	-25,25
Инаглинская	24	110	122,32	11,2	-25,25
Оп. 54А	23	110	122,42	11,29	-25,22
Оп. 55	22	110	122,42	11,29	-25,22
Денисовская	17	110	122,51	11,37	-25,09
Оп. 56.2	16	110	122,51	11,37	-25,09
Оп. 56	15	110	122,51	11,37	-25,09
Дежнёвская	14	110	122,52	11,38	-25,08
Оп. 49.2	13	110	122,53	11,39	-25,07
Оп. 49	12	110	122,53	11,39	-25,07
Оп. 2	11	110	122,69	11,54	-24,91
ВГК	10	110	122,67	11,51	-24,92
СХК	9	110	122,57	11,43	-24,97
ОФ	8	110	122,34	11,22	-25,12
2СШ-110	7	110	122,7	11,55	-24,9
1СШ-110	6	110	122,69	11,54	-24,9

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Графика (откл. ВЛ 220 кВ НГРЭС –НПС-18)



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Токовая загрузка ЛЭП (откл. ВЛ 220 кВ НГРЭС –НПС-18)

Название	N_нач	N_кон	Идоп_расч, А	I max, А	I загр., %
Лебединный - Оп. 101	32	33	390	61	15,6
Оп. 101 - Рябиновая	33	34	330	4	1,2
Оп. 101 - Оп. 193	33	35	390	54	13,8
Оп. 193 - В.Куранах	35	36	390	34	8,6
Оп. 193 - 2СШ-110	35	42	390	42	10,8
В.Куранах - 2СШ-110	36	42	300	37	12,4
2СШ-110 - 2 СШ-110	42	51	330	30	9
Юхта - Лебединный	31	32	390	173	44,4
Б.Нимныр - Юхта	30	31	390	174	44,6
1СШ-110 - 1 СШ-110	41	37	330	29	8,9
1СШ-110 - ТДЭС	41	40	390	47	12,1
М.Нимныр - Б.Нимныр	29	30	390	185	47,4
Хатыми - М.Нимныр	28	29	390	96	24,5
Оп. 55 - Инаглинская	22	24	390	36	9,1
Оп. 54А - Инаглинская	23	24	390	36	9,2
Оп. 55 - Оп. 96	22	25	390	106	27,1
Оп. 54А - Оп. 97	23	26	390	105	26,9
Оп. 96 - Угольная	25	27	510	4	0,7
Оп. 97 - Угольная	26	27	510	2	0,5
Оп. 96 - М.Нимныр	25	29	390	105	26,9
Оп. 97 - Хатыми	26	28	390	105	27
1СШ - Оп. 55	56	22	390	129	33,2
2СШ - Оп. 54А	57	23	390	129	33,1
Оп. 49 - Дежнёвская	12	14	510	15	3
Оп. 49.2 - Дежнёвская	13	14	510	16	3,1
Оп. 49 - Оп. 56	12	15	510	142	27,7
Оп. 49.2 - Оп. 56.2	13	16	510	142	27,8
Оп. 56 - Денисовская	15	17	510	0	0
Оп. 56.2 - Денисовская	16	17	510	1	0,2
Оп. 56 - 1СШ	15	56	510	142	27,8
Оп. 56.2 - 2СШ	16	57	510	141	27,7
1СШ-110 - ОФ	6	8	825	94	11,4
2СШ-110 - ОФ	7	8	825	95	11,5
1СШ-110 - СХК	6	9	510	61	12,1
2СШ-110 - СХК	7	9	510	64	12,5
2СШ-110 - ВГК	7	10	510	10	1,9
ВГК - Оп. 2	10	11	510	4	0,7
1СШ-110 - Оп. 2	6	11	510	159	31,2
Оп. 2 - Оп. 49	11	12	510	156	30,7
2СШ-110 - Оп. 49.2	7	13	510	157	30,8

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Уровни напряжения в узлах нагрузки

(откл. ВЛ 220 кВ НГРЭС –НПС-18)

