РОССЕТИ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР

Акционерное общество
«Россети Научно-технический центр»

ОТЧЕТ

по договору № US04.1000.2025.5 от 21.02.2025 г.
«КОМПЛЕКСНАЯ ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА ТЕРРИТОРИИ СУБЪЕКТОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ, ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА, ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ ДО 2031 ГОДА»
БАЗОВЫЙ ВАРИАНТ

ТОМ 2

Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

КНИГА 1

Пояснительная записка

45.П032-ПЗ-Т2.1

Изм.1

Начальник управления проектирования энергосистем — Куранов А.И.

Москва, 2025 год

Состав работы

Номер тома	Обозначение	Наименование
1	45.П032-ПЗ-Т1	Подготовка исходных данных, предложений и обоснований для схемы и программы перспективного развития электроэнергетических систем России 2026-2031 гг.
2 Книга 1	45.П032-ПЗ-Т2.1	Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры до 2031 г. Базовый вариант
2 Книга 2	45.П032-ПЗ-Т2.2	Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры до 2031 г. Альтернативный вариант
2 Книга 3	45.П032-ПЗ-Т2.3	Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры до 2031 г. Результаты расчетов режимов и ТКЗ
2 Книга 4	45.П032-ПЗ-Т2.4	Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры до 2031 г. Обосновывающие материалы
3 Книга 1	45.П032-ПЗ-Т3.1	Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Ямало-Ненецкого автономного округа до 2031 г. Базовый вариант
3 Книга 2	45.П032-ПЗ-Т3.2	Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Ямало-Ненецкого автономного округа до 2031 г. Альтернативный вариант
3 Книга 3	45.П032-ПЗ-Т3.3	Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Ямало-Ненецкого автономного округа до 2031 г. Результаты расчетов режимов и ТКЗ
3 Книга 4	45.П032-ПЗ-Т3.4	Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Ямало-Ненецкого автономного округа до 2031 г. Обосновывающие материалы
3 Книга 5	45.П032-ПЗ-Т3.5	Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Ямало-Ненецкого автономного округа до 2031 г. Анализ уровня потерь мощности ВЛ 220 кВ Надым – Салехард 1,2 цепь

Номер тома	Обозначение	Наименование
Книга 1	45.П032-ПЗ-Т4.1	Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Тюменской области до 2031 г. Базовый вариант
4 Книга 2	45.П032-ПЗ-Т4.2	Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Тюменской области до 2031 г. Альтернативный вариант
4 Книга 3	45.П032-ПЗ-Т4.3	Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Тюменской области до 2031 г. Результаты расчетов режимов и ТКЗ
4 Книга 4	45.П032-ПЗ-Т4.4	Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Тюменской области до 2031 г. Обосновывающие материалы

Список исполнителей

РАЗРАБОТАЛИ

Главный эксперт И. А. Ведерников

Подпись, дата

Главный специалист Н.П. Косова

Подпись, дата

Содержание

1 Введение 8
2 Анализ существующего баланса мощности и электроэнергии в энергосистеме ХМАО 9
2.1 Отчётный спрос на электроэнергию и электрическую мощность в энергосистеме ХМАО в 2020-2024 гг 9
2.2 Электрические станции, отчетные балансы мощности и электроэнергии 13
3 Характеристика функционирования энергосистемы ХМАО и анализ отчетных режимов работы электрических сетей 35 кВ и выше 15
3.1 Краткая характеристика и внешние связи 35 кВ и выше энергосистемы ХМАО 15
3.2 Особенности функционирования ЭС ХМАО 17
3.3 Анализ существующих электроэнергетических режимов работы электрических сетей 35 кВ и выше ЭС ХМАО 29
4 Прогноз уровней потребления электроэнергии и мощности в ЭС ХМАО на период до 2031 г. 32
5 Прогнозные балансы мощности и электроэнергии ЭС ХМАО период до 2031 года 38
5.1 Планируемые к строительству и выводу из эксплуатации генерирующие мощности на электростанциях ЭС ХМАО на период до 2031 года 38
5.2 Прогнозные балансы мощности и электроэнергии 40
6 Намечаемые к строительству и реконструкции объекты 35 кВ и выше в ЭС ХМАО на период до 2031 г 41
7 Перечень центров питания, находящихся в ремонтно-эксплуатационном обслуживании АО «Россети Тюмень» 44
8 Расчеты электроэнергетических режимов ЭС ХМАО на период до 2031 года и разработка предложений по развитию электрических сетей 35 кВ и выше 52
8.1 Анализ режимов работы электрической сети при нормативных возмущениях в нормальной схеме 53
8.2 Анализ режимов работы электрической сети при нормативных возмущениях в ремонтной схеме 54
8.3 Анализ загрузки трансформаторного оборудования 35 кВ и выше и мероприятия по устранению перегрузок 55
Мероприятия по замене трансформаторов 55
Нефтеюганские электрические сети 55
ПС 110 кВ Промысловая 55
Сургутские электрические сети 59
ПС 110 кВ Дорожная 59
ПС 110 кВ Яун-Лор 64

ПС 110 кВ Элегаз....68
ПС 35 кВ Солнечная....73
Энергокомплекс....75
ПС 110 кВ Ем-Еговская....75
9 Анализ инвестиционной программы АО «Россети Тюмень». Мероприятия, направленные на достижение плановых значений показателей надежности и качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии....78
Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Быстринская....78
Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Заобье....79
10 Мероприятия по реконструкции электрической сети 35 кВ и выше, необходимые к реализации по техническому состоянию....80
11 Расчеты токов КЗ в ЭС ХМАО на период до 2031 года....81
11.1 Энергообъекты Филиала ПАО «Россети» – МЭС Урала....82
11.2 Когалымские электрические сети....83
11.3 Нефтеюганские электрические сети....83
11.4 Нижневартовские электрические сети....83
11.5 Сургутские электрические сети....83
11.6 Урайские электрические сети и Энергокомплекс....83
12 Анализ баланса реактивной мощности в электрической сети 6-10-35 кВ и выше ЭС ХМАО. Рекомендации по вводу источников и средств компенсации реактивной мощности....86
13 Рекомендации по уточнению перечня электросетевых объектов ЕНЭС в ЭС ХМАО, включенных в СиПР ЭЭС России на период 2026 - 2031 гг....89
14 Перечень рекомендуемых мероприятий по развитию электрических сетей 35 кВ и выше ЭС ХМАО и укрупненные капитальные вложения в их реализацию....90
15 Разработка карты-схемы и схемы соединений электрических сетей ЭС ХМАО на период до 2031 года....96
16 Анализ утвержденных Схем территориального планирования ХМАО и муниципальных образований ХМАО....97
17 Разработка программы комплексного развития электрических сетей ЭС ХМАО на период до 2031 года....105
Приложение А Техническое задание....106
Приложение Б Комплексная программа развития электрических сетей ЭС ХМАО на период до 2031 года....107
Приложение В Схема размещения объектов электроэнергетики Ханты-Мансийского автономного округа - Югры до 2031 года. Базовый вариант развития....107

Приложение Г Принципиальная схема электрических сетей энергосистемы Тюменской области, ХМАО, ЯНАО напряжением 35 кВ и выше с перспективой до 2031 года. Базовый вариант развития 107

Приложение Д Перечень ЛЭП, находящихся в ремонтно-эксплуатационном обслуживании ДЗО ПАО «Россети» 107

1 Введение

Техническое задание на выполнение работы представлено в приложении А.

Основными задачами выполнения работы являются:

- анализ решений по развитию электросетевого комплекса, предложенных в рамках Схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2026-2031 гг по региону Ханты-Мансийского автономного округа - Югры (далее – ХМАО);
- разработка предложений по скоординированному развитию магистральных и распределительных электросетевых объектов в ХМАО до 2031 года с разбивкой по годам;
- разработка предложений по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ (при необходимости 6 -10 кВ) и выше в ХМАО до 2031 года с разбивкой по годам;
- разработка обоснований строительства (реконструкции) центров питания и ЛЭП напряжением 35 кВ (при необходимости 6 -10 кВ) и выше в ХМАО до 2031 года);
- формирование пообъектной (при наличии информации) и сводной информации по развитию распределительной электрической сети напряжением 0,4-20 кВ АО «Россети Тюмень» на территории ХМАО до 2031 года с разбивкой по годам.

2 Анализ существующего баланса мощности и электроэнергии в энергосистеме ХМАО

2.1 Отчётный спрос на электроэнергию и электрическую мощность в энергосистеме ХМАО в 2020-2024 гг

Динамика потребления электроэнергии в энергосистеме ХМАО в 2020-2024 гг представлена в таблице 2.1 и на рисунке 2.1.

Таблица 2.1 – Динамика потребления электроэнергии в энергосистеме ХМАО за период 2020-2024 гг

Наименование показателя	2020 г	2021 г	2022 г	2023 г	2024 г
Потребление электроэнергии, млн.кВт ·ч	61818,7	63608,7	66814	66225	63473
Среднегодовые темпы прироста потребления электроэнергии, %	-10,6	2,9	5,04	-0,88	-4,16

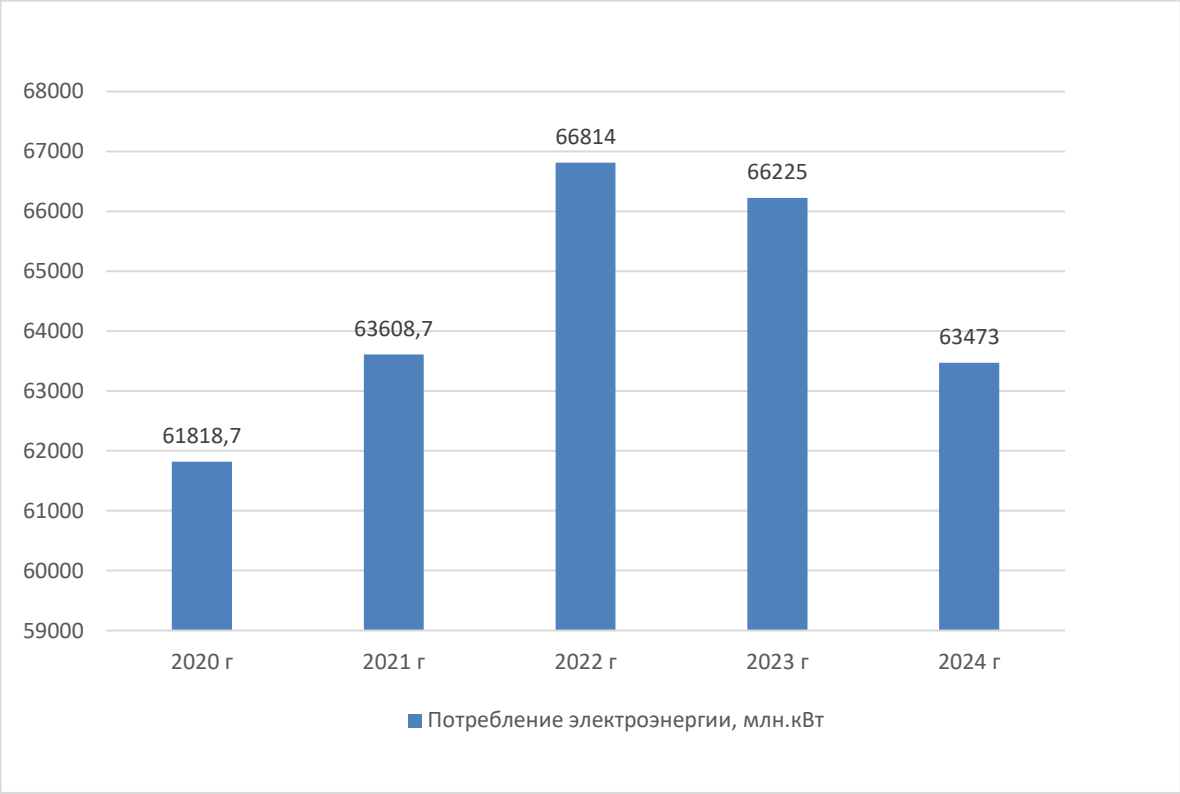

Рисунок 2.1 – Динамика потребления электроэнергии в энергосистеме ХМАО за период 2020-2024 гг

Динамика изменения максимума электрической нагрузки энергосистемы ХМАО за период 2020-2024 гг представлена в таблице 2.2 и на рисунке 2.2.

Таблица 2.2 – Динамика изменения максимума электрической нагрузки энергосистемы ХМАО за период 2020-2024 гг

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Максимум нагрузки, МВт	8884	8481	8652	8635	8440
Абсолютный прирост максимума нагрузки (по отношению к предшествующему году), МВт	-43	-403	171	-17	-195
Среднегодовые темпы прироста, %	-0,5	-4,5	2,01.	-0,2	-2,26

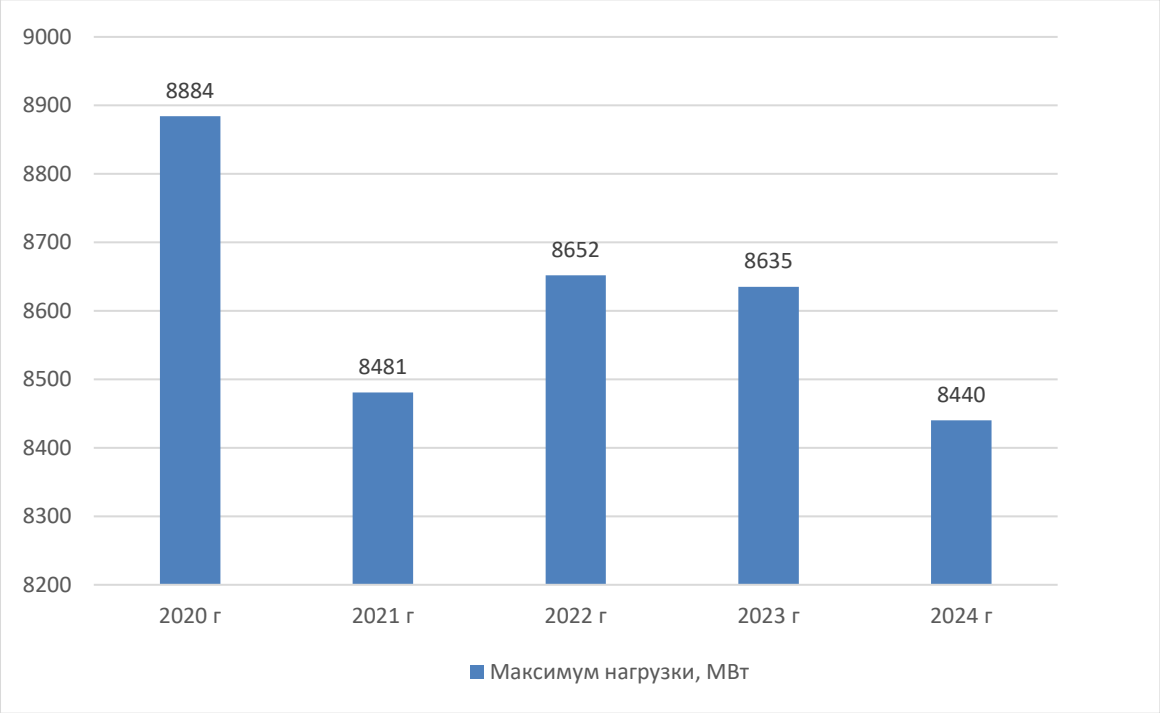

Рисунок 2.2 - Динамика изменения максимума электрической нагрузки энергосистемы ХМАО за период 2020-2024 гг

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии с указанием потребления электрической энергии и мощности за 2020 – 2024 годы

Перечень существующих крупных потребителей, находящихся на территории энергосистемы ХМАО, с указанием максимального потребления электроэнергии и мощности в период 2020 – 2024 гг приведен в таблице 2.3 и 2.4 соответственно (данные приняты по информации потребителей).

Таблица 2.3 – Перечень крупных потребителей, находящихся на территории энергосистемы ХМАО, с указанием максимального потребления электроэнергии в период 2020 – 2024 гг

В млн. кВт.ч

№	Наименование потребителя	2020 г	2021 г	2022 г	2023 г	2024 г
1	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	11140,9	10936,2	11172,32	Н.д.	14198,57
2	АО «РН-Няганьнефтегаз» (с учетом собственной генерации)	1228,0	952,7	732	847,3	Н.д.
3	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (с учетом собственной генерации)	7857,9	8340,6	9250,65	8758,84	8121,52
4	ПАО «Сургутнефтегаз» (с учетом собственной генерации)	10414,0	10470	11585,5	Н.д.	Н.д.
5	ООО «КанБайкал» (ООО «ЮрскНефть»)	171,3	222,5	276,4	254,8	239,39
6	«Белозерный ГПЗ» - филиал АО «СибурТюменьГаз»	1463,5	1410,8	Н.д.	Н.д.	Н.д.
7	«Нижневартовский ГПЗ» - филиал АО «СибурТюменьГаз»	1428,5	1379,6	Н.д.	Н.д.	Н.д.
8	«Южно-Балыкский газоперерабатывающий завод» – филиал АО «СибурТюменьГаз»	526,7	526,1	Н.д.	Н.д.	Н.д.
9	«Няганьгазпереработка» – филиал АО «СибурТюменьГаз»	587,3	552,0	Н.д	Н.д.	Н.д.
10	Сургутский ЗСК филиал ООО «Газпром переработка»	273,5	266,3	270,83	Н.д.	Н.д.
11	ОАО МПК «Аганнефтегазгеология»	97,6	100,4	Н.д.	Н.д.	Н.д.
12	ООО «Газпром трансгаз Сургут»	707,7	847,4	Н.д.	Н.д.	Н.д.
13	ООО «Газпромнефть-Хантос» (с учетом собственной генерации)	953,5	880,5	1117,5	1122,93	1128,092
14	ООО «Газпром трансгаз Югорск» (с учетом собственной генерации)	294,9	375,8	282,18	276,78	Н.д.
15	АО «Самотлорнефтегаз», всего	7460,4	7363,6	7298,36	6739,21	5243,13
16	в том числе АО «Корпорация «Югранефть»	62,7	52,7	55,47	54,74	Н.д.
17	ООО «ЛУКОЙЛ-АИК» (с учетом собственной генерации)	237,2	248	260,97	272,314	Н.д.
18	ПАО «СН- МНГ» (с учетом собственной генерации)	3232,3	3232,3	2848,67	2192,87	Н.д.
19	ПАО «ННК-Варьеганнефтегаз»	409,3	398,5	410,4	409,2	430,3
20	АО «ННК-ННП»	757,2	774,8	834,28	968,51	925,74
21	Нижневартовский филиал ПАО НК «РуссНефть» (до марта 2021 г ПАО «Варьеганнефть»)	409,7	320,8	464,6	443,3	403,2
22	Ханты-Мансийский филиал ПАО НК «РуссНефть»	17,470	19,652	Н.д.	Н.д.	Н.д.
23	АО «Транснефть-Сибирь»	621,6	971,4.	1050,72	1022,7	971,125
24	ООО «Башнефть – Добыча»	47,9	41,06	Н.д.	Н.д.	Н.д.
25	ООО «Соровскнефть»	120,55	86,86	Н.д.	Н.д.	Н.д.

Таблица 2.4 – Перечень крупных потребителей, находящихся на территории энергосистемы ХМАО, с указанием фактической потребляемой максимальной мощности в период 2020–2024 гг

В мегаваттах

№	Наименование потребителя	2020 г	2021 г	2022 г	2023 г	2024 г
1	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	1214,8	1362	1459	Н.д.	1657,0
2	АО «РН-Няганьнефтегаз» (с учетом собственной генерации)	236,7	111	93	96,72	106
3	ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» (с учетом собственной генерации)	966,5	1121	1097	1051,6	1056,7
4	ПАО «Сургутнефтегаз» (с учетом собственной генерации)	1220,0	1312	1383	Н.д.	1504,0
5	ООО «КанБайкал» (ООО «ЮрскНефть»)	22,8	25,95	35	29	28,735
6	«Белозерный ГПЗ» - филиал АО «СибурТюменьГаз»	130,5	132,2	175	Н.д.	177
7	«Нижневартовский ГПЗ» - филиал АО «СибурТюменьГаз»	200,3	184,2	218	Н.д.	208
8	Южно-Балыкский ГПЗ – филиал АО «СибурТюменьГаз»	73,4	68,3	76	Н.д.	77
9	«Няганьгазпереработка» - филиал АО «СибурТюменьГаз»	100,5	79	94	Н.д.	93
10	«Сургутский ЗСК» филиал ООО «Газпром переработка» ПАО «Газпром»	31,14	30,32	33	Н.д.	41
11	ОАО МПК «Аганнефтегазгеология»	11,1	10,6*	Н.д.	Н.д.	Н.д.
12	ООО «Газпром трансгаз Сургут»	80,8	98,1	201	Н.д.	110,7
13	ООО «Газпром трансгаз Югорск» (с учетом собственной генерации)	39,4	50,3	37,79	37,063	Н.д.
14	ООО «Газпромнефть-Хантос»	98,3	108,5	134	Н.д.	154
15	АО «Самотлорнефтегаз», всего	903,4	842,6	862	774,57	602,19
16	в том числе АО «Корпорация «Югранефть»	7,5	6,1	6,33.	6,25	Н.д.
17	ООО «ЛУКОЙЛ-АИК» (с учетом собственной генерации)	27,7	22,8	32	Н.д.	33
18	ПАО «СН-МНГ» (с учетом собственной генерации)	385,1	367,7	403	Н.д.	Н.д.
19	ПАО «ННК-Варьеганнефтегаз»	47,8	50,7	62	51,4	40
20	АО «ННК-ННП»	93,8	98,7	104,5	130,6	105,7
21	Нижневартовский филиал ПАО НК «РуссНефть» (до марта 2021 г ПАО «Варьеганнефть»)	55,2	43,68	65	50,9	54
22	Ханты-Мансийский филиал ПАО НК «РуссНефть»	2,598	2,594	40	Н.д.	Н.д.
23	АО «Транснефть-Сибирь»	164,0	149,0	142,3	145,2	130,5
24	ООО «Башнефть – Добыча»	6,17	6,48	Н.д.	Н.д.	Н.д.
25	ООО «Соровскнефть»	12,09	11,21	50	Н.д.	20

Наиболее крупными потребителями электрической мощности в энергосистеме ХМАО являются потребители нефтегазовой промышленности. На долю вышеуказанных компаний приходится около 70 % от общего потребления энергосистемы ХМАО.

2.2 Электрические станции, отчетные балансы мощности и электроэнергии

Перечень существующих электростанций в энергосистеме ХМАО с указанием установленной мощности и собственников на 1 января 2024 года представлен в таблице 2.5. По состоянию на 1 января 2025 года суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы ХМАО составляет 14213,229 МВт.

Таблица 2.5 - Перечень существующих электростанций в энергосистеме ХМАО на 1 января 2025 года

Наименование электростанции (собственник)	Установленная мощность, МВт
Сургутская ГРЭС-1 (ПАО «ОГК-2»)	3333
Сургутская ГРЭС-2 (ПАО «Юнипро»)	5702,243
Нижневартовская ГРЭС (АО «Нижневартовская ГРЭС»)	2031
Няганская ГРЭС (ПАО «Форвард Энерго»)	1361
Электростанции ПАО «Сургутнефтегаз»	611,942
Электростанции ООО «Газпромнефть-Хантос»	106,5
Электростанции ООО «РН-Юганскнефтегаз»	339
Электростанции ПАО «СН–МНГ»	34,53
Электростанции ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	300,24 (-6,342 в консервации)
Электростанции ООО «ЛУКОЙЛ – АИК»	21,2
Западно-Салымская ГТЭС («Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»)	60
ГТЭС Западно-Малобалыкского м.р (ООО «ЮрскНефть»)	14,4
ПЭС «Казым» (ПАО «Передвижная энергетика»)	72
Каменная ГТЭС АО («РН-Няганьнефтегаз»)	72
ГПЭС Кирско-Коттынского м.р. (ООО «Башнефть Добыча»)	12
ГПЭС Соровского м.р.(ООО «Соровскнефть»)	15,4
ГПЭС Нижне-Шапшинского м.р, Верхне-Шапшинского м.р, «Хантэк Южная» (ООО «РусГазСервис»)	54,672
ГПЭС Омбинского м.р. (ООО «Альянс-Энерджи»)	12,36
ГПЭС Аггреко-1 (ООО «Аггреко Евразия»)	17,92
ГПЭС Аггреко-2 (ООО «Аггреко Евразия»)	17,92
ГПЭС-24 Приразломного м.р. (АО «БерезкаГаз Обь»)	23,902
ВСЕГО	**14213,229**

Балансы электроэнергии и мощности энергосистемы ХМАО за 2020-2024 гг приведены в таблицах 2.6 и 2.7 соответственно.

Таблица 2.6 - Баланс электроэнергии энергосистемы ХМАО за 2020-2024 годы

Наименование показателя	2020 г	2021 г	2022 г	2023 г	2024 г
Электропотребление, млн кВт·ч	61818,7	63608,7	66814	66225	63473
Собственная выработка, млн кВт·ч	75501,1	80485,5	83155,5	82551,3	78450,6
Сальдо перетоков («+» прием в ЭС; «-» передача из ЭС	-13682,4	-16876,8	-16341,5	-16326,3	-14977,6

В отчетный период 2020-2024 гг баланс электроэнергии энергосистемы ХМАО складывался с передачей электроэнергии в соседние энергосистемы.

Таблица 2.7 - Баланс мощности энергосистемы ХМАО (на час максимума энергосистемы ТО, ХМАО, ЯНАО)

В мегаваттах

Наименование	2020 г	2021 г	2022 г	2023 г	2024 г
Нагрузка электростанций, всего	11248,4	10356,5	Н.д	Н.д.	Н.д.
Потребление мощности, всего	8884	8481	8652	8635	8440
Сальдо перетоков («+»прием в ЭС; «-» передача из ЭС	-2364,4	-1875,5	Н.д.	Н.д.	Н.д.

В отчетный период 2020-2021 гг баланс мощности энергосистемы ХМАО складывался с избытком мощности.

3 Характеристика функционирования энергосистемы ХМАО и анализ отчетных режимов работы электрических сетей 35 кВ и выше

3.1 Краткая характеристика и внешние связи 35 кВ и выше энергосистемы ХМАО

Энергосистема (далее – ЭС) ХМАО, обеспечивающая электроснабжение потребителей на территории Ханты-Мансийского автономного округа, входит в состав ЭС Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов и Объединенной энергосистемы Урала.

Диспетчерское управление ЭС осуществляется филиалами АО «СО ЕЭС» Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Урала и Региональное диспетчерское управление энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа-Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа (далее – филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала и филиал АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ соответственно).

ЭС ХМАО имеет электрические связи с ЭС Ямало-Ненецкого автономного округа (далее – ЯНАО), Тюменской области (ТО) и с ЭС Свердловской и Томской областей.

В ЭС ХМАО электроснабжение потребителей осуществляется в основном от крупных тепловых электростанций (Сургутская ГРЭС-1, Сургутская ГРЭС-2, Нижневартовская ГРЭС, Няганская ГРЭС), связанных линиями электропередачи 220,500 кВ с подстанциями 220,500 кВ ЭС.

Распределительная сеть ЭС ХМАО сформировалась на напряжении 110, 35 кВ радиальными и кольцевыми линиями, обеспечивающими электроснабжение нефтяных месторождений, НПС, населенных пунктов и других потребителей.

Передачу электрической энергии в ЭС ХМАО осуществляют:

– филиал ПАО «Россети» – МЭС Урала. В эксплуатации находятся линии электропередачи классом напряжения 220, 500 кВ и подстанции классом напряжения 220, 500 кВ;

– АО «Россети Тюмень». В эксплуатации АО «Россети Тюмень» находятся линии электропередачи и подстанции/распределительные пункты классом напряжения 0,4-6(10) кВ, 35-220 кВ;

- АО «Югорская региональная электросетевая компания»;
- АО "Югорская территориальная энергетическая компания - Региональные сети»;
- ООО «РН-Юганскнефтегаз» (ТСО);
- «ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ» (ТСО);
- ООО «МегионЭнергоНефть» (ТСО);
- ООО "Газпромнефть-Хантос" (ТСО);
- ООО "Газпром энерго» (ТСО) и др.

Электрические сети 110 кВ ЭС ХМАО в основном находятся в ремонтно-эксплуатационном обслуживании АО «Россети Тюмень». Техническое обслуживание, реконструкцию оборудования подстанций и распределительных сетей обеспечивают 6 филиалов АО «Россети Тюмень» и входящие в их состав РЭС, приведенные в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Филиалы АО «Россети Тюмень» в ЭС ХМАО

филиал Нефтеюганские электрические сети
Мамонтовский РЭС
Ханты-Мансийский РЭС
Правдинский РЭС
Нефтеюганский РЭС
филиал Когалымские электрические сети
Когалымский район подстанций
Урьевский РЭС
филиал Нижневартовские электрические сети
Мегионский РЭС
Самотлорский РЭС
Вахский РЭС
Варьёганский РЭС
филиал Сургутские электрические сети
Высоковольтный РЭС
Сургутский РЭС
Федоровский РЭС
Лянторский РЭС
филиал «Энергокомплекс»
Красноленинский РЭС
Казымский РЭС
филиал Урайские электрические сети
Урайский РЭС
Советский РЭС

Перечень линий электропередачи 35 кВ и выше, находящихся в ремонтно - эксплуатационном обслуживании ДЗО ПАО «Россети» (АО «Россети Тюмень» и филиала ПАО «Россети» - МЭС Урала), а также перечень ЛЭП 6-20 кВ, находящихся в ремонтно-эксплуатационном обслуживании АО «Россети Тюмень» представлены в приложении Д.

Электроснабжение городов и населенных пунктов автономного округа обеспечивают 23 предприятия коммунальной энергетики, которые обслуживают линии электропередачи классом напряжения 0,4-35 кВ протяженностью порядка 16 тыс. км и более 5200 шт. трансформаторных подстанций классом напряжения 6(10)-35 кВ.

Сбыт электрической энергии потребителям на территории автономного округа осуществляют следующие энергосбытовые компании:

- АО «ЕЭСнК»;
- МП «ГЭС»;
- ООО «РН-Энерго»;
- ООО «НЭСКО»;
- ООО «Русэнергоресурс»;
- ООО «Сургутэнергосбыт»;
- АО «Газпром энергосбыт Тюмень»;
- ООО «Транснефтьэнерго»;
- ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС» (ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»);
- АО «Сибурэнергоменеджмент»;
- АО «Газпром энергосбыт»;

- АО «Мосэнергосбыт»;
- АО «Синэрго»;
- АО «ЭК "Восток»;
- АО «ЮТЭК»;
- ООО «Ижэнергосбыт»;
- ООО «МагнитЭнерго»;
- ООО «ЭСКА».

Основные внешние электрические связи ЭС ХМАО

Электрические связи ЭС ХМАО с энергорайонами ЭС ТО и ЯНАО, а также других ЭС представлены ниже.

Ноябрьский энергорайон ЭС ЯНАО:

- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Холмогорская;
- ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская;
- ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская;
- ВЛ 220 кВ Холмогорская – Когалым;
- ВЛ 220 кВ Вынгапур – Северный Варьеган;
- ВЛ 220 кВ Вынгапур – Зима.

Северный энергорайон ЭС ЯНАО:

- ВЛ 110 кВ Надым – Лонг-Юган – Сорум.

Тобольский энергорайон ЭС ТО:

- ВЛ 500 кВ Демьянская – Луговая;
- ВЛ 500 кВ Демьянская – Пыть-Ях;
- ВЛ 500 кВ Нелым – Магистральная;
- ВЛ 500 кВ Нелым – Пыть-Ях;
- ВЛ 220 кВ Демьянская – Болчары;
- ВЛ 220 кВ Демьянская – Чеснок;
- ВЛ 110 кВ Снежная – Фоминская – 1,2;
- ВЛ 110 кВ Снежная – КС-6 с отпайкой на ПС Муген;
- ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская I,II цепь с отпайкой на ПС Эвихон.

Тюменский энергорайон ЭС ТО:

- ВЛ 500 кВ Тюмень – Луговая.

ЭС Свердловской области:

- ВЛ 110 кВ Картопья – Атымья – 1,2;
- ВЛ 110 кВ Сотник – Тавда – 2;
- ВЛ 110 кВ МДФ – Тавда.

ЭС Томской области:

- ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская – 1,2;

3.2 Особенности функционирования ЭС ХМАО

ЭС ХМАО состоит из 6 энергорайонов, территориально соответствующих зоне деятельности филиалов электрических сетей АО «Россети Тюмень»:

- Нефтеюганский;
- Нижневартовский;
- Когалымский;
- Сургутский;
- Урайский;
- Няганский.

Нефтеюганский энергорайон

Территориально в Нефтеюганский энергорайон входят:

- часть Сургутского муниципального района ХМАО (южнее р. Обь);
- Нефтеюганский муниципальный район;
- Юго-восточная часть Ханты-Мансийского муниципального района;
- г. Нефтеюганск, г. Ханты-Мансийск и г. Пыть-Ях.

План-схема существующих электрических сетей 110 кВ и выше Нефтеюганского энергорайона представлена на рисунке 3.1.

Рисунок 3.1 – План-схема существующих электрических сетей 110 кВ и выше Нефтеюганского энергорайона

Основными потребителями электроэнергии и электрической мощности в Нефтеюганском энергорайоне являются:

- ООО «РН-Юганскнефтегаз»,ООО «Газпромнефть-Хантос» и ПАО «СН-МНГ»;
- нефтеперекачивающие и компрессорные станции (НПС и КС) магистральных нефте- и газопроводов;
- Южно-Балыкский ГПЗ – филиал АО «СибурТюменьГаз»;
- коммунально-бытовая нагрузка городов.

Нефтеюганский энергорайон является дефицитным. Покрытие дефицита мощности осуществляется в основном от Сургутской ГРЭС-1 и Сургутской ГРЭС-2 по сети 500 кВ и по сети 220 кВ по ВЛ 220 кВ Полоцкая – Шубинская, Сомкинская – Ленинская и Пересвет – Шубинская. В Нефтеюганском энергорайоне имеются электростанции промышленных предприятий, наиболее крупными из которых являются Приобская ГТЭС и Южно-Приобская ГТЭС, установленной мощностью 315 и 96 МВт соответственно.

Основными питающими подстанциями Нефтеюганского энергорайона являются три ПС 500 кВ, через которые осуществляется передача мощности в сети 110-220 кВ Нефтеюганского энергорайона:

- ПС 500 кВ Пыть-Ях (АТГ 500/220 кВ – 3х501 МВ.А, АТ 220/110 кВ – 3х125 МВ.А);
- ПС 500 кВ Святогор (АТГ 500/220 кВ – 2х501 МВ.А, АТ 220/110 кВ – 2х200 МВ.А);
- ПС 500 кВ Магистральная (АТГ 500/220 кВ – 2х501 МВ.А, АТ 220/110 кВ – 2х125МВ.А).

Электрические связи 110-500 кВ Нефтеюганского энергорайона ЭС ХМАО с другими энергорайонами:

- ВЛ 500 кВ Демьянская – Пыть-Ях;
- ВЛ 500 кВ Магистральная – Сомкинская;
- ВЛ 500 кВ Нелым – Магистральная;
- ВЛ 500 кВ Нелым – Пыть-Ях;
- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Пыть-Ях;
- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Пыть-Ях;
- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Святогор;
- ВЛ 220 кВ Пересвет – Шубинская;
- ВЛ 220 кВ Полоцкая – Шубинская;
- ВЛ 220 кВ Сомкинская – Ленинская;
- ВЛ 110 кВ Кирьяновская – Восточный – 2;
- ВЛ 110 кВ Ореховская – Восточный;
- ВЛ 110 кВ Снежная – Фоминская – 1,2;
- ВЛ 110 кВ Снежная – КС-6 с отпайкой на ПС Муген;
- ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская I,II цепь с отпайкой на ПС Эвихон.

В 2020 году введены следующие ПС 110 кВ:

СП 110 кВ Выкатной и ПС 110 кВ Эргинская (2х40 МВА).

В 2020 году выполнена реконструкция следующих ПС 110 кВ:

- ПС 110 кВ Петелинская – замена 2х25 МВА на 2х40 МВА;
- ПС 110 кВ Соровская – расширение ОРУ 110 кВ на 4 линейные ячейки;
- ПС 110 кВ Кинтус – строительство 2 линейных ячеек 110 кВ.

В 2020 г введены следующие ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ Выкатная – Эргинская – 2 протяженностью 32,48 км;
- ВЛ 110 кВ Соровская – Кинтус протяженностью 2х34,51 и 1х3,2 км

В марте 2021 г введена ВЛ 110 кВ Выкатная – Эргинская – 1 протяженностью 32,48 км;

В 2021- марте 2022 года введены следующие электросетевые объекты 110 кВ:

- ПС 110/35/10 кВ Чапровская с ВЛ 110 кВ СП 110 кВ Батово – Чапровская-1,2
- СП 110 кВ в районе ПС 110 кВ Батово с двумя ячейками с присоединением к реконструируемой ПС 110 кВ Батово
- Реконструкция ПС 110 кВ Батово с приведением схемы ОРУ 110 кВ к схеме «110-13Н»
- Двухцепная ВЛ 110 кВ от реконструируемой ПС 110 кВ Батово до точки врезки в ВЛ 110 кВ Снежная-Фоминская-1,2 с присоединением её двухцепным ответвлением от ВЛ 110 кВ Снежная-Фоминская-1,2
- ПС 110/35/6 кВ Кузоваткинского месторождения с ВЛ 110 кВ Чупальская – Кузоваткинская
- СП 110 кВ Чупальский с двумя линейными ячейками 110 кВ
- ПС 110/35/6 кВ Суворовская с ВЛ 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Пыть-Ях – Лосинка-1,2
- ВЛ 110 кВ Восточный - Угутский/Угутский - Тайга отпайка на ПС Унтыгейская

В 2022 г введены:

- ПС 110/35/6 кВ Тупсилор (УПСВ-1 Майского м.р.) ВЛ 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Средний Балык – Арго – 1,2;
- ПС 110/35/10 кВ Невская с двухцепной отпайкой от ВЛ 110 кВ Батово – Чапровская-1,2.

В 2023 г введены:

- ПС 110 кВ Лев с отпайками от ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская I, II цепь с отпайкой на ПС Эвихон;
- ПС 110 кВ Александрова с ВЛ 110 кВ Соровская – Александрова 1,2 ц.

В 2024 г введены:

- ПС 110 кВ Чагора с ВЛ 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская-1,2.

В 2024 г выполнена реконструкция ПС 220 кВ Росляковская с заменой трансформатора 4Т 110/35/10 мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА.

Нижневартовский энергорайон

Территориально в Нижневартовский энергорайон входят:

- Нижневартовский муниципальный район, расположенный в восточной части ХМАО, за исключением городских округов Покачи и Лангепас с прилегающими территориями в западной его части;
- городские округа: г. Нижневартовск, г. Мегион и г. Радужный.

План-схема существующих электрических сетей 110 кВ и выше Нижневартовского энергорайона представлена на рисунке 3.2.

Основными потребителями электроэнергии и электрической мощности в Нижневартовского энергорайоне являются:

- нефтедобывающие компании: АО «Самотлорнефтегаз», АО «ННК-ННП», ПАО «СН-МНГ», ПАО «Варьёганнефть», ПАО «ННК-Варьёганнефтегаз»;
- предприятия по переработке попутного нефтяного газа АО «СибурТюменьГаз» (Нижневартовский и Белозерный ГПЗ);
- коммунальная бытовая нагрузка городов.

Рисунок 3.2 – План-схема существующих электрических сетей 110 кВ и выше Нижневартовского энергорайона

Основным источником электроснабжения потребителей Нижневартовского энергорайона является Нижневартовская ГРЭС установленной мощностью 2031 МВт.

На нефтегазовых месторождениях Нижневартовского энергорайона эксплуатируются газотурбинные и газопоршневые электростанции нефтяных компаний, в том числе:

- Покамасовская ГТЭС установленной мощностью 9,5 МВт;
- Ново-Покурская ГТЭС установленной мощностью 14,25 МВт;
- ГПЭС Кирско-Коттынского месторождения установленной мощностью 12 МВт;

Нижневартовский энергорайон является дефицитным. Покрытие дефицита осуществляется от Сургутской ГРЭС-1 и Сургутской ГРЭС-2 по сетям 220,500 кВ:

- ВЛ 500 кВ Кустовая – Трачуковская;
- ВЛ 500 кВ Сибирская – Трачуковская;
- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Сибирская;
- ВЛ 220 кВ Трачуковская – Кирьяновская;
- ВЛ 220 кВ Трачуковская – Васильев.

По электрическим сетям 220 кВ Нижневартовского энергорайона осуществляется передача мощности в Ноябрьский и Когалымский энергорайоны от ПС 500 кВ Белозерная и ПС 500 кВ Сибирская по ВЛ 220 кВ Вынгапур – Зима и ВЛ 220 кВ Северный Варьеган – Вынгапур.

Основными питающими подстанциями Нижневартовского энергорайона являются три ПС 500 кВ, через которые осуществляется передача мощности в сети 110-220 кВ Нижневартовского энергорайона:

- ПС 500 кВ Белозерная (АТГ 500/220 кВ – 3х501 МВ.А, АТ 220/110 кВ – 3х125 МВ.А);
- ПС 500 кВ Сибирская (АТГ 500/220 кВ – 2х501 МВ.А);
- ПС 500 кВ Кустовая (АТГ 500/220 кВ – 2х501 МВ.А).

Электрические связи 110-500 кВ Нижневартовского энергорайона ЭС ХМАО с другими энергорайонами:

- ВЛ 500 кВ Кустовая – Трачуковская;
- ВЛ 500 кВ Сибирская – Трачуковская;
- ВЛ 500 кВ СГРЭС-2 – Сибирская.
- ВЛ 220 кВ Трачуковская – Васильев;
- ВЛ 220 кВ Трачуковская – Кирьяновская;
- ВЛ 220 кВ Северный Варьеган – Вынгапур;
- ВЛ 220 кВ Вынгапур – Зима;
- ВЛ 110 кВ Васильев – Урьевская I,II цепи;
- ВЛ 110 кВ Кирьяновская – Ореховская;
- ВЛ 110 кВ Кирьяновская – Восточный – 2.

Передача мощности Нижневартовской ГРЭС в ЭС Томской области осуществляется по двухцепной ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская I,II цепи.

В 2020 году выполнена реконструкция следующих ПС 110 кВ:

- ПС 110 кВ Ореховская – установка трансформатора 16 МВА.

В 2021 - марте 2022 г выполнено

- перемещение трансформаторов 2х40 МВ.А с ПС 110 кВ Вах на ПС 110 кВ КНС-21 с последующей установкой на ПС 110 кВ Вах высвободившихся трансформаторов 2х25 МВ.А с ПС 110 кВ КНС-21

- перемещение трансформаторов 2х25 МВ.А с ПС 110 кВ КНС-1 Варьеганского м/р на ПС 110 кВ Тагринская с последующей установкой на ПС 110 кВ КНС-1 Варьеганского м/р высвободившихся трансформаторов 2х16 МВ.А с ПС 110 кВ Тагринская – окончание работ май 2022 г.

- реконструкция ПС 220 кВ Мираж с расширением ОРУ 110 кВ на две линейные ячейки 110 кВ.

В 2024 г введены:

- ПС 110 кВ КНС-39 с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Когалымский энергорайон

Территориально в Когалымский энергорайон входят:

- территория между р.Тромъеган и р.Аган в северной части Сургутского муниципального района ХМАО севернее р. Оби;
- городские округа: г. Когалым, г. Покачи, г. Лангепас.

План-схема существующих электрических сетей 110 кВ и выше Когалымского энергорайона представлена на рисунке 3.3.

Основными потребителями электроэнергии и электрической мощности Когалымского энергорайона являются:

- нефтедобывающая компания ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»;
- НПС и КС магистральных нефте- и газопроводов;
- коммунально-бытовая нагрузка городов.

Рисунок 3.3– План-схема существующих электрических сетей 110 кВ и выше Когалымского энергорайона

Когалымский энергорайон является дефицитным. Покрытие дефицита мощности осуществляется в основном от Сургутской ГРЭС-1 и Сургутской ГРЭС-2 по сети 500 кВ.

Основными питающими подстанциями Когалымского энергорайона являются две ПС 500 кВ, через которые осуществляется передача мощности в сети 110-220 кВ Когалымского энергорайона:

- ПС 500 кВ Кирилловская (АТГ 500/220 кВ - 2х501 МВ.А, АТ 220/110 кВ - 4х125 МВ.А);
- ПС 500 кВ Трачуковская (АТГ 500/220 кВ - 3х501 МВ.А).

На нефтегазовых месторождениях Когалымского энергорайона эксплуатируются газотурбинные электростанции нефтяных компаний, в том числе:

- ГТЭС Покачевского месторождения установленной мощностью 48 МВт;
- ГТЭС Ватьеганского месторождения установленной мощностью 72 МВт;
- ГТЭС Повховского месторождения установленной мощностью 48 МВт;
- ГТЭС ДНС-2 установленной мощностью 5,3 МВт;
- ГТЭС ДНС-3 установленной мощностью 15,9 МВт;
- ГТЭС Тевлино-Русскинского месторождения установленной мощностью 48 МВт.

Электрические связи 110-500 кВ Когалымского энергорайона ЭС ХМАО с другими энергорайонами:

- ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская;
- ВЛ 500 кВ Кустовая – Трачуковская;
- ВЛ 500 кВ Сибирская – Трачуковская;
- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Трачуковская;
- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Кирилловская;
- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Трачуковская;
- ВЛ 220 кВ Восточно-Моховая – Кирилловская;
- ВЛ 220 кВ Имилор – Кирилловская;
- ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская;
- ВЛ 220 кВ Сургутская ГРЭС-1 – КС-3 – 1,2;
- ВЛ 220 кВ Трачуковская – Васильев;
- ВЛ 220 кВ Трачуковская – Кирьяновская;
- ВЛ 220 кВ Холмогорская – Когалым;
- ВЛ 110 кВ Васильев – Урьевская I,II цепи;
- ВЛ 110 кВ Восточно-Моховая – Слава;
- ВЛ 110 кВ Северный Варьеган – Таврическая – 1,2;
- ВЛ 110 кВ Сова – Сарымская – 1,2.

Сургутский энергорайон

Территориально в Сургутский энергорайон входят:

- часть территории Сургутского муниципального района (севернее р. Оби), за исключением территории между реками Тромъеган и Аган и городского округа г. Когалым;
- часть Белоярского муниципального района (восточнее пос. Юильск);
- городской округ – г. Сургут.

План-схема существующих электрических сетей 110 кВ и выше Сургутского энергорайона представлена на рисунке 3.4.

Основными потребителями электроэнергии и электрической мощности Сургутского энергорайона являются:

- нефтедобывающая компания ПАО «Сургутнефтегаз»;
- Сургутский завод стабилизации конденсата имени В.С. Черномырдина «ООО «Газпром переработка»;
- коммунальная бытовая нагрузка городов.