Название	Номер	U_ном, кВ	V, кВ	dV, %	Угол
2 СШ-110	51	110	117,71	7,01	-36,09
2СШ	57	110	122,04	10,95	-26,39
1СШ	56	110	122,04	10,95	-26,39
2СШ-110	42	110	117,73	7,02	-36,09
1СШ-110	41	110	119,26	8,42	-36,13
ТДЭС	40	110	118,35	7,59	-36,93
1 СШ-110	37	110	119,25	8,41	-36,13
В.Куранах	36	110	117,39	6,72	-36,09
Оп. 193	35	110	117,39	6,72	-36,09
Рябиновая	34	110	116,84	6,22	-35,88
Оп. 101	33	110	116,83	6,2	-35,86
Лебединный	32	110	116,23	5,67	-35,63
Юхта	31	110	117,91	7,19	-33,07
Б.Нимныр	30	110	118,82	8,02	-31,72
М.Нимныр	29	110	121,2	10,19	-28,44
Хатыми	28	110	121,62	10,57	-27,71
Угольная	27	110	121,91	10,82	-26,74
Оп. 97	26	110	121,91	10,82	-26,74
Оп. 96	25	110	121,91	10,82	-26,74
Инаглинская	24	110	121,83	10,75	-26,61
Оп. 54А	23	110	121,93	10,85	-26,58
Оп. 55	22	110	121,93	10,85	-26,58
Денисовская	17	110	122,19	11,09	-26,18
Оп. 56.2	16	110	122,19	11,09	-26,18
Оп. 56	15	110	122,19	11,09	-26,18
Дежнёвская	14	110	122,22	11,11	-26,12
Оп. 49.2	13	110	122,24	11,13	-26,11
Оп. 49	12	110	122,24	11,13	-26,11
Оп. 2	11	110	122,52	11,38	-25,7
ВГК	10	110	122,49	11,36	-25,71
СХК	9	110	122,4	11,28	-25,76
ОФ	8	110	122,17	11,06	-25,91
2СШ-110	7	110	122,53	11,39	-25,69
1СШ-110	6	110	122,52	11,39	-25,69

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Экономика

Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта № 1

$$k_{\text{инф}} := 1.32$$

Капиталовложения в строительство линии:

Удельные капиталовложения для одноцепной ВЛ 110 кВ,
провод АССС Helsinki 160, опоры стальные, длина ЛЭП 297,2 км:

$$k_{\text{тч}} := 568.18 \quad \text{тыс.руб/км} \quad l := 297.2 \quad \text{км}$$

Затраты на вырубку просеки:

$$k_{\text{просека110}} := 220 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$K_{\text{ВЛ}} := k_{\text{тч}} \cdot k_{\text{инф}}^{-1} + k_{\text{просека110}} \cdot k_{\text{инф}}^{-1} = 309206.167 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

Капиталовложения в трансформаторы:

Капиталовложения в трансформаторы 110 кВ суммарной мощностью
38.3 МВА:

$$k_{\text{тр110}} := 19545.5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр.}} := k_{\text{тр110}} \cdot k_{\text{инф}} = 25800.06 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в ОРУ:

Стоймость ячейки элиазового выключателя 110 кВ:

$$k_{\text{ору.110}} := 22332 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ору.}} := 5 \cdot k_{\text{ору.110}} \cdot k_{\text{инф}} = 147391.2 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты:

Капиталовложения в постоянные затраты для ПС 110 кВ:

$$K_{\text{пост.}} := 13636 \cdot k_{\text{инф}} = 17999.52 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС:

$$K_{\text{ПС}} := K_{\text{тр.}} + K_{\text{пост.}} + K_{\text{ору.}} = 191190.78 \quad \text{тыс.руб}$$

Общие капиталовложения:

$$K_{\text{об}} := K_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} = 500396.947 \quad \text{тыс.руб}$$

Издержки:

Издержки на ремонт и эксплуатацию:

$$\alpha_{\text{рэовл}} := 0.008 \quad \alpha_{\text{рэопс}} := 0.059$$

$$U_{\text{ЭР}} := \alpha_{\text{рэовл}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{рэопс}} \cdot K_{\text{ПС}} = 13753.905 \quad \text{тыс.руб.}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта № 1

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы $T=20$ лет:

$$U_{\text{ам.пс}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{20} = 9559.539 \text{ тыс.руб.}$$

$$U_{\text{ам.вл}} := \frac{K_{\text{ВЛ}}}{20} = 15460.308 \text{ тыс.руб.}$$

$$U_{\text{АМ}} := U_{\text{ам.пс}} + U_{\text{ам.вл}} = 25019.847 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на потери:

Данные по потерям берутся из расчёта режима в ПВК RastWin, с использованием эффективной мощности.