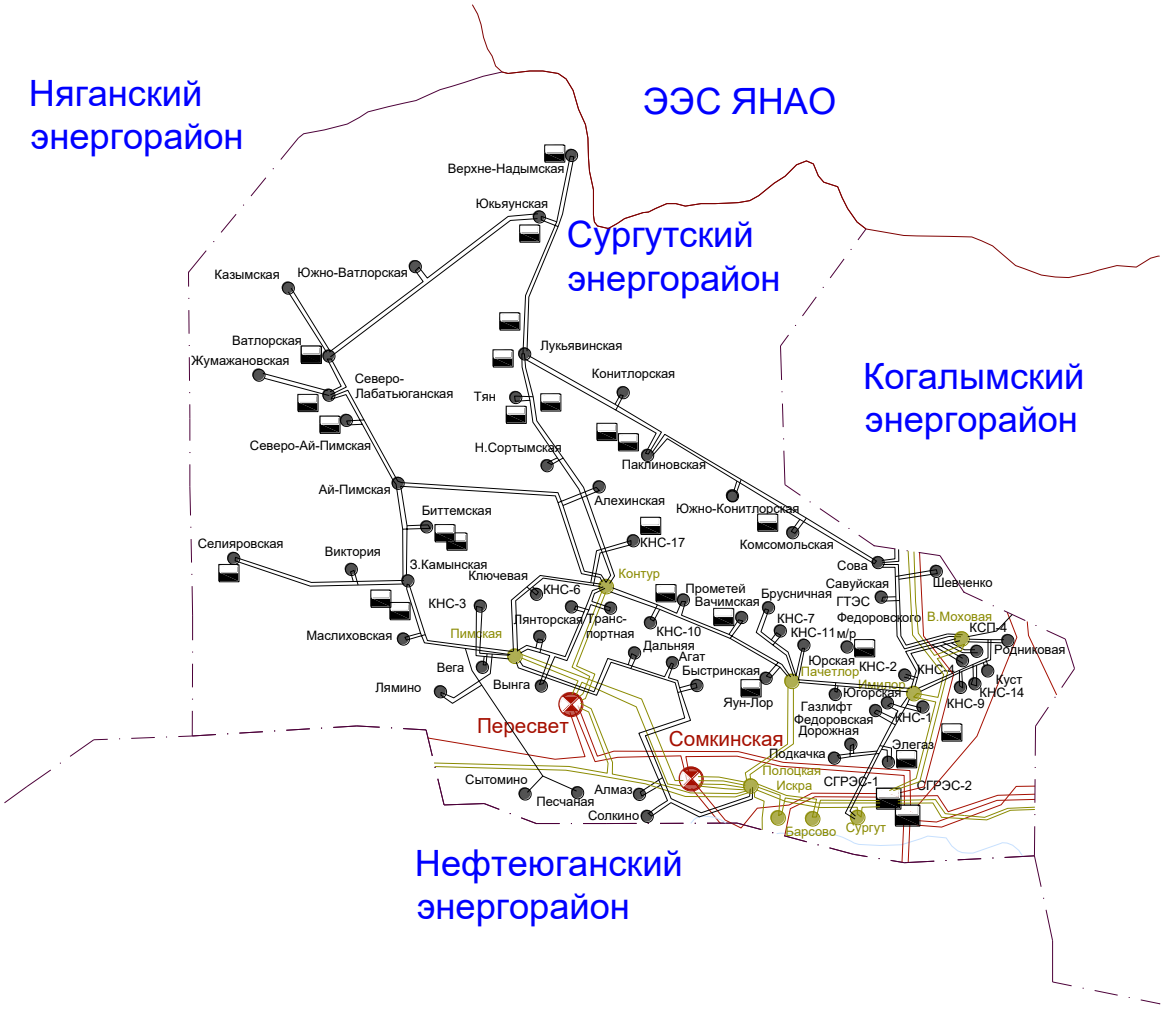

Рисунок 3.4 - План-схема существующих электрических сетей 110 кВ и выше Сургутского энергорайона

Основными источниками электроснабжения потребителей Сургутского энергорайона являются Сургутская ГРЭС-1 и Сургутская ГРЭС-2 установленной мощностью 3333 МВт и 5667,143 МВт соответственно, и собственные электростанции ПАО «Сургутнефтегаз».

На нефтегазовых месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» эксплуатируются газотурбинные и газопоршневые электростанции:

- ГТЭС «Конитлорская-1» установленной мощностью 24 МВт;
- ГТЭС «Конитлорская-2» установленной мощностью 24 МВт;
- ГТЭС «Русскинская» установленной мощностью 24 МВт;
- ГТЭС «Лукъявинская» установленной мощностью 36 МВт;
- ГТЭС «Биттемская» установленной мощностью 36 МВт;
- ГТЭС «Муръяунская установленной мощностью 24 МВт;
- ГТЭС «Юкъяунская» установленной мощностью 36 МВт;
- ГТЭС «Лянторская-1» установленной мощностью 24 МВт;
- ГТЭС «Лянторская-2» установленной мощностью 36 МВт;
- ГТЭС «Западно-Камынская» установленной мощностью 24 МВт;
- ГТЭС «Северо-Лабатьюганская-1» установленной мощностью 24 МВт;
- ГТЭС «Северо-Лабатьюганская-2» установленной мощностью 36 МВт;
- ГТЭС «Тромъеганская» установленной мощностью 12 МВт;

- ГТЭС «Западно-Чигоринская» установленной мощностью 12 МВт;
- ГПЭС-1 «Восточно-Елового м/р» установленной мощностью 6,162 МВт;
- ГТЭС «Верхне-Надымского м/р» установленной мощностью 24 МВт;
- ГПЭС-2 «Восточно-Сургутского м/р» установленной мощностью 8,56 МВт;
- ГПЭС «Западно-Сахалиского м/р» установленной мощностью 6,16 МВт;
- ГПЭС «Северо-Селияровская» установленной мощностью 2,74 МВт;
- ГПЭС «Ватлорская» установленной мощностью 6,16 МВт;
- ГПЭС-3 «Яун-Лорского м/р» установленной мощностью 6,16 МВт;
- ГТЭС «Вачимского м/р» установленной мощностью 36 МВт;
- ГТЭС «ДНС-3 Восточно-Сургутского м/р» установленной мощностью 36 МВт;
- ГТЭС «Федоровского месторождения м/р» установленной мощностью 36 МВт).

Основными питающими подстанциями Сургутского энергорайона являются две ПС 500 кВ, через которые осуществляется передача мощности в сети 110-220 кВ Сургутского энергорайона:

- ПС 500 кВ Пересвет (АТГ 500/220 кВ - 2х501 МВ.А);
- ПС 500 кВ Сомкинская АТГ 500/220 кВ - 3х501 МВ.А).

Электрические связи 110-500 кВ Сургутского энергорайона ЭС ХМАО с другими энергорайонами:

Нижневартовский энергорайон:

- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Сибирская.

Ноябрьский энергорайон:

- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Холмогорская.

Когалымский энергорайон:

- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Трачуковская;
- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Трачуковская;
- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Кирилловская;
- ВЛ 220 кВ Сургутская ГРЭС-1 – КС-3 – 1,2;
- ВЛ 220 кВ Имилор – Кирилловская;
- ВЛ 220 кВ Восточно-Моховая – Кирилловская;
- ВЛ 110 кВ Сова – Сарымская – 1, 2;
- ВЛ 110 кВ Восточно-Моховая – Слава.

Нефтеюганский энергорайон:

- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Пыть-Ях;
- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Пыть-Ях;
- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Святогор;
- ВЛ 500 кВ Магистральная – Сомкинская;
- ВЛ 220 кВ Пересвет – Шубинская;
- ВЛ 220 кВ Полоцкая – Шубинская;
- ВЛ 220 кВ Сомкинская – Ленинская.

Няганский энергорайон:

- ВЛ 500 кВ Пересвет – Ильково.

Подстанции 220 кВ Сургутского энергорайона объединены распределительной сетью 110 кВ, представленной преимущественно двухцепными ЛЭП, за исключением участка 2 двухцепных ЛЭП 110 кВ Сургут – Барсово, выполненного на четырехцепных опорах (4×7,03 км), и одноцепных линий 110 кВ на подстанции Лямино, Сытомино и Песчаная.

В 2020 году введена ПС 110 кВ Южно-Ляминская (2х25 МВ.А).

В 2021 – марте 2022 года введены следующие объекты 110 кВ:

ПС 110 кВ Тянская – замена 2х40 МВА на 2х25 МВА;

ПС 110 кВ Северо-Ай-Пимская – замена 2х25 МВА на 2х40 МВА.

Урайский энергорайон

Территориально в Урайский энергорайон входят:

- Кондинский и Советский муниципальные районы ХМАО;
- часть Ханты-Мансийского муниципального района (южнее и западнее от пос. Согом);
- городские округа: г. Урай, г. Югорск.

План-схема существующих электрических сетей 110 кВ и выше Урайского энергорайона представлена на рисунке 3.5.

Основными потребителями электроэнергии и электрической мощности в Урайском энергорайоне являются:

- нефтедобывающая компания ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»;
- НПС и КС магистральных нефте- и газопроводов;
- коммунальная бытовая нагрузка городов.

Основным источником электроснабжения потребителей Урайского энергорайона является Няганская ГРЭС (Няганский энергорайон) установленной мощностью 1361 МВт и собственные электростанции ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

На нефтегазовых месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» эксплуатируются газопоршневые электростанции:

- Северо-Даниловская ГПЭС установленной мощностью 36,24 МВт;
- ГПЭС Восточно-Толумского м.р. установленной мощностью 6,342 МВт.

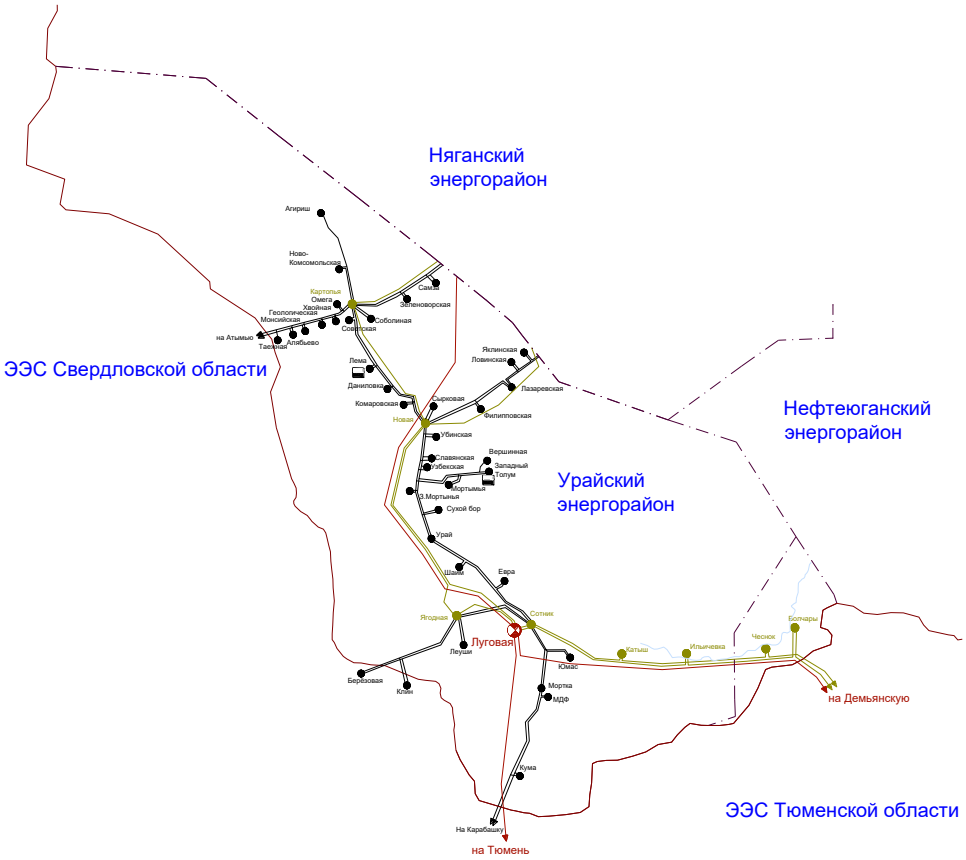

Рисунок 3.5 - План-схема существующих электрических сетей 110 кВ и выше Урайского энергорайона

Урайский энергорайон является дефицитным. Покрытие дефицита мощности осуществляется от Няганской ГРЭС по ВЛ 500 кВ Няганская ГРЭС – Луговая, ВЛ 220 кВ Новая – Хора и ВЛ 220 кВ Няганская ГРЭС – Картопья.

Основной питающей подстанцией Урайского энергорайона является ПС 500 кВ Луговая (АТГ 500/220 кВ - 2х501 МВ.А).

Электрические связи 110-500 кВ Урайского энергорайона ЭС ХМАО с другими энергорайонами:

Няганский энергорайон:

- ВЛ 500 кВ Няганская ГРЭС – Луговая;
- ВЛ 220 кВ Няганская ГРЭС – Картопья;
- ВЛ 220 кВ Новая – Хора;
- ВЛ 110 кВ Яхлинская – Хора;
- ВЛ 110 кВ Лазаревская – Хора;
- ВЛ 110 кВ Картопья – Вандмтор – 1, 2.

Тобольский энергорайон:

- ВЛ 500 кВ Демьянская – Луговая;
- ВЛ 220 кВ Демьянская – Болчары;
- ВЛ 220 кВ Демьянская – Чеснок.

Тюменский энергорайон:

- ВЛ 500 кВ Тюмень – Луговая.

Энергосистема Свердловской области:

- ВЛ 110 кВ Картопья – Атымья-1, 2;
- ВЛ 110 кВ Сотник – Тавда – 2;
- ВЛ 110 кВ МДФ – Тавда.

В 2024 г выполнена реконструкция ПС 110 кВ Юмас с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Няганский энергорайон

Территориально в Няганский энергорайон входят территории МО города Нягани, Октябрьского, Белоярского, Березовского районов, части Советского, части Ханты-Мансийского муниципального района севернее пос. Красноленинский и части Шурышкарского района ЯНАО с общей площадью одна третья часть территории округа.

Основными потребителями электроэнергии и электрической мощности в Няганском энергорайоне являются:

- нефтедобывающая компания ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО НК «Роснефть»;
- КС магистральных газопроводов;
- предприятие по переработке попутного нефтяного газа – «Няганьгазпереработка» – филиал АО «СибурТюменьГаз»;
- коммунально-бытовая нагрузка городов.

План-схема существующих электрических сетей 110 кВ и выше Няганского энергорайона представлена на рисунке 3.6.

Основным источником электроснабжения потребителей Няганского энергорайона является Няганская ГРЭС установленной мощностью 1361 МВт.

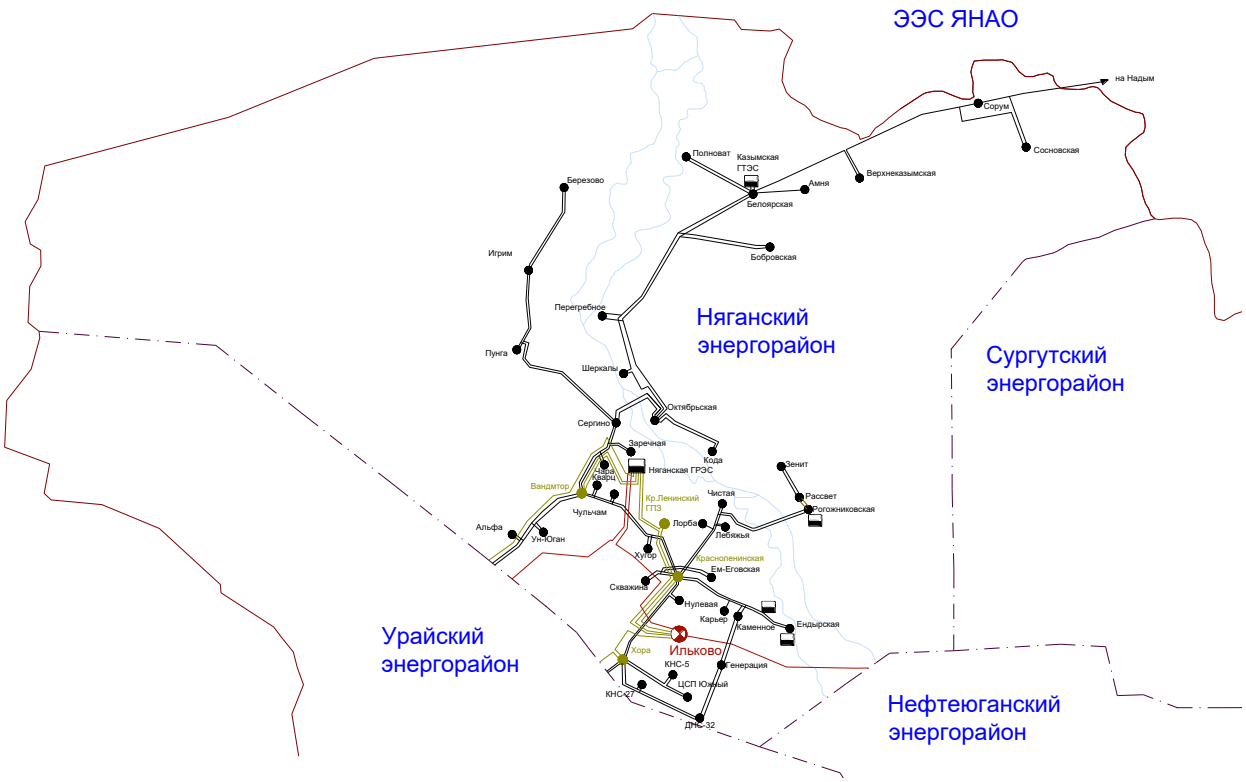

Рисунок 3.6– План-схема существующих электрических сетей 110 кВ и выше Няганского энергорайона

На нефтегазовых месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» эксплуатируются газотурбинные электростанции:

- Рогожниковская ГТЭС-1 установленной мощностью 36 МВт;
- Рогожниковская ГТЭС-2 установленной мощностью 36 МВт.

Газотурбинная электростанция ПАО «Передвижная энергетика»:

- Казымская ГТЭС установленной мощностью 72 МВт.

Газотурбинная электростанция ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» в районе Каменного месторождения:

- ГТЭС «Каменного м/р» установленной мощностью 48 МВт.

Газотурбинная электростанция АО «РН-Няганьнефтегаз» в районе Каменного месторождения:

- ГТЭС «Каменная» установленной мощностью 72 МВт.

Няганский энергорайон является избыточным. Выдача избытка мощности осуществляется от Няганской ГРЭС по ВЛ 500 кВ Няганская ГРЭС – Луговая, ВЛ 500 кВ Пересвет – Ильково, ВЛ 220 кВ Новая – Хора и ВЛ 220 кВ Няганская ГРЭС – Картопья.

Основными питающими подстанциями Няганского энергорайона являются ПС 500/220 кВ Ильково (2х501 МВ.А), ПС 220/110 кВ Красноленинская (2х125 МВ.А) и ПС 220 кВ Вандмтор (2х200 МВ.А), через которые осуществляется передача мощности в сети 110 кВ Няганского энергорайона.

Электрические связи 110-500 кВ Няганского энергорайона ЭС ХМАО с другими энергорайонами:

Урайский энергорайон:

- ВЛ 500 кВ Няганская ГРЭС – Луговая;
- ВЛ 220 кВ Няганская ГРЭС – Картопья;

- ВЛ 220 кВ Новая – Хора;
- ВЛ 110 кВ Яхлинская – Хора;
- ВЛ 110 кВ Лазаревская – Хора;
- ВЛ 110 кВ Картопья – Вандмтор 1, 2.

Сургутский энергорайон:

- ВЛ 500 кВ Пересвет – Ильково.

Северный энергорайон:

- ВЛ 110 кВ Надым – Лонг-Юган – Сорум.

3.3 Анализ существующих электроэнергетических режимов работы электрических сетей 35 кВ и выше ЭС ХМАО

В настоящем разделе проведены расчеты отчетных электроэнергетических режимов ЭС ХМАО при нормативных возмущениях в электрической сети ЭС ХМАО для нормальной и основных ремонтных схем.

Расчеты установившихся режимов электрической сети 110 кВ и выше ЭС ХМАО проведены с использованием программного комплекса «RastrWin».

Электрические нагрузки на ПС 110 кВ и выше ЭС ХМАО приняты в соответствии с зимними контрольными замерами 2023 года и летним контрольными замерами 2024 года.

Расчеты проведены для режимов зимних и летних, максимальных и минимальных нагрузок.

При расчетах существующих электроэнергетических режимов учитывались данные по фактическим среднесуточным средневзвешенным температурам по территории ХМАО в дни проведения контрольных замеров:

- зимние режимы 2023 г при температуре минус 8,9°С;
- летние режимы 2024 г при температуре + 11,3 °С.

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.

При выполнении анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов, в случае необходимости выполнения схемно-режимных мероприятий в послеаварийных схемах, время реализации мероприятий принято в соответствии с приказом Минэнерго России от 12.07.2018 № 548 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики»». Согласно указанным Правилам, продолжительность нормализации послеаварийного режима составляет 20 минут.

В нормальной схеме электрической сети ЭС ХМАО параметры режима находятся в области допустимых значений.

Отчетное потокораспределение в нормальной схеме электрической сети в зимний максимум 2024 года и летний максимум 2024 года приведено в приложении К.1. (здесь и далее указаны рисунки и таблицы, приведенные в приложении К тома 45.П032-ПЗ-Т2.3 книга 3) на рисунках К.1.1.1 - К.1.1.2 (Нефтеюганский энергорайон), К.1.2.1 - К.1.2.2 (Нижневартовский энергорайон), К.1.3.1 - К.1.3.2 (Когалымский энергорайон), К.1.4.1 - К.1.4.2 (Сургутский энергорайон), К.1.5.1 - К.1.5.2 (Урайский энергорайон), К.1.6.1 - К.1.6.2 (Няганский энергорайон).

3.3.1 Анализ режимов при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети

3.3.1.1 Нефтеюганский энергорайон

Как показали расчеты режимов выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети в Нефтеюганском энергорайоне не выявлено.

3.3.1.2 Нижневартовский энергорайон

Как показали расчеты режимов выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети в Нижневартовском энергорайоне не выявлено.

3.3.1.3 Когалымский энергорайон

Как показали расчеты режимов выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети в Когалымском энергорайоне не выявлено.

3.3.1.4 Сургутский энергорайон

Как показали расчеты режимов выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети в Сургутском энергорайоне, не выявлено.

3.3.1.5 Урайский и Няганский энергорайоны

Как показали расчеты электрических режимов выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети в Урайском и Няганском энергорайонах не выявлено.

3.3.2 Анализ режимов при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети

В настоящем разделе рассмотрены нормативные возмущения в ремонтных схемах элементов сети ЭС ХМАО. В разделе описаны выявленные перегрузки электросетевого оборудования в послеаварийных режимах, а также схемно-режимные мероприятия, позволяющие ликвидировать максимальные из выявленных перегрузок.

При проведении плановых ремонтов электросетевого оборудования выбирается наиболее благоприятные условия для проведения ремонтов элементов сети, а также большинство плановых ремонтов на территории ЭС ХМАО сопровождается превентивной подготовкой ремонтных схем для снижения рисков выхода параметров режима из области допустимых значений в ПАР в ремонтной схеме.

3.3.2.1 Нефтеюганский энергорайон

Результаты расчетов электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети показали, что перегрузки ликвидируются за счет применения схемно-режимных мероприятий, а также действием существующих АОПО.

Дополнительных мероприятий по устранению перегрузок не требуется.

3.3.2.2 Нижневартовский энергорайон

Как показали расчеты электрических режимов выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети в Нижневартовском энергорайоне не выявлено.

3.3.2.3 Когалымский энергорайон

Результаты расчетов электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети показали, что перегрузки ликвидируются за счет применения схемно-режимных мероприятий, а также действием существующих АОПО.

Дополнительных мероприятий по устранению перегрузок не требуется.

3.3.2.4 Сургутский энергорайон

Как показали расчеты электрических режимов выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети в Сургутском энергорайоне не выявлено.

3.3.2.5 Урайский и Няганский энергорайон

Результаты расчетов электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети показали, что перегрузки ликвидируются за счет применения схемно-режимных мероприятий, а также действием существующих АОПО.

Дополнительных мероприятий по устранению перегрузок не требуется.

4 Прогноз уровней потребления электроэнергии и мощности в ЭС ХМАО на период до 2031 г

В соответствии с техническим заданием на выполнение работы прогнозы потребления электроэнергии и мощности в ЭС ХМАО на период до 2031 года для базового варианта принимаются на основании данных по прогнозу спроса на электрическую мощность и электроэнергию из базового прогноза Схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2026 – 2031 годы (далее – СиПР ЭЭС России) и представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Прогноз изменения максимума нагрузки и электропотребления в ЭС Тюменской области, ХМАО, ЯНАО до 2031 г

Наименование показателя	Единицы измерения	2024 факт	2025 оценка	2026	2027	2028	2029	2030	2031
ЭС Тюменской области, ХМАО, ЯНАО									
Потребление электроэнергии	млн.кВт.ч	89963	91578	93383	96693	98556	99974	101352	102202
Среднегодовые темпы прироста	%	-	-	*1,97*	*3,54*	*1,93*	*1,44*	*1,38*	*0,84*
В том числе по ЭС ХМАО									
Потребление электроэнергии	млн.кВт·ч	63473	63619	65322	67210	67848	68574	69088	69363
Среднегодовые темпы прироста	%	*-4,16*	*0,23*	*2,68*	*2,89*	*0,95*	*1,07*	*0,75*	*0,40*
ЭС Тюменской области, ХМАО, ЯНАО									
Максимум нагрузки	МВт	12276	12518	13171	13623	13739	13779	13791	13795
Среднегодовые темпы прироста	%	-	-	*5,22*	*3,43*	*0,85*	*0,29*	*0,09*	*0,03*
В том числе по ЭС ХМАО									
Максимум нагрузки	МВт	8440	8821	8939	9185	9260	9245	9192	9167
Среднегодовые темпы прироста	%	*-2,26*	*4,51*	*1,34*	*2,75*	*0,82*	*-0,16*	*-0,57*	*-0,27*

Динамика изменения максимума нагрузки ЭС ХМАО за отчетный период 2020-2024 гг и на перспективу до 2031 года для базового варианта представлена на рисунке 4.1.

Рисунок 4.1 – Динамика изменения максимума нагрузки ЭС ХМАО за отчетный период 2020-2024 гг и на перспективу до 2031 года

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 г и составит 727 МВт, наибольшее снижение ожидается в 2030 г и составит 53 МВт.

Динамика изменения уровней потребления электроэнергии в ЭС ХМАО за отчетный период 2020-2024 гг и на перспективный период до 2031 года для базового варианта прогноза представлена на рисунке 4.2.

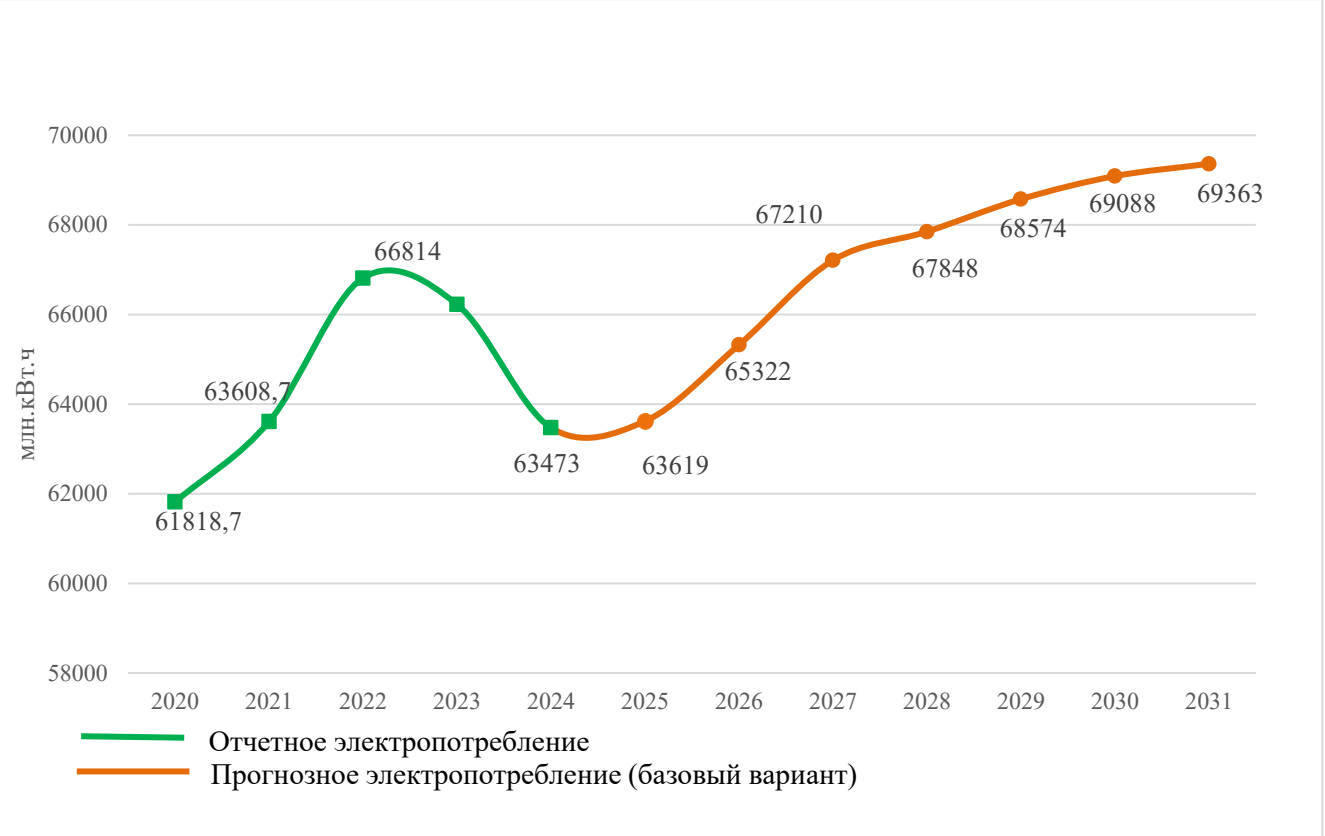

Рисунок 4.2 – Динамика изменения уровней потребления электроэнергии в ЭС ХМАО за отчетный период 2020-2024 гг и на перспективу до 2031 года

На перспективный период до 2031 года прогнозируется увеличение электропотребления до 69363 млн.кВт.ч, что на 5890 млн.кВт.ч или 8,5 % выше отчетного (2024 г).

Основной рост потребления электрической мощности и электроэнергии в ЭС ХМАО на рассматриваемый перспективный период до 2031 года намечается в Нефтеюганском энергорайоне, обусловленный разработкой и увеличением нефтедобычи и электропотребления нефтяных м/р.

Прирост нагрузки в базовом варианте определялся с учётом действующих ТУ на ТП к сетям АО «Россети Тюмень» и филиала ПАО «Россети» - МЭС Урала.

Перечень нагрузки основных крупных потребителей ЭС ХМАО, присоединяемой к электрическим сетям, в соответствии с действующими ТУ на ТП для базового варианта представлен в таблице 4.2. Полный перечень действующих ТУ на ТП с указанием сроков ввода представлен в книге 4 настоящей работы.

Таблица 4.2 - Перечень нагрузки основных крупных потребителей ЭС ХМАО, присоединяемой к электрическим сетям, в соответствии с действующими ТУ на ТП. Базовый вариант

№ пп	Наименование заявителя	Район (расположение энергопринимающего устройства)	Заявляемая мощность по утвержденным ТУ на ТП, кВт	Центр питания, согласно ТУ на ТП
1	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	Нефтеюганский район	9400	ПС 110 кВ Промысловая
		Нефтеюганский район	56400	ПС 220 кВ Вектор*
		Нефтеюганский район	3150	ПС 110 кВ Петелинская
		Нефтеюганский район	1025	ПС 110 кВ Суворовская
2	ПАО «НК «Роснефть»	Приразломное месторождение нефти	26000	ПС 110 кВ Лемпино (Север) (вновь вводимая)
		Нефтеюганский район	37800 (в т.ч. ввод 15100 в 2021 г)	ПС 110 кВ Вишневая
		Нефтеюганский район	20400 (в т.ч. ввод 11000 в 2019 г)	ПС 110 кВ Арго
		Нефтеюганский район	22700 (в т.ч. ввод 7215 в 2019 г, 2331 в 2023 г, 1034 в 2024 г)	ПС 110 кВ Встречная
		Нефтеюганский район	28500	ПС 110 кВ Водозабор-2 (вновь вводимая)
		Нефтеюганский район	28500	ПС 110 кВ Аметист (Пойковская-2) (вновь вводимая)
		Майское и Среднебалыкское месторождения нефти	39000 (в т.ч. 13440 в 2023 г)	ПС 110 кВ Тупсилор
		Мамонтовское месторождение нефти	21000	ПС 110 кВ Суворовская
		Чупальское месторождение нефти	27000	ПС 110 кВ Соколова (вновь вводимая)
		Нефтеюганский район	20000	ПС 110 кВ Александрова
		Нефтеюганский район	41300 (в т.ч. ввод 13900 в 2020-2022 гг, 10850 в 2024 г)	ПС 110 кВ Эргинская
		Нефтеюганский район	30000	ПС 110 кВ Брест (вновь вводимая) (ПС 220 кВ Вектор)
		Нефтеюганский район	28900	ПС 110 кВ Ямская (Юганская-2) (вновь вводимая)
3	ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	Когалымский район	36000	ПС 110 кВ Полюс (вновь вводимая)
4	АО «Самотлорнефтегаз»	Самотлорское месторождение нефти	5200	ПС 220 кВ Кварц -
5	ПАО «СН-МНГ»	Нижневартовский район	4500	ПС 110 кВ Таежная
6	ООО "Славнефть-Нижневартовск"	Нефтеюганский район	4800	ПС 110 кВ Ямская (вновь вводимая)
7	ООО «КАНБАЙКАЛ»	Сургутский район	25000 (в т.ч. 2000 в 2022 г)	ПС 110 кВ Унтыгейская
8		Нижневартовский район	1500	ПС 110 кВ Таежная

№ пп	Наименование заявителя	Район (расположение энергопринимающего устройства)	Заявляемая мощность по утвержденным ТУ на ТП, кВт	Центр питания, согласно ТУ на ТП
	АО «ЮТЭК-Региональные сети»	Нижневартовский район	160	ПС 110 кВ КНС-17А
		Октябрьский район	1900	ПС 110 кВ Заречная
		Сургутский район	9105	ПС 110 кВ Блочная
		Сургутский район	500	ПС 110 кВ Шукшинская
		Сургутский район	550	ПС 110 кВ Строительная
		Энергокомплекс	2500	ПС 110 кВ Рогожниковская
9	АО «НК «Конданефть»	Ханты-Мансийский район	3068 (в т.ч. ввод 500 в 2021 г, 2568 в 2023 г)	ПС 110 кВ Чапровская
		Ханты-Мансийский район	17800	ПС 110 кВ Невская
10	ОАО «РЖД»	Сургутский район	2600	ПС 110 кВ Куст
11	ООО "СГЭС"	г. Сургут	1669	ПС 110 Энергетик
12	АО "РН-Няганьнефтегаз"	Октябрьский район	18000	ПС 110 кВ Ендырская
		Октябрьский район	4900	ПС 110 кВ ММПС (вновь вводимая)
13	ПАО НК "РуссНефть"	Октябрьский район	4900	ПС 110 кВ Ендырская
		Красноленинский район	1500	ПС 110 кВ Нулевая
14	ПАО "Сургутнефтегаз"	Восточно-Сургутское и Федоровское месторождения	4900 4920	ПС 110 кВ Дорожная
		Яунлорское, Тончинское и Северо-Тончинское месторождения	4910	ПС 110 кВ Яун-Лор
		Восточно-Сургутское месторождения	4900 4900	ПС 110 кВ Элегаз
15	Нижневартовский филиал ПАО НК "РуссНефть"	Нижневартовский район	4900	ПС 220 кВ Северный Варьеган (новая ПС 110 кВ)
16	ООО «Швабе-Москва»	Сургутский район	1286	ПС 110 кВ Геолог
17	ООО «Атмосфера	Нижневартовский район	24000	ПС 110 кВ Обская
			20000	ПС 110 кВ Западная
			14000	ПС 110 кВ ГПП-7
18	АО «ВЭН»	Нижневартовский район	2000	ПС 110 кВ Северо-Хохряковская
			4900	ПС 110 кВ Тагринская
19	АО "ХМГЭС"	Ханты-Мансийский РЭС	3168	ПС 110 кВ АБЗ
20	ООО «Орион»	Нижневартовский район	14500 14500 29500 29500 29500	ПС 110 кВ КНС-17 ПС 110 кВ КНС-8 ПС 110 кВ Ясная ПС 110 кВ КСП-1 ПС 110 кВ Луч
21	КУ «УКС Югры»	Сургутский район	769,3	ПС 110 кВ Новин
22	ООО «СК «ЮВИС»	Сургутский район	1100	ПС 110 кВ Строительная
23	ИП Баталов В.И.	Сургутский район	880	ПС 110 кВ Энергетик

№ пп	Наименование заявителя	Район (расположение энергопринимающего устройства)	Заявляемая мощность по утвержденным ТУ на ТП, кВт	Центр питания, согласно ТУ на ТП
24	ООО «ПВ-профи»	Сургутский район	900	ПС 110 кВ Шукшинская
25	МУП «СРЭС» МО СР	Сургутский район	247	ПС 35 кВ Солнечная
	Примечания: * в т.ч. переводимая мощность с ПС 220 кВ Ленинская в размере 45,8 МВт, с ПС 500 кВ Пыть-Ях - 10,6 МВт			

5 Прогнозные балансы мощности и электроэнергии ЭС ХМАО период до 2031 года

5.1 Планируемые к строительству и выводу из эксплуатации генерирующие мощности на электростанциях ЭС ХМАО на период до 2031 года

Согласно СиПР ЭЭС России в период до 2031 года по энергосистеме ХМАО 24.06.2025 г выполнена модернизация энергоблока 13 Сургутской ГРЭС-1, 19.03.2025 г выполнена модернизация энергоблока 6 Сургутской ГРЭС-2, в 2025 и 2028 гг также планируется модернизация энергоблоков 2,3,4,5 Сургутской ГРЭС-2 с изменением установленной мощности (таблица 5.1).

Таблица 5.1 - Объемы и структура модернизации генерирующих объектов ЭС ХМАО на период до 2031 года

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	Мощность, МВт	Год модернизации
Сургутская ГРЭС-1	ПАО «ОГК-2»				
13 К-210-130 -3		Газ	До модернизации	215	24.06.2025
			После модернизации	190	
			Изменение мощности	-25	
Сургутская ГРЭС-2	ПАО «Юнипро»				
2 К-810-240-5		Газ	До модернизации	810	2028
			После модернизации	830	
			Изменение мощности	20	
3 К-810-240-5		Газ	До модернизации	810	2028
			После модернизации	830	
			Изменение мощности	20	
4 К-810-240-5		Газ	До модернизации	810	2025
			После модернизации	830	
			Изменение мощности	20	
5 К-810-240-5		Газ	До модернизации	810	2028
			После модернизации	830	
			Изменение мощности	20	
6 К-810-240-5		Газ	До модернизации	810	19.03.2025
			После модернизации	830	
			Изменение мощности	20	

Выполнение мероприятий по вводу, перемаркировке генерирующих объектов в ЭС ХМАО в период до 2031 г не планируется. В июле 2024 г выполнен вывод из эксплуатации ГПЭС Восточно-Толумского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», мощностью 6,342 МВт. В августе 2025 г был выполнен вывод из эксплуатации Западно-Сахалинской ГПЭС (6,2 МВт) и Ватлорской ГПЭС (6,2 МВТ) (ПАО «Сургутнефтегаз»).

Установленная мощность электростанций ЭС ХМАО на период до 2031 года представлена в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Установленная мощность электростанций ЭС ХМАО на период до 2031 года

Наименование электростанции (собственник)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Сургутская ГРЭС-1 (ПАО «ОГК-2»)	3308	3308	3308	3308	3308	3308	3308
Сургутская ГРЭС-2 (ПАО «Юнипро»)	5742,2	5742,2	5742,2	5802,2	5802,2	5802,2	5802,2
Нижневартовская ГРЭС (АО «Нижневартовская ГРЭС»)	2031	2031	2031	2031	2031	2031	2031
Няганская ГРЭС (ПАО «Форвард Энерго»)	1361	1361	1361	1361	1361	1361	1361
Электростанции ПАО «Сургутнефтегаз»	599,542	599,542	599,542	599,542	599,542	599,542	599,542
Электростанции ООО «Газпромнефть-Хантос»	106,5	106,5	106,5	106,5	106,5	106,5	106,5
Электростанции ООО «РН-Юганскнефтегаз»	339	339	339	339	339	339	339
Электростанции ПАО «СН – МНГ»	34,53	34,53	34,53	34,53	34,53	34,53	34,53
Электростанции ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	300,24	300,24	300,24	300,24	300,24	300,24	300,24
Электростанции ООО «ЛУКОЙЛ – АИК»	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2
Западно-Салымская ГТЭС («Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»)	60	60	60	60	60	60	60
ГТЭС Западно-Малобалыкского м.р (ООО «ЮрскНефть»)	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
ПЭС «Казым» (ПАО «Передвижная энергетика»)	72	72	72	72	72	72	72
Каменная ГТЭС АО («РН-Няганьнефтегаз»)	72	72	72	72	72	72	72
ГПЭС Кирско-Коттынского м.р. (ООО «Башнефть Добыча»)	12	12	12	12	12	12	12
ГПЭС Соровского м.р.(ООО «Соровскнефть»)	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
ГПЭС Нижне-Шапшинского м.р, Верхне-Шапшинского м.р (ООО «РусГазСервис»)	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8
ГПЭС Омбинского м.р. (ООО «Альянс-Энерджи»)	12,36	12,36	12,36	12,36	12,36	12,36	12,36
ГПЭС Аггреко-1 (ООО «Аггреко Евразия»)	17,92	17,92	17,92	17,92	17,92	17,92	17,92
ГПЭС Аггреко-2 (ООО «Аггреко Евразия»)	17,92	17,92	17,92	17,92	17,92	17,92	17,92
ГПЭС «Хантэк Южная» (ООО «РусГазСервис»)	16,872	16,872	16,872	16,872	16,872	16,872	16,872
ГПЭС-24 Приразломного м.р. (АО «БерезкаГаз Обь»)	23,902	23,902	23,902	23,902	23,902	23,902	23,902
ВСЕГО по ЭС ХМАО	14215,9	14215,9	14215,9	14275,9	14275,9	14275,9	14275,9

5.2 Прогнозные балансы мощности и электроэнергии

Прогнозный баланс мощности ЭС Тюменской области, ХМАО, ЯНАО в целом и в том числе по ЭС ХМАО на перспективный период до 2031 года для базового варианта потребления мощности представлен в таблице 5.3.

Изменение установленной мощности электростанций ЭС ХМАО принято на основании таблицы 5.1.

Таблица 5.3 – Прогнозный баланс мощности ЭС ТО, ХМАО, ЯНАО на период до 2031 г. Базовый вариант

В мегаваттах

Наименование показателя	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
ЭС Тюменской области, ХМАО, ЯНАО							
Потребление мощности	12518	13171	13623	13739	13779	13791	13795
Установленная мощность электростанций	17 551,6	17 551,6	17 551,6	17 626,6	17 626,6	17 626,6	17 626,6
В том числе ЭС ХМАО							
Потребление мощности	8821	8939	9185	9260	9245	9192	9167
Установленная мощность электростанций	14215,9	14215,9	14215,9	14275,9	14275,9	14275,9	14275,9
Сальдо перетока «+» прием, «-» передача	-5394,9	-5276,9	-5030,9	-5015,9	-5030,9	-5083,9	-5108,9

Прогнозный баланс электроэнергии ЭС Тюменской области, ХМАО, ЯНАО в целом и в том числе по ЭС ХМАО для базового варианта электропотребления на период до 2031 года представлен в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Прогнозный баланс электроэнергии ЭС ТО, ХМАО, ЯНАО на период до 2031 г. Базовый вариант

В млн.кВт·ч

Наименование показателя	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Электропотребление ЭС Тюменской области, ХМАО, ЯНАО	91578	93383	96693	98556	99974	101352	102202
Производство электрической энергии ЭС Тюменской области, ХМАО, ЯНАО*	96601	96898	96898	97311	97311	97311	97311
Сальдо перетоков электрической энергии («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	-5023	-3515	-205	1245	2663	4041	4891
В т.ч. по ЭС ХМАО							
Электропотребление	63619	65322	67210	67848	68574	69088	69363
Собственная выработка*	78255	78255	78255	78585	78585	78585	78585
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	-14636	-12933	-11045	-10737	-10011	-9497	-9222
*-расчет выполнен оценочно							

6 Намечаемые к строительству и реконструкции объекты 35 кВ и выше в ЭС ХМАО на период до 2031 г

Перечень планируемых к строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства в ЭС ХМАО на период до 2031 г согласно действующим ТУ на ТП и СиПР ЭЭС России на 2026-2031 гг, учитываемых в базовом варианте, представлен в таблице 6.1.

Обоснование необходимости ввода дополнительных объектов в базовом варианте приведено в разделе 8.