$$\Delta P_{\text{сети}} := 1.43 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{сети}} := \Delta P_{\text{сети}} \cdot 8760 = 12526.8 \text{ МВт*ч}$$

Стоймость потерь электроэнергии:

$$C_{\Delta W} := 1.5 \text{ тыс.руб./МВтч}$$

$$U_{\Delta W} := \Delta W_{\text{сети}} \cdot C_{\Delta W} = 18790.2 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

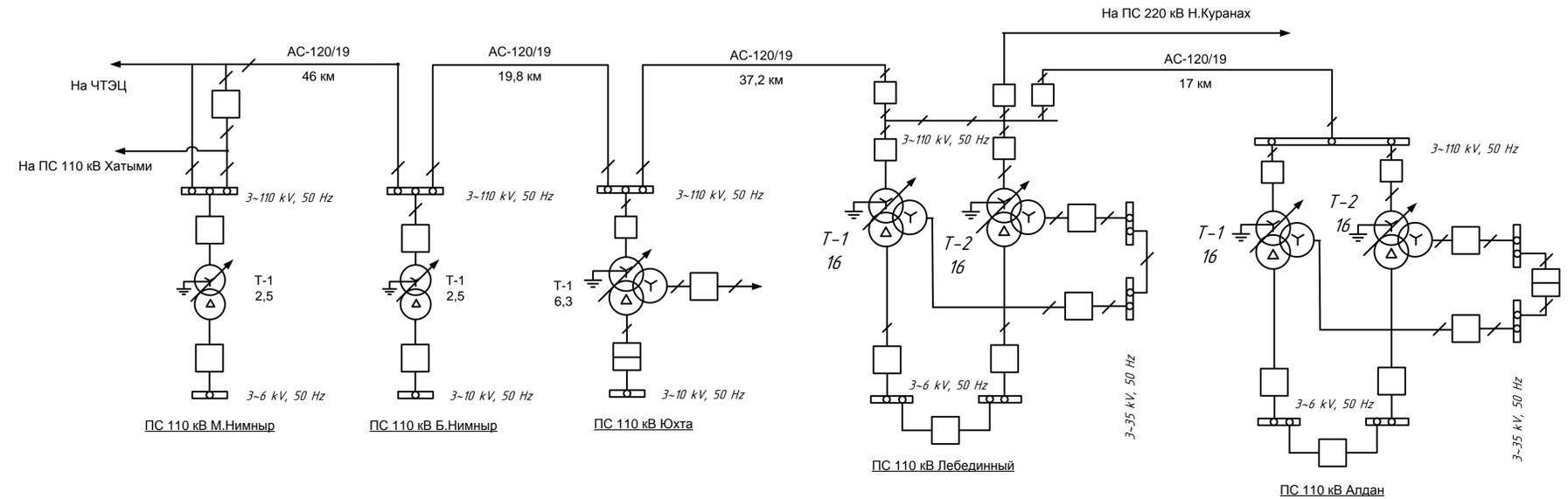
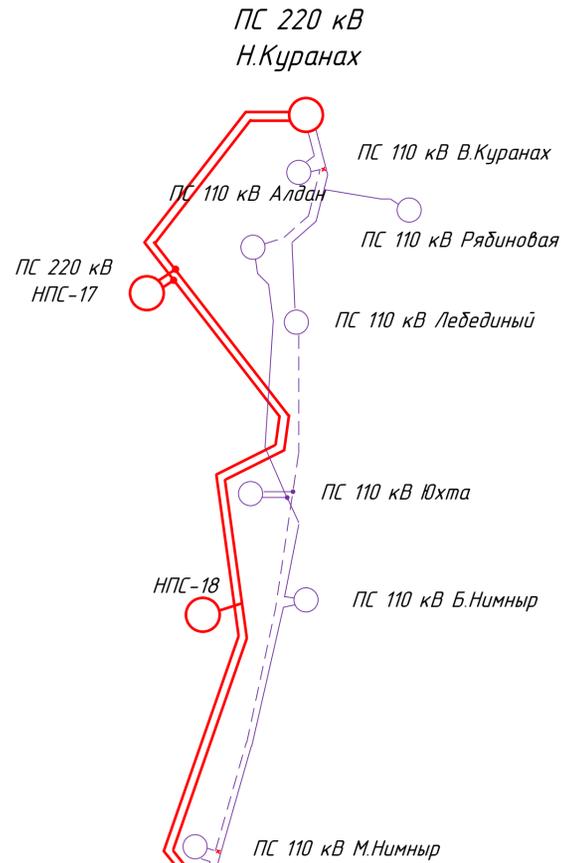
$$U := U_{\text{АМ}} + U_{\text{ЭР}} + U_{\Delta W} = 57563.953 \text{ тыс.руб.}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