Таблица 6.1 - Перечень планируемых к строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства в ЭС ХМАО на период до 2031 г согласно действующим ТУ на ТП и СиПР ЭЭС

№ п/п	Наименование	Параметры		Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
		цепность х км	МВ.А		
район Нефтеюганских электрических сетей					
1	ПС 110/35/6 кВ Лемпино (Север) с ВЛ 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Правдинская – Меркурий-1,2	2х5,04	2х40	2027	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «НК «Роснефть»
2	ПС 110 кВ Чупальская-2 (Соколова) с ВЛ 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Чупальская – Кузоваткинская-1,2	2х2,44+1х0,33	2х40	2025	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «НК «Роснефть»
3	Строительство надстройки 220 кВ на ПП 110 кВ Угутский (ПС 220 кВ Погорелова) трансформаторной мощностью 250 МВ.А (2х125 МВ.А)	-	2х125	2027	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «НК «Роснефть», ООО «КанБайкал», СиПР ЭЭС России на 2026-2031 годы
	Строительство ВЛ 220 кВ Святогор – Погорелова I, II цепь ориентировочной протяженностью 159,874 км	2х79,937	-		
	Расширение ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Святогор на две линейные ячейки	-	-		
	Расширение ПП 110 кВ Угутский на 2 ячейки	-	-		
4	Реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Болчары до схемы «две рабочие системы шин» (220-13) с установкой четырех новых выключателей 220 кВ и двух АТ 220/110 кВ мощностью 125МВА каждый (2х125 МВА). Сооружение РУ 110 кВ Болчары по схеме «две рабочие системы шин» (110-13) с установкой 5 выключателей 110 кВ	-	2х125	2028	ТУ на ТП энергопринимающих устройств АО «НК «Конданефть», СиПР ЭЭС России на 2026-2031 годы
	Сооружение двухцепного участка ЛЭП 110 кВ Болчары – Невская проводом АС-120 ориентировочной длиной 65 км с организацией ВЛ 110 кВ Болчары – Батово I, II цепь с отпайками	2х65	-	2028	

№ п/п	Наименование	Параметры		Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
		цепность х км	МВ.А		
	Двухцепная ВЛ 110 кВ от реконструируемой ПС 110 кВ Батово до точки врезки в ВЛ 110 кВ Снежная – Фоминская-1,2 с образованием ВЛ 110 кВ Снежная – Батово I,II цепь с отпайкой на ПС Горноправдинская и ВЛ 110 кВ Батово – Фоминская I,II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Выкатная (с использованием ВЛ 110 по п.7)	8,063 9	-	2028	
	Замена провода ВЛ 110 кВ Батово – Фоминская I,II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Выкатная на участке от ПС 110 кВ Фоминская до отпайки на ПС 110 кВ Выкатная на провод АС-150	2х6,141	-	2028	
5	ПС 110 кВ в районе Усть-Балыкского месторождения (Ямская) в районе Усть-Балыкского месторождения с ВЛ 110 кВ СП Лосинка – Ямская-2-1,2	2х25,3	2х40	2026	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «НК «Роснефть»
	СП 110 кВ в районе ПС 110 кВ Лосинка с двумя линейными ячейками с присоединением к ПС 110 кВ Лосинка	-	-		
6	ПС 110/35/6 кВ Восточно-Сургутская-2 (Брест) с ВЛ 110 кВ Вектор – Восточно-Сургутская-2 I, II цепь	2х28,5	2х40	2027	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «НК «Роснефть»
	Расширение ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Вектор на две линейные ячейки 110 кВ	-	-		
7	ПС 110 кВ Аметист (Пойковская-2) с ВЛ 110 кВ Правдинская – Аметист I, II цепь	2х17,11	2х40	2026	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «НК «Роснефть», СиПР ЭЭС России на 2026-2031 годы
	ПС 110 кВ Водозабор-2 с двухцепной отпайкой от ВЛ 110 кВ Правдинская - Аметист I, II цепь	2х42,35	2х40	2026	
	Расширение ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Правдинская на две линейные ячейки 110 кВ	-	-	2026	
	Реконструкция ПС 220 кВ Правдинская с установкой третьего АТ 220/110 кВ мощностью 125 МВА и увеличением трансформаторной мощности на 125 МВА до 375 МВА	125	-	2026	
8	Реконструкция ПС 110 кВ Промысловая с заменой силовых трансформаторов 2х25 МВ.А на 2х40 МВ.А Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Кратер – Средний Балык I, II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Промысловая ориентировочной протяженностью 3 км каждая	2х3	2х40	2025	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «РН-Юганскнефтегаз», СиПР ЭЭС России на 2026-2031 годы
район Нижневартовских электрических сетей					
9	Строительство новой ПС на З-Вар.м/р с отпайкой от ВЛ 110 кВ Северный Варьеган – Таврическая,1	Н.д.	1х10	2025	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО НК «РуссНефть»
район Когалымских электрических сетей					

№ п/п	Наименование	Параметры		Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
		цепность х км	МВ.А		
10	ПС 110 кВ Полюс с ВЛ 110 кВ Когалым – Полюс I, II цепь	2х47,988	2х40	2025	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»
	Расширение ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Когалым на две линейные ячейки	-	-		
район Энергокомплекс					
11	Строительство новой модульной мобильной однотрансформаторной ПС 110 кВ (ММПС) с отпайками от ВЛ 110 кВ Красноленинская – Рогожниковская 1,2	2х1,6	1х10	2025	ТУ на ТП АО «РН-Няганьнефтегаз»
район Сургутских электрических сетей					
12	Строительство переключательного пункта 35 кВ (расширение ОРУ 35 кВ ПС Блочная на две линейные ячейки 35 кВ), строительство двухцепной ВЛ 35 кВ от ПП 35 кВ до новой ПС 35 кВ Дачная (2х10 МВА).	2х16	2х10	2026	ТУ на ТП энергопринимающих устройств АО «ЮТЭК-Региональные сети»
13	Реконструкция ПС 110 кВ Дорожная с заменой силовых трансформаторов 2х25 МВ.А на 2х40 МВ.А (путем перекатки с ПС 110 кВ КНС-4 трансформаторов 2х40 МВА) Реконструкция ПС 110 кВ КНС-4 в объеме замены силовых трансформаторов с 2х40 МВА на 2х25 МВА (путем перекатки с ПС 110 кВ Дорожная трансформаторов 2х25 МВА)	-	2х40 2х25	2025	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Сургутнефтегаз»
14	Реконструкция ПС 110 кВ Яун-Лор с заменой силовых трансформаторов 2х25 МВ.А на 2х40 МВ.А (путем перекатки с ПС 110 кВ Транспортная трансформаторов 2х40 МВА) Реконструкция ПС 110 кВ Транспортная в объеме замены силовых трансформаторов с 2х40 МВА на 2х25 МВА (путем перекатки с ПС 110 кВ Яун-Лор трансформаторов 2х25 МВА)	-	2х40 2х25	2025	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Сургутнефтегаз»
15	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Элегаз (увеличение трансформаторной мощности на 30 МВА до 80 МВА путем замены трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА с ПС 110/35/6 кВ Ладья) Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Ладья (уменьшение трансформаторной мощности на 30 МВА до 50 МВА путем замены трансформаторов 2х40 МВА на 2х25 МВА с ПС 110 кВ Элегаз)	-	2х40 2х25	2026	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Сургутнефтегаз»
16	Строительство участка двухцепной ВЛ 35 кВ ориентировочной протяженностью 10 км маркой провода АС -120 от ячеек 35 кВ Резерв-1,2 ПС 110 кВ Элегаз до точки врезки в существующие ВЛ 35 кВ «Восточная – 1, 2» в районе БСВ-35 кВ с переводом питания ПС 35/6 кВ № 121, № 68 от вновь сооружаемой ВЛ 35 кВ	2х10	-	2025	ТУ на ТП Т7/24/0020-ТУ от 03.07.2024

7 Перечень центров питания, находящихся в ремонтно-эксплуатационном обслуживании АО «Россети Тюмень»

В таблице 7.1 приведен перечень питающих центров 35 кВ и выше, находящихся в ремонтно-эксплуатационном обслуживании АО «Россети Тюмень» с загрузкой трансформаторов на период до 2031 г.

Желтым цветом выделены центры питания, по которым при отключении одного наиболее мощного трансформатора (аварийное отключение или вывод в ремонт) загрузка второго превышает длительно допустимую токовую нагрузку.

В таблице 7.1 также приведены данные по объемам присоединяемой мощности по действующим ТУ на ТП для каждого питающего центра с разбивкой по годам рассматриваемого перспективного периода 2025-2031 гг, а также другие данные, требуемые в соответствии с ТЗ.

В книге 4 приведен перечень ТП (РП-ТП) 10-6/0,4 кВ, находящихся в ремонтно-эксплуатационном обслуживании АО «Россети Тюмень».

Таблица 7.1 - Перечень центров питания 35 кВ и выше, находящихся в ремонтно-эксплуатационном обслуживании АО "Россети Тюмень"

№п/п	РЭС	Наименование центра питания 35 кВ и выше	Класс напряжения центра питания	Диспетчерское наименование трансформаторов	Номинальная мощность трансформатора, (МВА)	Год ввода в эксплуатацию каждого трансформатора	Данные о загрузке центра питания на основании контрольных замеров нагрузки																					
							Значение нагрузки на центре питания за последние **4 года** по замерам режимного дня, МВА																Максимальная нагрузка (по замерам летнего режимного дня) за последний год (по каждому трансформатору)			Максимальная нагрузка (по замерам зимнего режимного дня) за последний год (по каждому трансформатору)		
							17.06.2020 (загрузка каждого трансформатора), МВ.А	17.06.2020 (полная мощность по ЦП), МВ.А	16.12.2020 (загрузка каждого трансформатора), МВ.А	16.12.2020 (полная мощность по ЦП), МВ.А	16.06.2021 (загрузка каждого трансформатора), МВ.А	16.06.2021 (полная мощность по ЦП), МВ.А	15.12.2021 (загрузка каждого трансформатора), МВ.А	15.12.2021 (полная мощность по ЦП), МВ.А	15.06.2022 (загрузка каждого трансформатора), МВ.А	15.06.2022 (полная мощность по ЦП), МВ.А	21.12.2022 (загрузка каждого трансформатора), МВ.А	21.12.2022 (полная мощность по ЦП), МВ.А	21.06.2023 (загрузка каждого трансформатора), МВ.А	21.06.2023 (полная мощность по ЦП), МВ.А	20.12.2023 (загрузка каждого трансформатора), МВ.А	20.12.2023 (полная мощность по ЦП), МВ.А	19.06.2024 (загрузка каждого трансформатора), МВ.А	19.06.2024 (полная мощность по ЦП), МВ.А	Загрузка подстанции в режиме N- 1 с учетом ДДТН, %	18.12.2024 (загрузка каждого трансформатора), МВ.А	18.12.2024 (полная мощность по ЦП), МВ.А	Загрузка подстанции в режиме N- 1 с учетом ДДТН, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
ПС 35-110 кВ Когалымские электрические сети АО "Россети Тюмень"																												
1	Когалымский КЭР	Айка	110/35/6	Т1	25	1989	5,88	7,26	4,46	8,75	11,34	12,26	7,11	13,80	6,12	12,63	8,47	14,10	3,88	7,63	10,03	11,01	5,31	10,65	40	1,71	2,89	10
			110/35/6	Т2	25	1989	1,39		4,29		0,99		6,69		6,51		5,63		3,76		1,01		5,34			1,18		
2	Когалымский КЭР	Апрельская	110/10	Т1	40	1988	0,18	2,34	0,16	1,13	4,08	4,42	0,32	5,58	2,27	5,66	0,31	5,89	2,12	5,78	3,46	5,61	1,78	4,92	11	3,63	5,69	12
			110/10	Т2	40	1988	2,17		0,98		0,38		5,26		3,49		5,58		3,72		2,33		3,14			2,06		
3	Когалымский КЭР	Белая	110/35/6	Т1	40	2009	22,98	45,08	20,77	32,70	22,17	45,60	15,11	32,47	23,32	46,03	16,59	34,74	24,49	48,05	16,43	31,87	18,56	23,44	55	12,97	23,01	48
			110/35/6	Т2	40	2009	22,37		11,94		23,43		17,36		22,74		18,16		23,64		15,84		4,88			10,03		
4	Когалымский КЭР	Вать-Еган	110/35/6	Т1	40	2009	13,85	13,91	10,30	16,66	16,73	26,64	15,70	28,45	18,24	33,86	10,90	19,87	10,69	21,57	2,75	8,74	9,03	18,95	44	4,79	7,71	16
			110/35/6	Т2	40	2009	0,12		6,36		9,97		12,76		15,64		8,97		11,00		6,03		9,91			2,91		
5	Когалымский КЭР	Весна	110/35/6	Т1	40	2009	15,69	49,37	26,25	48,34	24,30	50,73	25,16	48,63	27,22	47,87	28,26	49,40	2,04	2,09	27,66	49,26	22,42	39,91	93	14,02	30,03	60
			110/35/6	Т2	40	2009	33,71		22,09		26,44		23,47		20,74		21,15		0,05		21,63		17,49			16,02		
6	Когалымский КЭР	Видная	110/35/6	Т1	25	1992	3,54	10,20	4,09	10,75	4,61	11,36	7,01	12,18	6,59	12,18	5,72	12,42	3,22	5,71	2,46	6,39	2,83	5,72	21	3,58	7,29	25
			110/35/6	Т2	25	1992	6,89		6,66		6,75		5,17		5,61		6,90		3,02		4,18		2,90			3,71		
7	Когалымский КЭР	Дружная	110/35/6	Т1	40	2009	8,68	26,72	13,29	30,13	13,55	33,08	14,52	35,37	7,49	29,03	12,68	33,65	12,74	22,57	9,74	26,40	9,41	23,99	56	8,23	19,85	42
			110/35/6	Т2	40	2009	18,44		16,84		19,53		20,85		21,59		20,98		10,07		16,77		14,58			11,62		
8	Когалымский КЭР	Зап.Могуглор	110/6	Т1	6,3	2005	0,07	0,07	1,29	1,29	0,94	0,94	1,40	1,40	0,96	0,96	1,20	1,20	0,50	0,50	1,53	1,53	0,57	0,57	9	0,93	0,93	15
9	Когалымский КЭР	Инга	110/35/10	Т1	25	2006	3,95	9,22	7,05	14,93	3,50	7,36	5,96	14,07	3,68	7,80	6,37	13,70	4,29	8,61	9,39	16,96	5,61	11,29	42	6,79	13,29	45
			110/35/10	Т2	25	2006	5,32		7,88		3,87		8,11		4,13		7,34		4,32		7,56		5,69			6,50		
10	Урьевский КЭР	Катесовская	110/10/10	Т1	40	1978	0,26	0,50	0,39	0,90	0,20	0,36	0,43	0,86	0,25	0,42	0,34	0,71	0,12	0,22	0,23	0,59	0,09	0,16	0	0,26	0,51	1
			110/10/10	Т2	40	1978	0,25		0,50		0,20		0,43		0,18		0,37		0,10		0,36		0,07			0,26		
11	Урьевский КЭР	Качалка	110/35/6	Т1	25	1987	3,23	6,28	0,74	2,25	4,18	6,84	6,97	11,67	12,12	16,98	12,42	16,49	4,69	7,84	7,12	9,59	4,94	8,12	30	1,88	6,70	23
			110/35/6	Т2	25	1987	3,05		1,51		2,76		4,71		4,89		4,14		3,15		2,49		3,17			4,83		
12	Урьевский КЭР	Каюковская	110/35/6	Т1	40	1988	0,85	4,22	1,11	4,00	4,54	13,04	14,12	30,50	11,65	23,69	13,12	24,27	8,10	18,45	10,20	17,07	1,46	7,24	17	5,13	12,31	26
			110/35/6	Т2	40	1988	3,68		2,88		8,75		16,39		12,05		11,15		10,42		7,16		5,77			7,17		
13	Когалымский КЭР	КНС-1	110/35/6	Т1	25	1987	20,73	34,77	10,16	14,94	20,09	33,58	9,93	15,68	20,82	35,38	11,95	16,90	22,05	37,92	5,72	12,08	10,74	27,48	103	8,03	16,93	57
			110/35/6	Т2	25	1987	14,07		4,77		13,51		5,75		14,64		5,00		16,24		6,82		16,74			8,90		
14	Когалымский КЭР	КНС-5	110/35/6	Т1	25	1986	8,54	16,84	8,07	16,77	7,43	15,43	5,84	16,04	5,87	15,60	4,27	17,17	7,28	16,87	10,49	19,34	27,31	38,95	146	6,85	14,58	49
			110/35/6	Т2	25	1986	8,33		8,70		8,11		10,20		9,85		12,90		9,63		8,88		11,63			7,73		
15	Урьевский КЭР	Ладья	110/35/6	Т1	40	1987	0,08	2,83	0,38	2,05	0,18	11,11	5,15	16,03	4,99	14,54	6,64	14,85	9,15	9,15	5,29	12,99	6,41	11,93	28	4,76	11,79	25
			110/35/6	Т2	40	1987	2,86		1,67		11,02		10,88		9,76		8,27		0,00		8,06		5,52			7,03		
16	Урьевский КЭР	Лангепас	110/35/10	Т1	25	1985	2,32	6,20	4,56	10,50	2,98	6,38	4,89	11,02	2,47	5,81	4,61	10,90	2,74	7,49	4,41	10,43	2,27	5,76	22	4,16	9,55	32
			110/35/10	Т2	25	1985	3,89		5,94		3,40		6,13		3,35		6,31		4,75		6,03		3,50			5,39		
17	Когалымский КЭР	Луч	110/10	Т1	40	1989	0,14	0,17	0,41	11,78	0,16	0,21	5,99	12,85	12,16	12,17	5,90	11,87	0,00	0,18	0,91	12,93	4,45	4,45	10	8,33	8,88	19
			110/10	Т2	40	1989	0,19		11,38		0,12		6,86		0,12		5,97		0,18		12,16		0,00			0,55		
18	Урьевский КЭР	Нефтепроводная	110/35/10	Т1	40	1982	7,78	15,83	9,19	21,59	3,11	6,42	5,24	18,21	6,14	16,97	7,55	18,38	3,95	18,73	5,46	19,21	4,56	9,40	23	5,68	13,09	33
			110/35/10	Т2	40	1982	3,77		5,78		3,17		11,01		10,62		8,71		14,73		13,67		4,80			7,34		
			110/10	Т3	40	1982	4,28		6,62		0,14		1,96		0,21		2,12		0,05		0,08		0,05		0	0,07		0
19	Урьевский КЭР	Нефтяник	110/35/6	Т1	25	1987	0,11	0,26	0,11	0,26	0,11	0,26	3,94	4,09	0,11	13,53	3,83	14,19	3,27	13,17	2,25	7,84	3,71	16,23	61	0,00	0,00	0
			110/35/6	Т2	25	1987	0,15		0,15		0,15		0,15		13,49		10,67		10,31		5,75		12,52			0,00		
20	Урьевский КЭР	Нивагальская	110/35/6	Т1	25	1985	6,13	19,39	7,29	18,07	7,88	22,86	9,82	24,78	9,38	19,98	10,55	22,65	8,67	19,94	9,14	20,96	9,15	19,96	75	11,18	21,07	71
			110/35/6	Т2	25	1985	13,26		10,78		14,99		14,96		10,63		12,10		11,27		11,88		10,82			9,89		
21	Урьевский КЭР	Нонг-Ёганская	110/35/6	Т1	40	2008	4,19	7,60	2,04	7,86	4,61	10,55	13,00	26,73	10,23	26,57	10,95	27,41	10,06	26,78	11,42	26,71	7,76	14,00	33	5,07	10,79	23
			110/35/6	Т2	40	2008	3,41		5,82		6,04		13,73		16,37		16,53		16,72		15,38		6,24			5,72		
22	Когалымский КЭР	Омичка	110/35/6	Т1	16	1989	1,31	1,89	0,78	2,28	1,82	18,13	9,79	19,40	9,25	18,95	1,03	5,63	10,76	20,69	11,04	21,66	7,47	18,44	108	12,31	23,93	125
			110/35/6	Т2	16	1992	0,63		1,50		16,55		9,62		9,73		4,61		9,96		10,63		10,98			11,62		
23	Когалымский КЭР	Орт-Ягун	110/6	Т1	10	1986	0,49	0,79	1,30	2,44	0,59	0,67	0,87	1,75	0,51	0,88	0,95	1,93	0,62	0,64	0,70	2,07	0,35	0,62	6	1,63	3,37	28
			110/6	Т2	10	1986	0,32		1,14		0,17		0,88		0,37		0,99		0,04		1,38		0,27			1,75		
24	Когалымский КЭР	Повховская	110/35/6	Т1	25	1979	13,63	16,71	5,78	8,54	9,67	15,65	4,44	8,63	9,60	20,49	3,53	7,96	14,58	23,58	5,79	13,69	13,59	35,98	135	8,66	11,62	39
			110/35/6	Т2	25	1979	3,43		2,77		5,98		4,19		10,89		4,43		9,02		8,07		22,39			2,96		
25	Урьевский КЭР	Покачевская	110/35/6	Т1	40	2006	4,14	6,75	7,09	12,81	5,19	10,06	13,94	25,39	9,44	20,39	13,45	26,22	11,37	25,58	12,42	25,24	9,13	17,89	42	8,31	15,82	33
			110/35/6	Т2	40	2006	2,61		5,72		4,88		11,45		10,98		12,77		14,34		12,83		8,76			7,51		
26	Урьевский КЭР	Поточная	110/35/6	Т1	25	1983	3,94	4,00	4,86	10,42	7,41	11,49	6,72	11,89	10,50	14,30	9,11	14,77	8,50	14,16	12,07	16,73	2,27	8,75	33	8,03	12,97	44
			110/35/6	Т2	25	1983	0,13		5,57		4,08		5,16		3,82		5,71		5,66		4,73		6,48			4,95		
27	Урьевский КЭР	Роса	110/35/6	Т1	40	1987	3,57	10,55	8,28	21,28	2,57	6,89	4,26	12,89	6,43	17,34	4,48	12,30	3,42	10,09	7,74	19,23	4,04	13,19	31	9,48	16,12	34
			110/35/6	Т2	40	1987	7,20		13,00		7,47		8,63		11,39		8,99		7,32		11,74		9,16			6,64		
28	Когалымский КЭР	Русскинская	110/35/6	Т1	10	1982	0,26	0,47	0,26	0,47	3,66	7,55	3,59	7,41	4,28	8,08	3,87	7,98	5,14	6,63	3,39	7,23	3,38	6,99	65	0,59	9,30	78
			110/35/6	Т2	10	1982	0,21		0,21		4,02		3,82		3,84		4,12		1,50		3,94		3,60			8,71		
29	Урьевский КЭР	Северо-Поточная	110/35/6	Т1	25	1986	1,86	4,69	3,92	6,81	2,10	6,02	2,51	6,64	3,43	5,83	4,08	6,83	1,97	5,95	2,68	6,74	1,47	6,65	25	3,16	5,73	19
			110/35/6	Т2	25	1986	2,89		2,89		3,92		4,14		2,42		2,76		4,04		4,06		5,18			2,57		
30	Когалымский КЭР	Сарымская	110/35/6	Т1	40	2009	5,30	15,20	5,30	15,29	10,96	26,30	15,98	32,36	16,52	30,16	15,34	32,92	13,76	29,31	18,98	35,09	13,25	27,69	65	18,81	32,19	68
			110/35/6	Т2	40	2009	9,99		9,99		15,47		16,39		13,73		17,64		15,62		16,28		14,43			13,38		
31	Когалымский КЭР	Слава	110/35/6	Т1	40	2009	8,70	19,72	7,82	21,49	6,89	26,25	12,30	28,06	11,40	28,83	12,35	28,03	4,97	12,33	5,28	12,96	8,32	24,22	57	4,81	11,40	24
			110/35/6	Т2	40	2009	11,24		13,67		19,44		15,76		17,46		15,69		7,48		7,70		15,90			6,59		
32	Урьевский КЭР	Таврическая ПП	110	-	-	1986	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0
			110	-	-	1986	0,00				0,00				0,00				0,00				0,00			0,00		
33	Когалымский КЭР	Тевлин	110/35/6	Т1	40	2008	4,23	6,93	4,23	6,95	16,29	34,78	16,88	37,63	14,69	34,54	16,74	35,68	16,74	35,00	15,52	29,97	18,17	36,31	85	18,44	34,44	72
			110/35/6	Т2	40	2008	2,72		2,72		18,50		20,74		20,10		18,97		18,29		14,46		18,14			16,00		
34	Когалымский КЭР	Уральская	110/35/10	Т1	40	1989	2,33	8,89	5,03	23,19	7,24	14,39	7,51	29,17	13,34	27,81	24,91	31,41	6,75	13,16	13,60	27,43	5,90	12,65	30	19,61	25,12	53
			110/35/10	Т2	40	1989	6,58		18,16		7,21		21,65		14,56		6,52		6,42		13,83		6,75			5,51		
35	Когалымский КЭР	Фотон	110/35/6	Т1	40	1998	10,62	17,35	9,95	17,10	13,96	20,26	13,49	28,54	10,16	26,88	8,71	22,31	9,55	20,24	8,54	18,28	9,33	19,70	46	9,83	18,79	39
			110/35/6	Т2	40	1998	6,90		7,15		8,52		15,05		16,86		13,60		10,76		9,74		10,36			8,97		
36	Урьевский КЭР	Ю.Покачевская	110/35/6	Т1	40	2008	5,55	11,74	2,96	6,28	4,71	12,90	9,94	25,57	8,94	20,98	7,52	21,42	6,67	18,16	7,26	19,70	0,26	3,09	7	2,80	5,28	11
			110/35/6	Т2	40	2008	6,19		3,32		8,22		15,64		12,10		13,91		11,48		12,45		2,84			2,48		
37	Когалымский КЭР	Южная	110/35/10	Т1	40	1987	6,25	17,53	12,23	27,26	6,23	14,40	11,68	27,29	6,96	15,62	12,33	28,45	6,47	16,79	14,90	24,86	4,69	12,31	29	11,04	27,21	57
			110/35/10	Т2	40	1987	11,30		15,03		8,17		15,61		8,66		16,12		10,33		9,97		7,62			16,17		
38	Когалымский КЭР	Ягун	110/35/6	Т1	40	2009	18,85	31,32	19,93	30,32	19,61	34,36	27,48	37,86	20,84	37,04	21,35	42,19	20,74	40,54	18,75	36,62	17,06	34,07	80	18,37	33,14	70
			110/35/6	Т2	40	2009	12,53		10,39		14,87		10,38		16,22		20,84		19,81		17,94		17,01			14,77		
39	Урьевский КЭР	ПП Восточный	110	-	-	1986	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0
			110	-	-	1986	0,00				0,00				0,00				0,00				0,00			0,00		