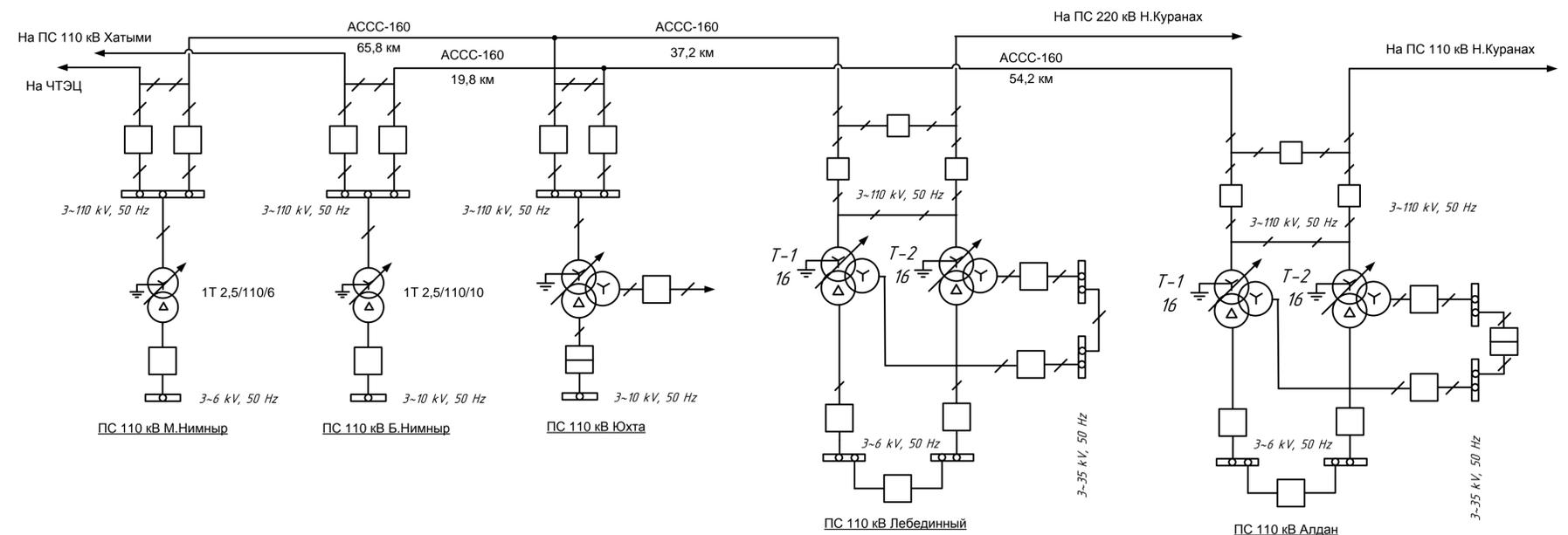
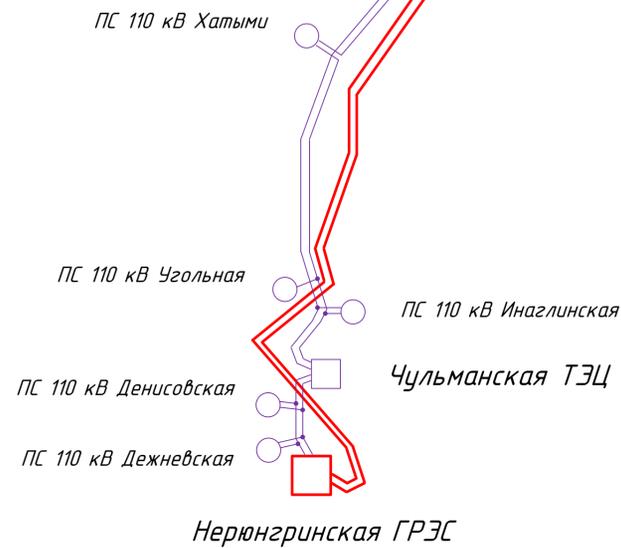
Расчет ЧДД

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
К(тыс.руб.)	-250198	-250198	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
И(тыс.руб.)	0	0	-57563,95	-57563,95	-57563,95	-57563,95	-57563,95	-57564	-57564	-57564	-57564	-57564	-57564	-57564	-57564	-57564	-57564	-57564	-57564	-57564
Рср(млн.руб)	0	0	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5
Орк(тыс.руб)	0	0	331500	331500	331500	331500	331500	331500	331500	331500	331500	331500	331500	331500	331500	331500	331500	331500	331500	331500
Плт(тыс.руб)	-250198	-250198	273936,047	273936,05	273936	273936,05	273936,05	273936	273936	273936	273936	273936	273936	273936	273936	273936	273936	273936	273936	273936
Пгч(тыс.руб)	-200158,4	-200158,4	219148,8376	219148,84	219148,8	219148,84	219148,84	219148,8	219148,8	219148,8	219148,8	219148,8	219148,8	219148,8	219148,8	219148,8	219148,8	219148,8	219148,8	219148,8
Коэффициент ЧДД	0,913242009	0,834010967	0,761653851	0,6955743	0,635228	0,5801166	0,5297868	0,483824	0,441848	0,403514	0,368506	0,336535	0,307338	0,280674	0,256323	0,234085	0,213777	0,19523	0,178292	0,162824
ЧДД	-182793,059	-166934,301	166915,562	152434,3	139209,4	127131,88	116102,17	106029,4	96830,48	88429,66	80757,68	73751,31	67352,79	61509,4	56172,97	51299,52	46848,87	42784,36	39072,47	35682,62
Итого	-182793,059	-349727,36	-182811,804	-30377,51	108831,9	235963,77	352065,94	458095,3	554925,8	643355,5	724113,2	797864,5	865217,3	926726,7	982899,6	1034199	1081048	1123832	1162905	1198387

Однолинейная схема электрической сети, до реконструкции



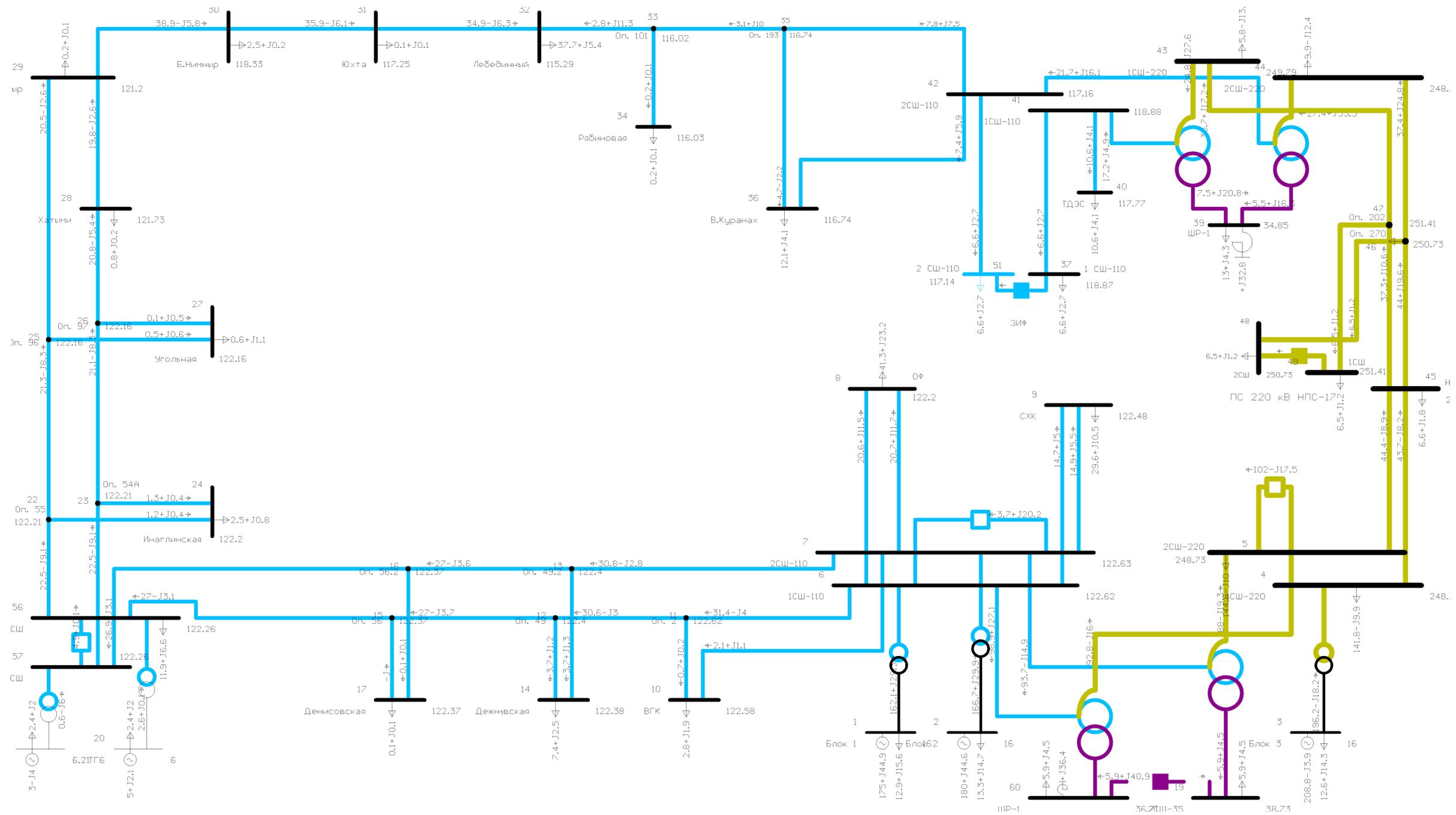
Однолинейная схема электрической сети, после реконструкции