№п/п	Данные о загрузке центра питания на основании контрольных замеров нагрузки				Данные с учетом спроса на электропотребление (в соответствие с актами ТП (АТП) и утвержденным ТУ на ТП (ДТП)																				Данные с учётом возможности перевода нагрузки на другие центры питания						
	Максимальная нагрузка (по замерам режимного дня) по данным за последние **5 лет** (по каждому трансформатору)				Данные о величине присоединяемой мощности в соответствии с актами ТП (АТП) за последние **3 года**, МВт			Объем и год присоединения мощности по утвержденным ТУ на ТП, МВт								Загрузка ПС с учетом мах. за 5 лет значений контрольных замеров нагрузки, с учетом АТП, утвержденных ТУ на ТП, МВ.А									Sраспр	Sразгр			Загрузка ПС на 2030 г с учетом мах. за **5 лет** значений контрольных замеров нагрузки, с учетом АТП, утвержденных ТУ на ТП, Sраспр, Sразгр		
	Значение нагрузки по каждому трансформатору, МВА	Значение нагрузки, МВА	Дата замера	Загрузка подстанции в режиме N- 1 с учетом ДДТН, %	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Всего за 2025-2031	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	% загрузки в N-1 (2030 г)	Резерв мощности, (+/-) МВА	Величина перераспределяемой мощности,МВА	Величина перераспределяемой мощности, МВт	Оперативное обслуживание ЦП*	Время для перевода нагрузки, ч	Величина мощности, МВА	% загрузки в N-1	Резерв мощности (+/-) МВА
1	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
1	8,47	14,10	21.12.2022	47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,10	14,10	14,10	14,10	14,10	14,10	14,10	47	12,15	0	7,5	ОВБ	2	6,60	26	19,65
	5,63																														
2	0,31	5,89	21.12.2022	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,89	5,89	5,89	5,89	5,89	5,89	5,89	12	36,11	0	0	ОВБ	2	5,89	15	36,11
	5,58																														
3	24,49	48,05	21.06.2023	96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	48,05	48,05	48,05	48,05	48,05	48,05	48,05	96	-6,05	0	9,6	ОВБ	2	38,45	96	3,55
	23,64																														
4	18,24	33,86	15.06.2022	80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33,86	33,86	33,86	33,86	33,86	33,86	33,86	80	8,14	0	4	Базовая ПС ОВБ	2	29,86	75	12,14
	15,64																														
5	24,30	50,73	16.06.2021	105	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50,73	50,73	50,73	50,73	50,73	50,73	50,73	105	-8,73	0	12	ОВБ	2	38,73	77	3,27
	26,44																														
6	5,72	12,42	21.12.2022	41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42	41	13,83	0	0	ОВБ	2	12,42	50	13,83
	6,90																														
7	14,52	35,37	15.12.2021	74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35,37	35,37	35,37	35,37	35,37	35,37	35,37	74	6,63	0	12	ОВБ	2	23,37	58	18,63
	20,85																														
8	1,53	1,53	20.12.2023	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	24	5,08	0	0	ОВБ	1	1,53	24	5,08
9	9,39	16,96	20.12.2023	57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	57	9,29	0	0	Базовая ПС ОВБ	2	16,96	68	9,29
	7,56																														
10	0,39	0,90	16.12.2020	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	2	41,10	0	0	ПДП	2	0,90	2	41,10
	0,50																														
11	12,12	16,98	15.06.2022	64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,98	16,98	16,98	16,98	16,98	16,98	16,98	64	9,27	0	7,5	ОВБ	2	9,48	38	16,77
	4,89																														
12	14,12	30,50	15.12.2021	64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30,50	30,50	30,50	30,50	30,50	30,50	30,50	64	11,50	0	12	ОВБ	2	18,50	46	23,50
	16,39																														
13	22,05	37,92	21.06.2023	140	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,93	16,93	16,93	16,93	16,93	16,93	16,93	56	9,32	0	4,3	ОВБ	2	12,63	42	13,62
	16,24																														
14	27,31	38,95	19.06.2024	146	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19,34	19,34	19,34	19,34	19,34	19,34	19,34	64	6,91	0	6,9	ОВБ	2	12,44	50	13,81
	11,63																														
15	5,15	16,03	15.12.2021	33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,03	16,03	16,03	16,03	16,03	16,03	16,03	33	25,97	0	6,36	ОВБ	2	9,67	24	32,33
	10,88																														
16	4,89	11,02	15.12.2021	37	0,006	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02	11,02	37	15,23	0	2,96	Базовая ПС ОВБ	2	8,06	32	18,19
	6,13																														
17	0,91	12,93	20.12.2023	27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,93	12,93	12,93	12,93	12,93	12,93	12,93	27	29,07	0	0	ОВБ	2	12,93	32	29,07
	12,16																														
18	9,19	21,59	16.12.2020	37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97	37	27,03		12,62	ОВБ	3	2,35	6	39,65
	5,78																														
	6,62			17												6,62	6,62	6,62	6,62	6,62	6,62	6,62	17	35,38	0				6,62	16,55	35,38
19	3,71	16,23	19.06.2024	61	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,23	16,23	16,23	16,23	16,23	16,23	16,23	61	10,02	0	0	ОВБ	2	16,23	65	10,02
	12,52																														
20	9,82	24,78	15.12.2021	83	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	83	1,47	0	7,5	ОВБ	2	17,28	69	8,97
	14,96																														
21	10,95	27,41	21.12.2022	57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27,41	27,41	27,41	27,41	27,41	27,41	27,41	57	14,59	0	12	ОВБ	2	15,41	39	26,59
	16,53																														
22	12,31	23,93	18.12.2024	125	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23,93	23,93	23,93	23,93	23,93	23,93	23,93	125	-7,13	0	4,8	ОВБ	2	19,13	100	-2,33
	11,62																														
23	1,63	3,37	18.12.2024	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,37	3,37	3,37	3,37	3,37	3,37	3,37	28	7,13	0	0	ОВБ	2	3,37	28	7,13
	1,75																														
24	13,59	35,98	19.06.2024	135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23,58	23,58	23,58	23,58	23,58	23,58	23,58	87	2,67	0	0	ОВБ	2	23,58	79	2,67
	22,39																														
25	13,45	26,22	21.12.2022	55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26,22	26,22	26,22	26,22	26,22	26,22	26,22	55	15,78	0	12	ОВБ	2	14,22	36	27,78
	12,77																														
26	12,07	16,73	20.12.2023	56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	16,73	56	9,52	0	7,5	ОВБ	2	9,23	37	17,02
	4,73																														
27	8,28	21,28	16.12.2020	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21,28	21,28	21,28	21,28	21,28	21,28	21,28	44	20,72	0	11,73	ОВБ	2	9,55	24	32,45
	13,00																														
28	0,59	9,30	18.12.2024	78	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,30	9,30	9,30	9,30	9,30	9,30	9,30	78	1,20	0	0	ОВБ	2	9,30	93	1,20
	8,71																														
29	4,08	6,83	21.12.2022	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,83	6,83	6,83	6,83	6,83	6,83	6,83	23	19,42	0	0	ОВБ	2	6,83	27	19,42
	2,76																														
30	18,98	35,09	20.12.2023	74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35,09	35,09	35,09	35,09	35,09	35,09	35,09	74	6,91	0	12	Базовая ПС ОВБ	2	23,09	58	18,91
	16,28																														
31	11,40	28,83	15.06.2022	68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28,83	28,83	28,83	28,83	28,83	28,83	28,83	68	13,17	0	12	ОВБ	2	16,83	42	25,17
	17,46																														
32	0,00	0,00			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Базовая ПС ОВБ	-	-	-	-
	0,00																														
33	16,88	37,63	15.12.2021	78	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37,63	37,63	37,63	37,63	37,63	37,63	37,63	78	4,37	0	12	ОВБ	2	25,63	64	16,37
	20,74																														
34	24,91	31,41	21.12.2022	65	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35,63	35,63	35,63	35,63	35,63	35,63	35,63	65	6,37	0	0	Базовая ПС ОВБ	2	35,63	89	6,37
	6,52																														
35	13,49	28,54	15.12.2021	59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28,54	28,54	28,54	28,54	28,54	28,54	28,54	59	13,46	0	7,3	ОВБ	2	21,24	53	20,76
	15,05																														
36	9,94	25,57	15.12.2021	53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25,57	25,57	25,57	25,57	25,57	25,57	25,57	53	16,43	0	6,2	ОВБ	2	19,37	48	22,63
	15,64																														
37	12,33	28,45	21.12.2022	59	0	4,842	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	64	11,38	0	10	ОВБ	2	20,62	52	21,38
	16,12																														
38	21,35	42,19	21.12.2022	88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	42,19	42,19	42,19	42,19	42,19	42,19	42,19	88	-0,19	0	12	ОВБ	2	30,19	75	11,81
	20,84																														
39	0,00	0,00		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Базовая ПС ОВБ	-	-	-	-
	0,00																														

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
ПС 35, 110, 220 кВ Нижневартовские электрические сети АО "Россети Тюмень"																																																											
1	Мегионский НВЭР	Аганская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	1977 1974	4,38 2,01	5,28	1,60 0,24	1,84	0,00 9,90	9,90	13,34 6,13	19,01	12,87 9,80	22,48	9,46 9,06	18,51	10,47 0,00	10,47	9,12 6,45	15,56	6,45 6,55	12,99	30	4,06 5,76	9,82	21	12,87 9,80	22,48	15.06.2022	53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22,48	22,48	22,48	22,48	22,48	22,48	22,48	53	19,52	0	7	ОВБ	2	15,48	39	26,52
2	Варьеганский НВЭР	Бахиловская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1987 1987	2,03 5,63	7,66	4,11 4,50	8,57	4,64 3,67	8,21	4,55 4,79	9,31	6,29 4,90	11,17	6,06 3,26	9,32	5,04 3,75	8,75	7,35 3,49	10,82	3,51 4,67	8,18	31	6,24 3,38	9,62	32	6,29 4,90	11,17	15.06.2022	42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,17	11,17	11,17	11,17	11,17	11,17	11,17	42	15,08	0	0	Круглосуточное	2	11,17	45	15,08
3	Самотлорский НВЭР	Больше черногорская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	2008 2007	22,02 13,42	35,43	17,36 21,78	39,13	15,10 20,19	34,96	15,44 20,51	35,76	31,05 0,00	31,05	13,67 18,66	32,18	14,26 24,23	38,45	14,51 16,15	30,66	13,24 13,13	26,37	62	17,37 11,71	29,08	61	17,36 21,78	39,13	16.12.2020	82	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39,13	39,13	39,13	39,13	39,13	39,13	39,13	82	2,87	0	12	ОВБ	2	27,13	68	14,87
4	Мегионский НВЭР	Ватинская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	1974 1971	6,38 10,92	17,28	3,72 6,92	10,56	16,39 19,55	35,92	18,06 23,36	41,42	17,14 21,81	38,93	21,34 19,73	41,06	7,05 8,84	15,89	6,25 7,59	13,77	0,22 0,17	0,39	1	1,65 1,28	2,93	6	18,06 23,36	41,42	15.12.2021	86	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	86	0,58	0	12	ОВБ	2	29,42	74	12,58
5	Вахский НВЭР	Вах	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1981 1979	1,27 10,33	11,49	5,98 11,01	16,98	14,74 0,00	14,74	0,00 16,67	16,67	5,52 10,99	16,47	5,08 6,56	11,63	0,00 15,57	15,57	5,98 6,04	12,01	0,87 10,62	11,48	43	0,99 10,15	11,15	37	5,98 11,01	16,98	16.12.2020	57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,98	16,98	16,98	16,98	16,98	16,98	16,98	57	9,27	0	0,5	ОВБ	2	16,48	66	9,77
6	Мегионский НВЭР	Восток	110/35/10 110/35/10	Т1 Т2	40 40	1986 1986	0,00 5,62	5,62	10,05 6,41	16,43	5,00 3,50	8,32	8,47 6,66	15,07	3,23 4,30	7,50	8,24 1,67	9,88	4,60 4,24	8,63	9,71 5,90	15,62	5,48 4,02	9,49	22	11,10 6,45	17,56	37	11,10 6,45	17,56	18.12.2024	37	0,025	0	0,683	0,2	0	0	0	0	0	0	0,2	17,72	17,72	17,72	17,72	17,72	17,72	17,72	37	24,28	0	9,7	Круглосуточное	2	8,02	20	33,98
7	Варьеганский НВЭР	Газлифт	110/35/10 110/35/10	Т1 Т2	40 40	1986 1986	0,00 7,12	7,12	5,07 3,68	8,72	4,95 2,99	7,88	5,45 3,19	8,60	7,45 0,00	7,45	5,08 3,50	8,55	7,05 0,00	7,05	4,59 3,64	8,20	3,81 2,50	6,31	15	4,20 2,76	6,96	15	5,07 3,68	8,72	16.12.2020	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,72	8,72	8,72	8,72	8,72	8,72	8,72	18	33,28	0	8,1	ОВБ	2	0,62	2	41,38
8	Мегионский НВЭР	Гидронамыв	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 40	2017 1985	1,90 2,73	4,60	2,64 4,02	6,64	2,02 2,63	4,64	3,42 3,65	7,07	2,52 1,72	4,24	3,89 3,40	7,28	2,28 2,90	5,17	3,74 3,51	7,25	2,74 2,03	4,77	18	3,78 3,04	6,82	23	3,89 3,40	7,28	21.12.2022	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28	24	18,97	0	6,9	ОВБ	2	0,38	2	25,87
9	Мегионский НВЭР	Городская-5	110/10/10 110/10/10	Т1 Т2	40 40	2007 2007	6,29 9,00	15,28	8,60 10,28	18,88	5,56 6,87	12,44	8,93 10,33	19,26	6,48 8,52	14,98	10,97 12,78	23,75	7,51 8,54	16,04	11,36 11,36	22,72	5,45 6,46	11,92	28	9,18 10,16	19,35	41	10,97 12,78	23,75	21.12.2022	49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23,75	23,75	23,75	23,75	23,75	23,75	23,75	49	18,25	0	12	ОВБ	2	11,75	29	30,25
10	Мегионский НВЭР	ГПП-7	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	2008 2008	3,34 4,27	7,58	8,53 12,47	20,98	0,00 7,02	7,02	9,21 14,18	23,38	3,68 5,64	9,30	8,06 13,62	21,68	11,01 0,00	11,01	7,37 14,01	21,32	7,28 0,00	7,28	17	7,75 11,65	19,40	41	9,21 14,18	23,38	15.12.2021	49	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	14	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	52	17,04	0	12,2	ОВБ	2	12,76	32	29,24
11	Вахский НВЭР	Гранит консервация	110/10/10 110/10/10	нет Т1 Т2	нет Т1 32	 1982	0,00 0,13	0,13	0,00 0,13	0,13	0,00 0,13	0,13	0,00 0,14	0,14	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0	0,00 0,00	0,00	0	0,00 0,14	0,14	15.12.2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,4	33,46	0	0	ОВБ	1	0,14	0	33,46
12	Мегионский НВЭР	Дельта	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	2010 2010	4,05 4,23	8,28	14,42 0,00	14,42	0,00 8,72	8,72	7,65 6,18	13,83	5,44 3,50	8,93	6,45 7,81	14,26	5,97 3,88	9,85	6,64 8,05	14,69	4,23 4,14	8,37	28	6,14 7,08	13,23	44	6,64 8,05	14,69	20.12.2023	49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69	49	11,56	0	8	Круглосуточное	2	6,69	27	19,56
13	Мегионский НВЭР	Ермаковская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	2016 2016	9,29 22,23	31,52	11,24 18,88	30,12	11,64 17,20	28,70	12,08 18,69	30,77	15,00 17,02	32,00	15,09 20,22	35,30	12,09 21,37	33,46	0,00 34,84	34,84	12,29 19,73	32,02	75	15,20 16,25	31,45	66	15,09 20,22	35,30	21.12.2022	74	3,45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35,30	35,30	35,30	35,30	35,30	35,30	35,30	74	6,70	0	10,9	ВОП	2	24,40	61	17,60
14	Вахский НВЭР	Ершовая	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	1986 1986	3,53 6,11	9,49	3,33 8,65	11,93	4,12 6,41	10,44	3,88 9,21	13,09	5,08 7,08	12,15	3,74 9,48	13,22	2,87 3,34	6,21	1,95 5,92	7,87	1,75 4,48	6,22	15	3,03 4,67	7,70	16	3,74 9,48	13,22	21.12.2022	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,22	13,22	13,22	13,22	13,22	13,22	13,22	28	28,78	0	0	ВОП	2	13,22	33	28,78
15	Варьеганский НВЭР	Западный Варьеган	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1989 1988	4,76 1,06	5,76	5,72 2,49	8,18	5,68 1,81	7,48	5,70 2,44	8,11	0,00 6,62	6,62	5,33 2,11	7,44	3,86 2,01	5,85	5,28 1,98	7,25	5,59 1,85	7,44	28	5,52 1,97	7,49	25	5,72 2,49	8,18	16.12.2020	27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18	27	18,07	0	0	ОВБ	2	8,18	33	18,07
16	Мегионский НВЭР	Заобье	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	10 16	2001 2006	0,23 0,12	0,34	0,40 0,26	0,65	0,21 0,10	0,30	0,46 0,14	0,60	0,27 0,11	0,38	0,45 0,15	0,60	0,30 0,09	0,38	0,37 0,13	0,50	0,29 0,00	0,29	3	0,37 0,11	0,49	4	0,40 0,26	0,65	16.12.2020	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	5	9,85	0	0,2	ВОП	2	0,45	4	10,05
17	Мегионский НВЭР	Западная	110/35/10 110/35/10	Т1 Т2	40 40	2005 2005	4,13 4,67	8,77	8,48 8,19	16,67	4,38 4,65	9,03	7,48 7,65	15,12	4,40 4,27	8,67	7,80 8,32	16,12	5,50 5,70	11,21	8,15 7,99	16,14	3,70 6,29	10,00	23	6,74 6,25	12,99	27	8,48 8,19	16,67	16.12.2020	35	0	0	0	20	0	0	0	0	0	0	20	18,90	18,90	18,90	18,90	18,90	18,90	18,90	39	23,10	0	15,6	ОВБ	2	3,30	8	38,70
18	Мегионский НВЭР	Индустриальная	110/10 110/10	Т1 Т2	40 40	1981 1981	6,44 7,96	14,38	19,81 1,33	21,13	6,58 7,24	13,81	11,82 10,09	21,90	6,07 6,70	12,77	7,45 8,39	15,81	6,08 7,23	13,31	7,75 8,27	16,01	6,58 5,47	12,05	28	8,16 6,40	14,56	31	11,82 10,09	21,90	15.12.2021	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21,90	21,90	21,90	21,90	21,90	21,90	21,90	46	20,10	0	15,4	ОВБ	2	6,50	16	35,50
19	Варьеганский НВЭР	Истоминская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	2010 2010	1,75 1,39	3,00	3,80 6,55	10,34	3,32 3,19	6,45	3,92 5,24	9,12	3,43 4,36	7,75	4,83 4,46	9,29	2,13 4,28	6,42	3,20 4,36	7,53	2,62 4,14	6,76	25	3,48 4,60	8,08	27	3,80 6,55	10,34	16.12.2020	34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,34	10,34	10,34	10,34	10,34	10,34	10,34	34	15,91	0	9,25	ВОП	2	1,09	4	25,16
20	Вахский НВЭР	Каскад	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	16 16	1975 1975	8,60 5,67	14,24	6,14 8,17	14,29	5,56 7,75	13,26	6,38 7,77	13,93	7,93 6,16	14,08	9,27 6,56	15,81	6,90 5,81	12,70	6,55 6,96	13,46	5,97 5,69	11,66	68	6,99 5,43	12,42	65	9,27 6,56	15,81	21.12.2022	82	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	82	0,99	0	13,2	ОВБ	2	2,61	16	14,19
21	Мегионский НВЭР	Кетовская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	16 16	1987 1987	0,16 0,36	0,51	0,07 0,52	0,58	0,12 0,12	0,23	1,68 4,72	6,39	3,15 0,65	3,76	2,64 3,34	5,98	0,00 3,50	3,50	3,29 0,41	3,70	0,29 0,15	0,44	3	0,37 0,19	0,57	3	1,68 4,72	6,39	15.12.2021	33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,39	6,39	6,39	6,39	6,39	6,39	6,39	33	10,41	0	1,8	ВОП	2	4,59	29	12,21
22	Варьеганский НВЭР	КНС-1 Вар.м/р	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	16 16	1985 1985	2,43 3,49	5,89	2,92 3,61	6,49	3,66 3,47	7,09	0,00 7,17	7,17	3,29 2,97	6,22	2,42 3,55	5,96	2,51 2,71	5,19	2,66 3,01	5,63	1,97 2,77	4,74	28	2,62 2,89	5,51	29	0,00 7,17	7,17	15.12.2021	37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17	37	9,63	0	4,8	ОВБ	2	2,37	15	14,43
23	Вахский НВЭР	КНС-11	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	2007 1986	19,10 15,78	34,86	15,97 17,32	33,18	20,33 15,98	36,27	21,12 12,38	33,47	19,24 14,18	33,42	17,46 19,71	37,17	11,35 21,96	33,30	16,60 11,17	27,66	13,91 7,86	21,77	51	14,69 9,43	24,12	51	17,46 19,71	37,17	21.12.2022	77	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37,17	37,17	37,17	37,17	37,17	37,17	37,17	77	4,83	0	10,3	ОВБ	2	26,87	67	15,13
24	Самотлорский НВЭР	КНС-12	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1976 1976	8,69 11,78	20,31	9,35 11,89	21,13	13,18 8,56	21,54	0,00 21,11	21,11	20,86 0,00	20,86	12,89 7,68	20,50	12,36 7,21	19,54	10,55 7,24	17,78	9,73 6,22	15,95	60	4,93 10,52	15,45	52	13,18 8,56	21,54	16.06.2021	84	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	21,54	84	4,71	0	7,5	ОВБ	2	14,04	56	12,21
25	Самотлорский НВЭР	КНС-13	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1978 1978	5,78 10,83	16,48	5,35 12,05	17,39	16,02 0,00	16,02	6,91 11,89	18,80	8,59 7,59	16,14	9,25 8,84	18,06	8,87 8,71	17,49	4,76 11,88	16,62	6,22 8,46	14,68	55	5,04 9,68	14,72	49	6,91 11,89	18,80	15.12.2021	63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18,80	18,80	18,80	18,80	18,80	18,80	18,80	63	7,45	0	5,3	ОВБ	2	13,50	54	12,75
26	Самотлорский НВЭР	КНС-14	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1977 1977	9,66 16,84	26,34	12,09 12,72	24,66	12,31 10,75	23,06	13,15 11,59	24,74	23,57 0,00	23,57	5,55 27,81	33,09	0,00 26,05	26,05	11,26 7,43	18,69	9,04 6,06	15,11	56	10,93 6,36	17,30	58	5,55 27,81	33,09	21.12.2022	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33,09	33,09	33,09	33,09	33,09	33,09	33,09	110	-6,84	0	7,5	ОВБ	2	25,59	85	0,66
27	Вахский НВЭР	КНС-15	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	1976 1976	19,15 14,53	33,61	18,64 15,75	34,30	19,03 13,84	32,87	19,46 15,70	34,67	19,19 13,05	32,22	17,54 9,87	27,21	10,44 12,70	22,77	13,54 10,04	23,40	11,51 9,86	21,37	50	10,58 9,00	19,58	41	19,46 15,70	34,67	15.12.2021	72	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34,67	34,67	34,67	34,67	34,67	34,67	34,67	72	7,33	0	12	ОВБ	2	22,67	57	19,33
28	Вахский НВЭР	КНС-16	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	1996 1980	20,62 23,70	44,31	25,71 19,62	45,25	23,30 25,81	49,09	31,13 12,20	43,25	23,55 18,56	42,11	19,57 23,12	42,62	26,28 16,97	43,08	11,39 19,70	30,82	16,03 5,62	21,66	51	7,56 14,39	21,95	46	23,30 25,81	49,09	16.06.2021	120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	49,09	49,09	49,09	49,09	49,09	49,09	49,09	120	-7,09	0	12	ОВБ	2	37,09	91	4,91
29	Вахский НВЭР	КНС-17 (консервация до 2027 г)	110/6 110/6	Т1 Т2	16 16	1973 1973	0,07 0,07	0,14	0,07 0,00	0,07	0,07 0,00	0,07	0,07 0,00	0,07	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0	0,00 0,00	0,00	0	0,07 0,07	0,14	17.06.2020	1	0	0	0	0	0	14,5	0	0	0	0	14,5	0,14	0,14	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	35	16,66	0	0	ОВБ	2	6,63	35	10,17
30	Вахский НВЭР	КНС-17А	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	1980 1980	6,69 16,53	23,01	9,03 17,28	26,31	8,46 13,74	22,15	10,88 15,18	25,97	8,69 11,99	20,54	9,39 13,84	23,02	21,99 0,00	21,99	8,00 13,12	21,02	5,92 14,51	20,44	48	6,42 11,56	17,98	38	9,03 17,28	26,31	16.12.2020	55	0	0	0	0,16	0	0	0	0	0	0	0,16	26,32	26,32	26,32	26,32	26,32	26,32	26,32	55	15,68	0	12	ОВБ	2	14,32	36	27,68
31	Самотлорский НВЭР	КНС-18	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1982 1979	2,66 3,65	6,30	2,68 3,26	5,92	7,67 7,62	15,26	11,24 5,89	17,12	11,32 4,96	16,27	12,51 6,13	18,62	12,11 8,02	20,13	2,34 7,17	9,51	9,14 7,20	16,35	61	9,45 6,48	15,93	54	12,11 8,02	20,13	21.06.2023	75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20,13	20,13	20,13	20,13	20,13	20,13	20,13	75	6,12	0	7,5	ОВБ	2	12,63	51	13,62
32	Самотлорский НВЭР	КНС-19	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 40	1980 1977	7,67 19,29	26,86	9,34 15,14	23,87	6,29 17,32	23,60	21,30 6,68	27,88	14,03 14,53	28,55	12,66 21,33	33,93	10,84 18,79	29,46	13,74 14,56	28,29	11,23 10,59	21,82	82	5,99 16,36	22,34	75	12,66 21,33	33,93	21.12.2022	113	0	0,15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33,95	33,95	33,95	33,95	33,95	33,95	33,95	113 71	-7,70	0	7,5	ОВБ	2	26,45	88	-0,20
33	Самотлорский НВЭР	КНС-2	110/6 110/6	Т1 Т2	16 16	1972 1972	0,32 3,56	3,87	0,43 2,80	3,23	1,75 1,50	3,24	0,36 2,96	3,32	1,76 1,45	3,20	1,72 2,38	4,08	0,34 2,71	3,03	1,86 1,57	3,40	0,30 0,10	0,40	2	0,34 0,35	0,69	4	1,72 2,38	4,08	21.12.2022	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	21	12,72	0	0	ОВБ	2	4,08	26	12,72
34	Варьеганский НВЭР	КНС-2 Вар.м/р	110/35/10 110/35/10	Т1 Т2	16 16	2005 2004	1,70 2,95	4,57	3,12 2,66	5,73	2,36 3,68	6,03	3,33 4,21	7,53	3,02 3,70	6,72	4,19 3,60	7,73	0,61 4,97	5,56	3,83 3,65	7,45	2,45 4,55	7,00	41	2,90 5,59	8,49	45	2,90 5,59	8,49	18.12.2024	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	45	8,31	0	4,8	ОВБ	2	3,69	23	13,11
35	Самотлорский НВЭР	КНС-21	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	1976 1976	14,15 21,39	35,36	7,90 18,21	26,08	17,83 11,08	28,90	21,26 0,00	21,26	14,26 11,25	25,39	13,43 11,43	24,84	10,78 11,46	22,23	10,02 18,56	28,58	17,73 0,00	17,73	41	7,46 12,39	19,85	42	14,15 21,39	35,36	17.06.2020	84	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	2	37,15	37,15	37,15	37,15	37,15	37,15	37,15	88	4,85	0	10,2	ОВБ	5	26,95	67	15,05
36	Самотлорский НВЭР	КНС-22	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1980 1980	8,83 4,77	13,49	19,75 5,98	25,72	16,34 3,65	19,99	17,34 7,00	24,33	12,03 7,49	19,52	11,43 7,94	19,37	9,98 5,94	15,92	11,79 0,33	12,07	8,33 4,86	13,19	49	7,41 6,47	13,88	47	19,75 5,98	25,72	16.12.2020	86	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25,72	25,72	25,72	25,72	25,72	25,72	25,72	86	0,53	0	7,5	ОВБ	2	18,22	73	8,03
37	Самотлорский НВЭР	КНС-23	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	16 16	1983 1983	2,87 5,75	8,62	2,09 6,80	8,75	2,45 6,58	8,96	6,27 2,19	8,27	2,10 4,84	6,94	3,37 3,38	6,69	1,43 3,43	4,67	4,19 1,30	5,30	2,33 2,87	5,20	30	1,82 4,56	6,38	34	2,45 6,58	8,96	16.06.2021	55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,96	8,96	8,96	8,96	8,96	8,96	8,96	55	7,84	0	1,3	ОВБ	2	7,66	48	9,14
38	Вахский НВЭР	КНС-25	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	1987 1986	10,83 9,08	19,81	7,37 13,25	20,61	7,23 13,48	20,69	3,59 18,27	21,70	7,18 13,68	20,84	7,35 13,64	20,98	5,95 8,16	14,07	10,41 4,30	14,42	9,63 7,50	17,13	40	13,69 3,56	17,25	36	3,59 18,27	21,70	15.12.2021	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21,70	21,70	21,70	21,70	21,70	21,70	21,70	45	20,30	0	8,6	ОВБ	2	13,10	33	28,90
39	Самотлорский НВЭР	КНС-26	110/6/6 110/6/6	Т1 Т2	25 25	1987 1986	3,98 1,59	5,57	0,09 0,67	0,74	4,27 1,21	5,48	4,27 1,45	5,72	4,21 1,48	5,70	5,05 1,48	6,53	5,13 1,66	6,78	5,32 0,12	5,40	0,63 0,00	0,63	2	4,08 1,71	5,79	19	5,13 1,66	6,78	21.06.2023	25	0	0	1,515	0	0	0	0	0	0	0	0	6,78	6,78	6,78	6,78	6,78	6,78	6,78	25	19,47	0	5,1	ОВБ	2	1,68	7	24,57
40	Вахский НВЭР	КНС-27	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	1986 1985	22,22 32,70	54,91	18,19 35,60	53,78	23,05 24,79	47,52	16,89 30,88	47,71	18,38 30,24	48,54	19,63 30,23	49,86	17,11 23,83	40,73	21,81 24,77	46,49	9,86 22,71	32,57	76	14,65 3,87	18,52	39	22,22 32,70	54,91	17.06.2020	131	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54,91	54,91	54,91	54,91	54,91	54,91	54,91	131	-12,91	0	12,9	ОВБ	2	42,01	99	-0,01
41	Самотлорский НВЭР	КНС-28	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	1988 1986	18,98 23,46	42,44	18,04 23,76	41,79	17,59 19,73	37,26	18,98 22,52	41,45	17,99 20,80	38,74	18,91 24,48	43,24	39,68 0,00	39,68	37,47 0,00	37,47	6,80 26,88	33,68	79	11,54 12,88	24,42	51	18,91 24,48	43,24	21.12.2022	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43,24	43,24	43,24	43,24	43,24	43,24	43,24	90	-1,24	0	12	ОВБ	2	31,24	74	10,76
42	Варьеганский НВЭР	КНС-3 Тагр м/р	110/35/6 110/35/6	нет Т1 Т2	нет Т1 10	 2004	0,00 6,51	6,51	7,21 0,00	7,21	0,00 6,91	6,91	0,00 10,36	10,36	0,00 5,88	5,88	0,00 5,89	5,89	0,00 4,07	4,07	0,00 3,78	3,78	0,00 3,28	3,28	33	0,00 2,93	2,93	29	0,00 10,36	10,36	15.12.2021	86	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	86	0,14	0	3	ОВБ	1	7,36	74	3,14
43	Вахский НВЭР	КНС-3 консервация	110/6 110/6	нет Т1 Т2	нет Т1 16	 1972	0,00 0,07	0,07	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0	0,00 0,00	0,00	0	0,00 0,07	0,07	19.06.2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0	16,73	0	0	ОВБ	1	0,07	0	16,73
44	Самотлорский НВЭР	КНС-32	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	1987 1987	11,02 14,46	25,43	8,95 20,73	29,65	14,33 9,90	24,20	11,14 13,61	24,54	11,53 11,18	22,54	9,42 13,84	23,24	6,95 14,09	20,85	12,09 8,54	20,49	8,53 9,94	18,47	43	0,00 17,14	17,14	36	8,95 20,73	29,65	16.12.2020	62	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29,65	29,65	29,65	29,65	29,65	29,65	29,65	62	12,35	0	12	ОВБ	2	17,65	44	24,35
45	Самотлорский НВЭР	КНС-33	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	1987 1987	0,00 18,77	18,77	9,85 11,23	20,93	11,55 9,23	20,66	20,27 0,00	20,27	9,10 9,01	17,98	13,52 6,61	20,04	8,37 10,08	18,43	8,40 12,65	21,02	6,69 12,09	18,77	44	8,63 10,40	19,02	40	8,40 12,65	21,02	20.12.2023	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21,02	21,02	21,02	21,02	21,02	21,02	21,02	44	20,98	0	11,3	ОВБ	2	9,72	24	32,28
46	Самотлорский НВЭР	КНС-37	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	16 16	2005 2003	6,09 6,04	11,81	6,14 6,73	12,41	4,39 6,37	10,29	4,67 8,24	12,77	5,72 6,06	10,81	5,15 7,43	12,33	3,94 6,01	9,39	4,51 5,96	9,89	4,07 5,26	9,34	55	4,54 5,68	10,22	54	4,67 8,24	12,77	15.12.2021	67	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,77	12,77	12,77	12,77	12,77	12,77	12,77	67	4,03	0	4,8	ОВБ	2	7,97	50	8,83
47	Вахский НВЭР	КНС-3А	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	1992 1993	21,26 22,19	43,44	24,36 17,05	41,41	23,03 15,62	38,64	24,60 17,29	41,89	19,46 20,28	39,72	16,97 24,83	41,79	20,72 16,59	37,30	18,52 14,84	33,36	8,91 7,28	16,19	38	14,92 8,39	23,32	49	21,26 22,19	43,44	17.06.2020	103	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45,51	45,51	45,51	45,51	45,51	45,51	45,51	95	-3,51	0	12	ОВБ	2	33,51	84	8,49
48	Самотлорский НВЭР	КНС-4	110/6 110/6	Т1 Т2	16 16	1973 1973	0,00 1,21	1,21	0,69 0,90	1,58	0,31 0,89	1,20	0,75 0,81	1,55	0,65 0,67	1,32	1,09 0,43	1,52	0,71 0,67	1,37	1,12 0,58	1,69	0,66 0,69	1,35	8	0,07 0,07	0,15	1	1,12 0,58	1,69	20.12.2023	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	9	15,11	0	0	ОВБ	2	1,69	11	15,11
49	Варьеганский НВЭР	КНС-5 Северо Варьег м/р	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1988 1988	6,29 0,17	6,41	2,43 3,83	6,25	0,00 5,19	5,19	3,03 3,18	6,21	2,77 3,11	5,87	3,49 3,73	7,21	3,95 3,52	7,47	3,76 4,04	7,79	1,89 3,89	5,78	22	5,40 3,49	8,89	30	5,40 3,49	8,89	18.12.2024	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,89	8,89	8,89	8,89	8,89	8,89	8,89	30	17,36	0	6,9	ОВБ	2	1,99	8	24,26
50	Самотлорский НВЭР	КНС-5	110/6 110/6	Т1 Т2	16 16	1973 1973	4,22 8,21	12,42	4,35 8,15	12,49	8,59 4,13	12,61	8,74 4,28	12,94	8,94 3,91	12,81	4,48 7,90	12,36	8,79 4,06	12,74	0,14 7,44	7,54	2,90 2,82	5,72	33	5,32 0,09	5,41	28	8,74 4,28	12,94	15.12.2021	67	0	0	1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	12,94	12,94	12,94	12,94	12,94	12,94	12,94	67	3,86	0	0	ОВБ	2	12,94	81	3,86

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
ПС 35, 110, 220 кВ Нижневартовские электрические сети АО "Россети Тюмень"																																																											
51	Самотлорский НВЭР	КНС-5А	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	1988 1977	29,21 15,02	44,04	27,11 21,36	48,42	27,12 21,03	48,13	25,79 20,35	46,12	21,83 18,09	39,92	19,30 16,99	36,29	32,95 12,44	45,29	15,10 6,10	21,18	12,47 7,82	20,29	47	8,82 1,28	10,10	21	27,11 21,36	48,42	16.12.2020	101	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	48,42	48,42	48,42	48,42	48,42	48,42	48,42	101	-6,42	0	12	ОВБ	2	36,42	91	5,58
52	Самотлорский НВЭР	КНС-5Б	110/35/10/6 110/35/10/6	Т1 Т2	16 25	2005 2006	6,08 10,00	16,08	5,66 10,13	15,79	8,27 11,75	20,00	7,32 12,65	19,94	6,53 11,52	18,03	6,46 12,58	18,99	5,86 11,57	17,41	9,47 11,18	20,51	6,25 9,52	15,76	92	6,34 8,68	15,03	75	9,47 11,18	20,51	20.12.2023	103	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	103 82	-3,71	0	4,8	ОВБ	2	15,71	98	1,09
53	Вахский НВЭР	КНС-7	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1975 1975	10,83 8,15	18,95	12,70 8,55	21,23	11,21 10,55	21,74	12,64 10,70	23,26	13,54 10,08	23,56	15,02 20,09	35,06	0,00 14,94	14,94	11,26 6,36	17,54	8,37 4,79	13,15	49	9,00 4,43	13,43	45	15,02 20,09	35,06	21.12.2022	117	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35,06	35,06	35,06	35,06	35,06	35,06	35,06	117	-8,81	0	7,5	ОВБ	2	27,56	92	-1,31
54	Вахский НВЭР	КНС-8 (консервация до 2027 г)	110/6 110/6	Т1 Т2	16 16	1975 1975	0,07 0,08	0,15	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0	0,00 0,00	0,00	0	0,07 0,08	0,15	17.06.2020	1	0	0	0	0	0	14,5	0	0	0	0	14,5	0,15	0,15	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	35	16,65	0	0	ОВБ	2	6,63	35	10,17
55	Вахский НВЭР	КНС-8А	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	1978 1978	13,96 15,90	29,72	21,23 8,42	29,60	15,42 12,66	28,07	16,17 13,61	29,74	22,51 9,12	31,49	21,75 14,98	36,73	14,86 10,06	24,35	18,96 1,77	20,71	11,27 0,00	11,27	26	8,02 3,42	11,44	24	21,75 14,98	36,73	21.12.2022	77	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36,73	36,73	36,73	36,73	36,73	36,73	36,73	77	5,27	0	25,5	ОВБ	2	11,23	28	30,77
56	Вахский НВЭР	КНС-9	110/6 110/35/6	Т1 Т2	16 16	1973 1982	0,07 11,46	11,49	6,33 4,31	10,64	5,96 2,63	8,55	5,00 6,07	11,07	11,77 0,00	11,77	2,24 9,99	12,22	1,25 4,59	5,79	5,50 4,10	9,56	0,86 3,50	4,36	25	2,17 2,16	4,33	23	2,24 9,99	12,22	21.12.2022	64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,22	12,22	12,22	12,22	12,22	12,22	12,22	64	4,58	0	0	ОВБ	2	12,22	76	4,58
57	Вахский НВЭР	КНС-9А	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	1993 1993	0,00 30,17	30,17	16,59 19,01	35,57	11,22 18,65	29,87	11,02 20,47	31,41	6,25 26,11	32,26	11,54 20,44	31,93	10,46 14,94	25,32	10,25 17,51	27,64	7,12 12,84	19,96	47	8,08 13,06	21,14	44	16,59 19,01	35,57	16.12.2020	74	0	0	0,03	0	0	0	0	0	0	0	0	35,57	35,57	35,57	35,57	35,57	35,57	35,57	74	6,43	0	31,5	ОВБ	2	4,07	10	37,93
58	Мегионский НВЭР	Колмаковская	110/35/10 110/35/10	Т1 Т2	25 25	2011 2001	5,04 3,69	8,67	3,35 6,83	10,13	1,71 3,10	4,81	4,90 6,85	11,73	5,87 4,49	10,36	4,77 5,11	9,88	3,06 4,30	7,35	5,31 5,85	11,16	4,36 4,09	8,45	32	5,50 6,12	11,61	39	4,90 6,85	11,73	15.12.2021	39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,73	11,73	11,73	11,73	11,73	11,73	11,73	39	14,52	0	9,25	ОВБ	2	2,48	10	23,77
59	Вахский НВЭР	Кольцевая	110/6 110/6	Т1 Т2	16 16	1974 1975	1,66 1,78	3,44	2,32 1,75	4,06	3,83 0,00	3,83	2,45 1,79	4,23	0,00 4,00	4,00	2,43 1,80	4,22	0,91 1,80	2,71	1,32 1,69	3,02	1,13 1,56	2,69	16	1,84 0,87	2,71	14	2,45 1,79	4,23	15.12.2021	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	22	12,57	0	0	Круглосуточное	4	4,23	26	12,57
			110/35/6 110/35/6	Т5 Т6	25 25	1989 1990	12,65 7,14	19,78	12,98 7,30	20,28	15,47 5,84	21,28	15,19 5,13	20,29	14,82 4,49	19,21	15,97 4,18	20,12	12,52 2,64	14,64	13,90 2,89	16,13	11,25 3,82	15,08	56	11,90 3,71	15,60	52	15,47 5,84	21,28	16.06.2021	83	0	0	0,636	0	0	0	0	0	0	0	0	21,28	21,28	21,28	21,28	21,28	21,28	21,28	80	4,97	0	17,1			4,18	17	22,07
60	Самотлорский НВЭР	КСП-1 (консервация до 2027 г)	110/10 110/10	Т1 Т2	32 32	1983 1983	0,00 0,15	0,15	0,15 0,00	0,15	0,15 0,00	0,15	0,00 0,15	0,15	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0	0,00 0,00	0,00	0	0,00 0,15	0,15	15.12.2021	0	0	0	0	0	0	29,5	0	0	0	0	29,5	0,15	0,15	13,35	13,35	13,35	13,35	13,35	35	33,45	0	0	ОВБ	2	13,35	35	20,25
61	Вахский НВЭР	КСП-3Б консервация	110/35/6	Т2	10	2004	0,10	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,10	0,10	19.06.2019	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	1	10,40	0	0	ОВБ	1	0,10	1	10,40
62	Вахский НВЭР	Лесная	110/10 110/10	Т1 Т2	32 32	2011 1982	0,14 0,14	0,28	0,25 0,15	0,39	0,17 0,13	0,29	0,22 0,16	0,38	0,00 0,00	0,00	0,22 0,16	0,38	0,14 0,15	0,29	0,19 0,18	0,37	0,14 0,14	0,28	1	0,22 0,15	0,37	1	0,25 0,15	0,39	16.12.2020	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	1	33,21	0	0	ОВБ	2	0,39	1	33,21
63	Самотлорский НВЭР	Луч (консервация до 2027 г)	110/10 110/10	Т1 Т2	32 32	1982 1982	0,00 0,15	0,15	0,00 0,15	0,15	0,00 0,15	0,15	0,00 0,15	0,15	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0	0,00 0,00	0,00	0	0,00 0,15	0,15	15.12.2021	0	0	0	0	0	0	29,5	0	0	0	0	29,5	0,15	0,15	13,35	13,35	13,35	13,35	13,35	35	33,45	0	0	ОВБ	2	13,35	35	20,25
64	Вахский НВЭР	Малочерногорская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	10 10	1985 1985	2,99 3,98	6,97	3,95 4,62	8,55	4,17 2,39	6,54	5,33 2,96	8,17	7,47 0,00	7,47	4,67 2,46	7,13	4,39 2,32	6,66	4,87 2,43	7,24	4,24 0,00	4,24	40	1,61 2,85	4,47	38	3,95 4,62	8,55	16.12.2020	71	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,55	8,55	8,55	8,55	8,55	8,55	8,55	71	1,95	0	3	ВОП	2	5,55	56	4,95
65	Мегионский НВЭР	Мартовская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1986 1990	0,34 0,80	1,11	2,86 0,71	3,56	8,02 4,00	11,87	8,11 7,33	15,42	9,71 6,57	16,14	9,91 7,95	17,81	1,14 0,59	1,67	1,54 1,15	2,68	0,79 1,11	1,90	7	1,50 1,76	3,26	11	9,91 7,95	17,81	21.12.2022	59	0	9,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17,81	17,81	17,81	17,81	17,81	17,81	17,81	59	8,44	0	8,1	ВОП	2	9,71	39	16,54
67	Мегионский НВЭР	Мега	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1987 1987	12,23 11,15	23,34	11,72 13,11	24,78	11,75 10,19	21,79	11,60 12,97	24,56	0,00 22,25	22,25	12,43 12,19	24,58	9,42 11,38	20,79	21,96 0,00	21,96	8,85 6,93	15,79	59	7,12 10,20	17,32	58	11,72 13,11	24,78	16.12.2020	83	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	83	1,47	0	12,5	ОВБ	2	12,28	49	13,97
68	Вахский НВЭР	Медвежья	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1974 1997	1,56 6,31	7,86	1,81 5,47	7,23	2,52 7,28	9,79	1,90 6,39	8,23	1,93 5,74	7,50	2,27 5,26	7,32	1,60 4,44	5,98	4,04 0,00	4,04	0,00 4,66	4,66	17	2,22 3,33	5,55	19	2,52 7,28	9,79	16.06.2021	38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,79	9,79	9,79	9,79	9,79	9,79	9,79	38	16,46	0	6,8	ОВБ	2	2,99	12	23,26
69	Вахский НВЭР	Меридиан	110/10/10 110/10/10	Т1 Т2	40 40	1989 1990	12,13 17,24	29,37	6,66 19,28	25,94	13,41 13,46	26,87	11,66 12,55	24,22	6,82 13,38	20,20	6,10 12,97	19,07	0,67 19,36	19,97	12,21 6,77	18,97	17,94 0,00	17,94	42	11,22 6,19	17,41	37	12,13 17,24	29,37	17.06.2020	70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29,37	29,37	29,37	29,37	29,37	29,37	29,37	70	12,63	0	0	Круглосуточное	2	29,37	73	12,63
70	Вахский НВЭР	Молодежная	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1980 1980	9,19 8,76	17,94	8,22 11,16	19,36	0,00 17,16	17,16	9,03 8,17	17,20	8,61 7,35	15,93	7,86 10,23	18,02	7,13 8,98	16,04	17,19 0,00	17,19	8,07 9,09	17,16	64	9,98 7,83	17,81	60	8,22 11,16	19,36	16.12.2020	65	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19,36	19,36	19,36	19,36	19,36	19,36	19,36	65	6,89	0	3,7	ОВБ	2	15,66	63	10,59
71	Вахский НВЭР	Новомолодежная	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	16 16	1987 1986	0,32 0,90	1,22	0,95 0,80	1,73	0,47 0,79	1,24	0,50 1,00	1,46	0,81 0,50	1,22	0,34 0,96	1,29	0,00 0,87	0,87	0,34 0,97	1,22	0,31 0,82	1,13	7	0,37 0,92	1,29	7	0,95 0,80	1,73	16.12.2020	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	9	15,07	0	0	ОВБ	2	1,73	11	15,07
72	Варьеганский НВЭР	Негус	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	2004 2004	0,00 13,44	13,44	0,19 0,17	0,36	7,53 5,27	12,73	6,06 7,61	13,67	2,90 1,98	4,87	3,44 5,16	8,60	6,73 6,84	13,50	23,30 12,84	36,14	5,37 8,65	14,02	33	2,53 3,96	6,49	14	23,30 12,84	36,14	20.12.2023	76	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	36,14	76	5,86	0	0	ВОП	2	36,14	90	5,86
73	Мегионский НВЭР	Нижневартовская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	2009 2009	4,51 4,99	9,46	6,55 9,26	15,81	5,72 4,66	10,38	6,85 7,22	14,07	3,93 6,38	10,29	6,52 7,52	14,04	4,76 4,44	9,21	6,39 8,05	14,44	5,60 7,15	12,75	30	5,90 7,58	13,48	28	6,55 9,26	15,81	16.12.2020	33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	33	26,19	0	1,8	Круглосуточное	2	14,01	35	27,99
74	Мегионский НВЭР	Новопокурская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1987 1987	7,50 5,57	13,07	3,64 6,24	9,85	0,16 7,96	7,98	4,83 11,00	15,81	8,41 7,15	15,55	9,35 9,44	18,79	5,21 5,40	10,60	7,93 5,82	13,71	5,91 4,04	9,95	37	6,22 5,41	11,63	39	9,35 9,44	18,79	21.12.2022	63	4,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18,79	18,79	18,79	18,79	18,79	18,79	18,79	63	7,46	0	0	ВОП	2	18,79	63	7,46
75	Мегионский НВЭР	Обская	110/10 110/10 110/10 110/10	Т1 Т2 Т3 Т4	32 32 25 25	1982 1982 1983 1982	5,88 1,60 2,90 6,29	16,68	6,62 3,15 13,76 0,12	23,66	4,91 2,69 3,51 5,81	16,92	7,08 2,87 4,68 9,01	23,64	5,52 3,00 3,37 6,01	17,91	7,25 2,75 5,55 6,36	21,91	4,84 1,08 5,13 6,61	17,65	6,23 2,30 5,36 8,44	22,33	4,88 1,82 3,38 6,71	16,79	20	6,46 2,37 4,53 7,94	21,29	26	6,62 3,15 13,76 0,12	23,66	16.12.2020	29	0	0	0	24	0	0	0	0	0	0	24	26,34	26,34	26,34	26,34	26,34	26,34	26,34	32	59,76	0	21,6	ОВБ	4	4,74	6	81,36
76	Вахский НВЭР	Озерная консервация	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	16 16	1981 1976	0,10 0,12	0,22	0,00 0,12	0,12	0,00 0,12	0,12	0,00 0,12	0,12	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0	0,00 0,00	0,00	0	0,10 0,12	0,22	17.06.2020	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	1	16,58	0	0	ОВБ	2	0,22	1	16,58
77	Мегионский НВЭР	Ореховская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	16 16	 1988	 6,80	6,80	0,08 6,88	6,90	2,79 3,77	6,55	3,94 3,22	7,00	3,68 3,10	6,71	3,73 4,74	8,38	2,58 5,91	8,14	2,76 5,24	7,99	3,74 3,47	7,21	42	1,88 6,21	8,09	42	3,73 4,74	8,38	21.12.2022	44	1,45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,38	8,38	8,38	8,38	8,38	8,38	8,38	44	8,42	0	8,1	ОВБ	1	0,28	2	16,52
78	Вахский НВЭР	Пермяк	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	2007 2007	8,24 6,47	14,68	9,97 5,78	15,75	8,95 5,41	14,36	10,00 5,91	15,90	7,69 7,34	15,03	8,80 5,72	14,48	23,37 0,00	23,37	13,89 10,78	24,61	10,30 3,20	13,50	32	9,35 5,58	14,92	31	13,89 10,78	24,61	20.12.2023	52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	52	17,39	0	11,3	ОВБ	2	13,31	33	28,69
79	Мегионский НВЭР	Покамасовская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1987 1987	1,96 0,72	2,67	2,38 0,94	1,47	0,00 0,47	0,47	5,50 0,00	5,50	1,70 1,77	3,46	3,09 2,08	5,17	2,84 0,31	3,13	5,56 4,98	10,52	2,98 2,09	5,07	19	4,14 4,43	8,57	29	5,56 4,98	10,52	20.12.2023	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,52	10,52	10,52	10,52	10,52	10,52	10,52	35	15,73	0	1,7	ВОП	2	8,82	35	17,43
80	Варьеганский НВЭР	Промзона	110/35/10 110/35/10	Т1 Т2	40 40	1985 1985	3,68 0,72	4,36	3,49 2,68	6,16	2,30 0,00	2,30	3,62 3,24	6,85	2,33 2,05	4,35	2,73 2,73	5,46	0,00 3,10	3,10	2,20 1,93	4,13	0,00 3,03	3,03	7	2,00 3,00	5,00	11	3,62 3,24	6,85	15.12.2021	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,85	6,85	6,85	6,85	6,85	6,85	6,85	14	35,15	0	4,5	ОВБ	2	2,35	6	39,65
81	Варьеганский НВЭР	Радужная	110/35/10 110/35/10	Т1 Т2	40 40	1989 1988	4,96 4,20	9,15	7,16 5,28	12,44	7,98 0,00	7,98	6,35 5,67	12,02	3,92 3,76	7,67	5,84 5,45	11,27	0,00 7,66	7,66	6,66 5,66	12,32	4,13 3,54	7,66	18	5,83 5,04	10,88	23	7,16 5,28	12,44	16.12.2020	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,44	12,44	12,44	12,44	12,44	12,44	12,44	26	29,56	0	9,5	Круглосуточное	2	2,94	7	39,06
82	Мегионский НВЭР	Савкинская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	16 16	1980 1979	0,44 0,35	0,77	1,77 2,10	3,77	5,11 2,10	7,17	6,40 2,43	8,83	4,67 2,70	7,37	5,94 3,45	9,39	6,65 0,76	7,40	5,88 2,46	8,23	2,42 3,88	6,31	37	2,13 5,27	7,41	39	5,94 3,45	9,39	21.12.2022	49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,39	9,39	9,39	9,39	9,39	9,39	9,39	49	7,41	0	0	ОВБ	2	9,39	59	7,41
83	Мегионский НВЭР	Северо-Ватинская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	2008 2008	4,69 3,54	8,13	3,62 2,66	6,28	11,22 6,30	17,45	15,17 9,13	24,24	12,95 8,44	21,34	16,34 8,63	24,97	4,38 4,14	8,51	20,36 8,59	28,94	2,34 2,37	4,71	11	3,93 2,68	6,60	14	20,36 8,59	28,94	20.12.2023	61	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28,94	28,94	28,94	28,94	28,94	28,94	28,94	61	13,06	0	16,9	ОВБ	2	12,04	30	29,96
84	Мегионский НВЭР	Северо-Покурская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	2002 2003	0,12 0,43	0,55	0,11 0,49	0,59	4,58 2,70	7,28	7,45 6,20	13,65	9,41 7,10	16,50	9,67 6,44	16,09	0,21 0,27	0,47	0,16 0,48	0,63	0,29 0,86	1,14	4	2,41 2,64	5,05	17	9,41 7,10	16,50	15.06.2022	62	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	62	9,75	0	10,2	ВОП	2	6,30	25	19,95
85	Варьеганский НВЭР	Северо Хохряковская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1992 1993	8,90 5,13	13,96	2,38 8,78	11,16	7,24 3,36	10,60	7,44 4,79	12,23	7,33 5,69	13,01	7,01 4,72	11,72	6,06 4,75	10,81	8,14 6,49	14,63	5,56 6,36	11,93	45	8,80 5,04	13,83	47	8,14 6,49	14,63	20.12.2023	49	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	2	14,63	16,42	16,42	16,42	16,42	16,42	16,42	55	9,83	0	0	ВОП	2	16,42	66	9,83
86	Самотлорский НВЭР	Самотлор	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1971 1972	15,56 8,72	24,23	14,73 22,36	37,09	15,06 12,95	26,41	20,42 11,52	31,16	22,39 11,74	33,90	17,82 17,64	35,39	15,28 12,28	27,56	15,73 14,41	30,07	11,10 9,06	20,16	75	12,34 12,24	24,58	83	14,73 22,36	37,09	16.12.2020	124	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37,09	37,09	37,09	37,09	37,09	37,09	37,09	124	-10,84	0	25,8	Круглосуточное	3	11,29	38	14,96
			110/6/6	Т3	25	1981	5,58	5,58	5,79	5,79	5,55	5,55	5,99	5,99	5,64	5,64	4,06	4,06	9,82	9,82	4,27	4,27	5,72	5,72	23	0,23	0,23	1	5,99	5,99	15.12.2021	24												5,99	5,99	5,99	5,99	5,99	5,99	5,99	24	20,26	0	0			5,99	24	20,26
87	Варьеганский НВЭР	Светлая	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	16 16	1980 1981	7,00 5,75	12,75	6,21 5,82	12,04	6,72 5,89	12,60	8,33 7,84	16,05	12,84 1,35	14,17	10,19 7,61	17,79	9,67 5,78	15,38	8,13 7,79	15,92	6,90 6,85	13,75	80	8,16 6,06	14,22	75	10,19 7,61	17,79	21.12.2022	93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17,79	17,79	17,79	17,79	17,79	17,79	17,79	93	-0,99	0	16,1	ОП	2	1,69	11	15,11
88	Вахский НВЭР	Сороминская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	16 16	1989 1988	0,00 0,54	0,54	0,43 0,80	1,21	1,91 0,69	2,58	0,49 0,83	1,31	0,49 0,35	0,84	0,42 0,59	1,00	0,37 0,28	0,64	0,38 0,40	0,77	0,28 0,35	0,63	4	0,28 0,36	0,63	3	1,91 0,69	2,58	16.06.2021	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	16	14,22	0	0	ОВБ	2	2,58	16	14,22
89	Варьеганский	Тагринская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	2005 2005	13,21 3,63	16,83	10,16 7,02	17,17	11,39 5,55	16,94	0,00 16,06	16,06	12,96 8,03	20,99	18,27 8,65	26,92	17,18 7,46	24,65	13,38 6,28	19,66	13,93 4,17	18,10	68	14,84 5,48	20,32	68	18,27 8,65	26,92	21.12.2022	90	8,1	0	0	0	4,9	0	0	0	0	0	4,9	26,92	31,31	31,31	31,31	31,31	31,31	31,31	104	-5,06	0	6,5	ОВБ	2	24,81	83	1,44
90	Мегионский НВЭР	Таёжная	110/35/6 110/35/6	Т3 Т4	25 25	1980 1977	0,63 0,84	1,47	0,94 1,42	2,35	0,90 1,00	1,90	7,24 7,54	14,72	13,07 0,00	13,07	9,71 3,21	12,91	0,00 6,44	6,44	0,00 11,03	11,03	0,00 3,35	3,35	13	1,85 3,72	5,57	19	7,24 7,54	14,72	15.12.2021	49	0	1	0	1,5	4,5	0	0	0	0	0	6	15,84	20,37	20,37	20,37	20,37	20,37	20,37	68	5,88	0	9,8	ОВБ	2	10,57	42	15,68
91	Вахский НВЭР	Узловая	220/110/6 220/110/6	1АТ 2АТ	125 125		31,14 30,87	62,01	33,40 33,16	66,55	30,68 30,41	61,09	36,39 36,09	72,48	32,12 31,85	63,97	33,91 33,70	67,62	29,77 29,56	59,33	33,51 33,29	66,80	30,71 30,56	61,26	-	30,93 30,72	61,65	-	36,39 36,09	72,48	15.12.2021	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	72,48	72,48	72,48	72,48	72,48	72,48	72,48	-	58,77	0	0	Круглосуточное	0	72,48	-	58,77
92	Самотлорский НВЭР	Факел	220/110 220/110	3АТ 4АТ	125 125		0,00 73,26	73,26	63,48 63,92	127,40	70,09 70,54	140,62	68,07 68,60	136,67	63,47 63,92	127,39	63,61 63,94	127,55	60,81 61,23	122,04	54,61 54,97	109,57	51,15 51,53	102,68	-	46,01 46,18	92,19	-	70,09 70,54	140,62	16.06.2021	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	140,62	140,62	140,62	140,62	140,62	140,62	140,62	-	-9,37	0	0	Круглосуточное	2	140,62	-	-9,37
			110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1975 1975	14,58 18,18	32,47	23,21 19,98	42,61	15,69 8,94	24,41	15,30 20,92	36,06	13,69 19,85	33,39	10,66 20,48	31,00	14,35 19,49	33,77	16,86 14,87	31,46	16,33 14,67	31,00	116	8,33 15,77	24,10	81	23,21 19,98	42,61	16.12.2020	142												36,06	36,06	36,06	36,06	36,06	36,06	36,06	120	-9,81	0	7,5			28,56	95	-2,31
93	Вахский НВЭР	Хохряково	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1986 1986	6,39 7,54	13,89	6,67 8,81	15,45	7,67 7,12	14,77	11,69 5,97	17,66	9,70 6,21	15,90	2,74 14,76	17,49	7,42 9,60	16,94	4,67 12,98	17,65	7,74 7,00	14,74	55	5,54 10,75	16,28	55	11,69 5,97	17,66	15.12.2021	59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17,66	17,66	17,66	17,66	17,66	17,66	17,66	59	8,59	0	6,9	ОВБ	2	10,76	43	15,49
94	Мегионский НВЭР	Центральная	110/10/10 110/10/10	Т1 Т2	25 25	2009 2009	4,20 1,39	5,58	6,14 1,66	7,80	4,37 3,02	7,38	7,32 1,18	8,46	4,03 3,20	7,22	5,28 4,24	9,50	3,91 3,56	7,45	5,69 3,73	9,38	4,02 1,15	5,16	19	4,91 3,73	8,63	29	5,28 4,24	9,50	21.12.2022	32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,50	9,50	9,50	9,50	9,50	9,50	9,50	32	16,75	0	9,2	Круглосуточное	2	0,30	1	25,95
95	Мегионский НВЭР	Южно-Аганская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1990 1989	2,01 1,73	3,72	2,91 3,15	6,04	0,00 7,39	7,39	5,15 6,39	11,52	0,00 11,69	11,69	6,24 6,62	12,86	2,89 2,02	4,91	5,59 4,76	10,34	0,79 0,00	0,79	3	0,50 0,37	0,87	3	6,24 6,62	12,86	21.12.2022	43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,86	12,86	12,86	12,86	12,86	12,86	12,86	43	13,39	0	5,7	ОВБ	2	7,16	29	19,09
96	Мегионский НВЭР	Южная	110/10/10 110/10/10	Т1 Т2	25 25	1985 1985	2,23 2,25	4,48	5,11 4,10	9,21	1,97 2,00	3,97	5,31 3,13	8,43	2,29 2,40	4,68	4,64 3,97	8,61	2,25 2,58	4,83	4,40 3,77	8,16	2,12 2,46	4,57	17	4,43 3,55	7,97	27	5,11 4,10	9,21	16.12.2020	31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,21	9,21	9,21	9,21	9,21	9,21	9,21	31	17,04	0	8,3	ОВБ	2	0,91	4	25,34
97	Мегионский НВЭР	Январская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	1986 1986	3,56 2,94	6,42	4,89 5,30	10,01	8,34 3,51	11,78	13,42 4,05	17,47	12,38 4,43	16,76	10,09 4,76	14,76	5,83 4,62	10,11	7,53 5,52	12,91	3,71 5,31	9,02	21	1,48 1,64	3,12	7	13,42 4,05	17,47	15.12.2021	36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17,47	17,47	17,47	17,47	17,47	17,47	17,47	36	24,53	0	13	ОВБ	2	4,47	11	37,53
98	Самотлорский НВЭР	Ясная (консервация до 2027 г)	110/10 110/10	Т1 Т2	32 32	1981 1982	0,14 0,00	0,14	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0	0,00 0,00	0,00	0	0,14 0,00	0,14	17.06.2020	0	0	0	0	0	0	29,5	0	0	0	0	29,5	0,14	0,14	13,34	13,34	13,34	13,34	13,34	35	33,46	0	0	ОВБ	2	13,34	35	20,26
99	Мегионский НВЭР	Водозабор	35/10 35/10	Т1 Т2	10 10	1994 1994	0,06 0,07	0,13	0,10 0,10	0,20	0,06 0,07	0,14	0,09 0,12	0,22	0,05 0,08	0,13	0,06 0,10	0,16	0,05 0,08	0,13	0,09 0,13	0,22	0,05 0,10	0,15	1	0,05 0,15	0,20	2	0,09 0,13	0,22	20.12.2023	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	2	10,28	0	0,2	ОВБ	2	0,02	0	10,48
100	Мегионский НВЭР	Новая	35/10 35/10	Т1 Т2	6,3 10	1988 1993	0,59 0,42	1,01	0,73 0,73	1,46	0,37 0,59	0,96	0,59 0,77	1,35	0,31 0,50	0,81	0,55 0,62	1,17	0,37 0,51	0,88	0,54 0,63	1,16	0,34 0,67	1,01	15	0,46 0,63	1,09	15	0,73 0,73	1,46	16.12.2020	19	0	0	0,95	0	0	0	0	0	0	0	0	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	19	5,15	0	1,1	ОВБ	2	0,36	6	6,25
101	Мегионский НВЭР	Стройиндустриальная	35/10 35/10	Т1 Т2	6,3 6,3	1992 1992	0,52 1,41	1,93	1,47 2,53	4,00	1,46 0,00	1,46	1,32 2,75	4,08	0,61 1,53	2,14	1,09 2,78	3,87	0,50 3,33	3,82	1,13 2,79	3,92	0,00 1,97	1,97	29	1,19 2,56	3,75	50	1,32 2,75	4,08	15.12.2021	54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	54	2,54	0	1,89	ОВБ	2	2,19	35	4,43