Существующие ВЛ	220 кВ	—
	110 кВ	—
Сооружаемы ВЛ	110 кВ	- - -
Демонтаж существующих участков		×

				МД.164.168.13.04.02.СХ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Литер	Масса
Разраб.		Нодыко И.А.			Д	
Проверил		Сабина Н.В.				
Т.контр.					Лист 1	Листов 3
Рецензент		Перова И.В.			АМГУ Кафедра энергетики	
Н.контр.		Лазлоб А.И.				
Утв.		Сабина Н.В.				
				Вариант развития электрической сети № 1 Интеллектуализация электрической сети напряжением 110 кВ Вилюк-Юкского энергорайона для повышения надежности и эффективности электроснабжения потребителей		

Нормальный электроэнергетический режим до реконструкции электрической сети, на перспективу 5 лет



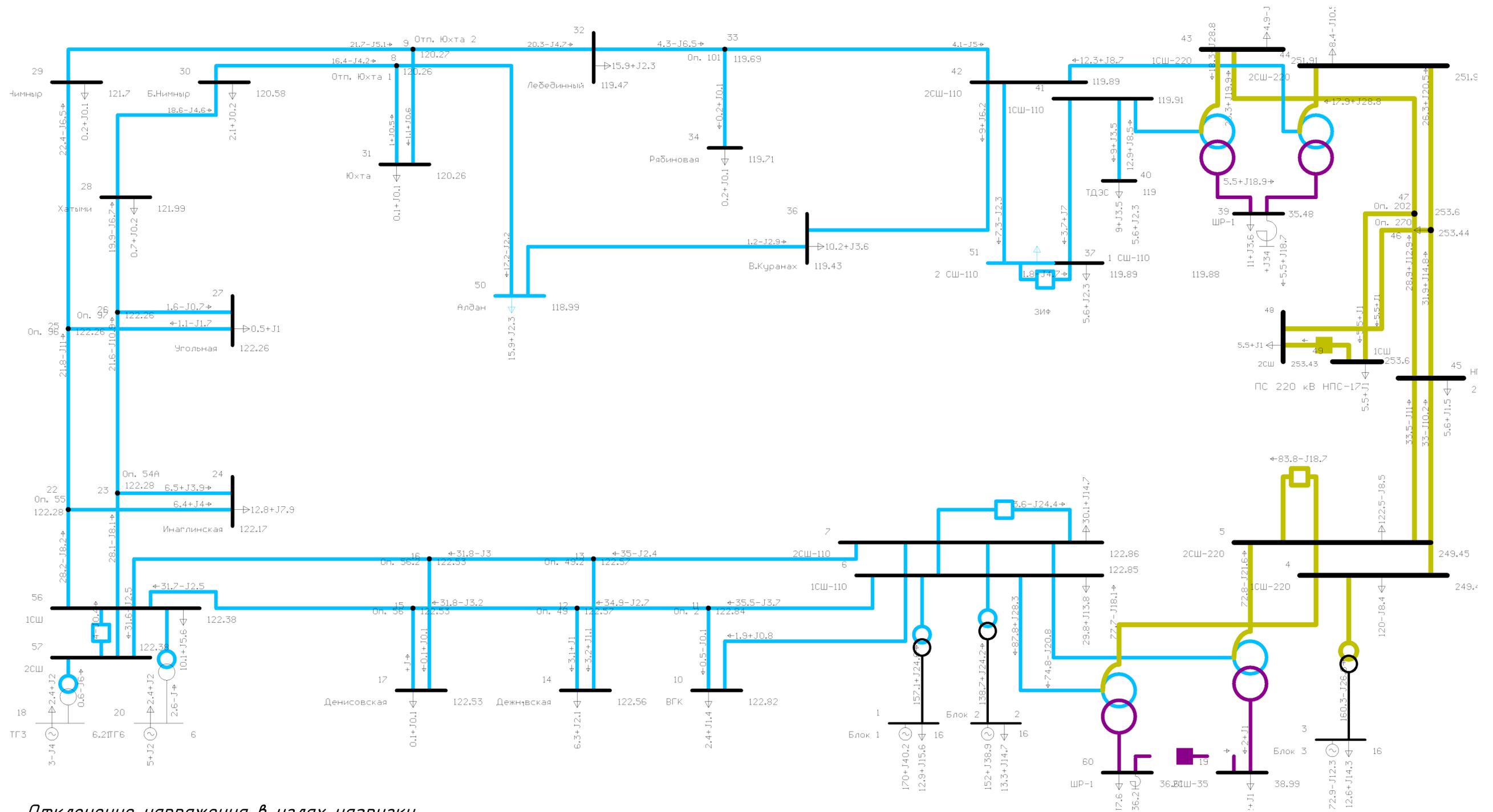
Отклонение напряжения в узлах нагрузки

Номер узла на схеме	Наименование	U_ном, кВ	V, кВ	dV, %
29	М.Нимныр	110	121,2	10,18
30	Б.Нимныр	110	118,33	7,57
31	Юхта	110	117,25	6,59
32	Лебединный	110	115,29	4,81
33	Оп. 101	110	116,02	5,47
34	Рядиновская	110	116,03	5,48
35	Оп. 193	110	116,74	6,13
36	В.Куранах	110	116,74	6,12

Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ на реконструируемом участке

ВЛ 110 кВ	I_max, А	I_dop_расч, А	I/I_dop, %	dP, МВт
Оп. 193 - В.Куранах	26	390	6,6	0
Оп. 101 - Оп. 193	55	390	14	0,03
Лебединный - Оп. 101	60	390	15,5	0,04
Юхта - Лебединный	179	390	45,9	0,88
Б.Нимныр - Юхта	180	390	46,1	0,48
М.Нимныр - Б.Нимныр	193	390	49,5	1,27

Нормальный электроэнергетический режим после реконструкции электрической сети на перспективу 5 лет



Отклонение напряжения в узлах нагрузки

Узел	Название	Напряжение (кВ)	Напряжение (В)	Отклонение (%)
29	М.Нимныр	110	121,7	10,64
30	Б.Нимныр	110	120,58	9,61
31	Юхта	110	120,26	9,33
32	Лебединный	110	119,47	8,6
33	Оп. 101	110	119,69	8,81
34	Рябиновая	110	119,71	8,83
36	В.Куранах	110	119,43	8,57
50	Алдан	110	118,99	8,17

Токвая нагрузка ВЛ 110 кВ на реконструируемом участке

ВЛ 110 кВ	I_{max}, A	$I_{доп_расч}, A$	$I/I_{доп}$, %	dP, MBm
Название	I_{max}	$I_{доп_расч}$	$I/I_{доп}$	dP
Хатымы - Б.Нимныр	96	519	18,6	0,53
М.Нимныр - Отп. Юхта 2	110	519	21,2	0,53
Отп. Юхта 2 - Юхта	6	519	1,2	0
Б.Нимныр - Отп. Юхта 1	82	519	15,9	0,09
Отп. Юхта 1 - Юхта	6	519	1,1	0