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
ПС 35-110 кВ Нефтеюганские электрические сети АО "Россети Тюмень"																																																											
1	Ханты-Мансийский НЮЭР	АБЗ	110/10 110/10	Т1 Т2	25 25	2012 2012	0,19 0,16	0,35	2,70 3,37	6,06	2,04 0,83	2,86	3,02 3,65	6,67	1,56 1,61	3,17	2,76 2,50	5,26	1,48 2,28	3,76	2,73 4,45	7,17	1,47 1,36	2,83	11	3,21 4,52	7,73	26	3,21 4,52	7,73	18.12.2024	26	0	0	0	3,168	0	0	0	0	0	0	3,168	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75	32	16,50	0	5	ОВБ	2	4,75	19	21,50
2	НЮЭР	Арго (новая)	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	40 40	2019 2019	0,05 0,05	0,10	0,00 0,00	0,00	0,05 0,00	0,05	0,00 0,00	0,07	0,04 0,00	0,04	9,85 0,04	9,90	2,53 6,02	8,55	2,40 6,41	8,81	5,20 6,02	11,22	26	7,21 11,17	18,38	39	7,21 11,17	18,38	18.12.2024	39	0	0	0	0	0	0	9,4	0	0	0	9,4	18,38	18,38	18,38	27,85	27,85	27,85	27,85	70	23,62	0	0	ОВБ	2	27,85	70	14,15
3	Нефтеюганский НЮЭР	Асомкинская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	2007 1991	3,85 4,42	8,25	6,24 2,50	8,67	2,59 4,85	7,27	5,12 4,81	9,90	5,37 1,71	6,98	4,94 3,63	8,55	5,08 0,00	5,08	0,00 6,79	6,79	0,00 5,99	5,99	22	7,08 1,76	8,84	30	5,12 4,81	9,90	15.12.2021	33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	9,90	33	16,35	0	7	ВОП	2	2,90	12	23,35
4	Ханты-Мансийский	Батово	110/10 110/10	Т1 Т2	2,5 2,5	1991 1986	1,53 0,21	1,74	0,14 0,74	0,88	0,22 0,13	0,35	0,62 0,25	0,87	0,26 0,16	0,41	0,70 0,35	1,04	0,25 0,85	1,08	0,62 0,29	0,91	0,31 0,00	0,31	12	0,58 0,24	0,82	28	1,53 0,21	1,74	17.06.2020	66	0	0	0	0,486	0	0	0	0	0	0	0,486	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	65	0,69	0	0	ОВБ	2	1,94	77	0,69
5	НЮЭР	Вишневая (новая)	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	40 40	2019 2019	0,05 0,05	0,10	0,11 0,05	0,15	0,08 0,05	0,12	0,10 0,05	0,14	0,05 0,07	0,11	2,68 2,17	4,85	3,35 3,04	6,38	3,30 4,97	8,26	7,89 10,02	17,91	42	7,70 10,71	18,41	39	7,70 10,71	18,41	18.12.2024	39	0	0	0	4	0	0	18,7	0	0	0	22,7	19,23	19,23	19,23	38,05	38,05	38,05	38,05	95	22,77	0	0	ОВБ	2	38,05	95	3,95
6	Правдинский НЮЭР	Водозабор	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1994 1994	3,70 4,65	8,34	4,62 3,15	7,75	2,59 3,71	6,17	3,66 6,38	10,04	0,16 14,43	14,51	9,50 6,26	15,76	9,29 5,47	14,77	9,54 5,72	15,25	0,00 14,43	14,43	54	8,16 6,30	14,46	49	9,50 6,26	15,76	21.12.2022	53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,76	15,76	15,76	15,76	15,76	15,76	15,76	53	10,49	0	7,5	ОВБ	2	8,26	33	17,99
7	Нефтеюганский НЮЭР	Восточно Сургутская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	16 16	1985 1985	0,11 5,87	5,93	0,73 5,94	6,67	2,56 3,67	6,20	3,25 4,28	7,49	2,54 3,14	5,61	2,31 3,50	5,81	0,00 7,96	7,96	3,66 3,11	6,75	3,58 3,81	7,38	43	2,41 5,31	7,73	41	0,00 7,96	7,96	21.06.2023	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,96	7,96	7,96	7,96	7,96	7,96	7,96	46	8,84	0	4,8	ОВБ	2	3,16	20	13,64
8	Мамонтовский НЮЭР	Встречная (новая)	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	40 40	2019 2019	0,05 0,05	0,10	0,12 0,05	0,17	0,05 0,05	0,10	0,11 0,05	0,15	0,06 0,05	0,11	6,28 2,76	9,04	4,84 2,24	7,07	6,02 3,68	9,70	4,42 6,12	10,55	25	5,42 4,41	9,83	21	4,42 6,12	10,55	19.06.2024	25	0	2,331	1,034	0,42	0	0	11,7	0	0	0	12,12	14,36	14,36	14,36	26,14	26,14	26,14	26,14	65	27,64	0	0	ВОП	2	26,14	65	15,86
9	Ханты-Мансийский	Выкатная	110/35/10 110/35/10	Т1 Т2	10 10	1990 1990	0,45 0,43	0,87	0,07 1,99	2,02	0,00 0,92	0,92	4,39 6,35	10,66	5,14 1,86	6,99	7,56 3,67	11,21	5,52 1,51	6,98	6,19 3,34	9,53	0,39 6,37	6,75	63	4,13 5,36	9,49	80	7,56 3,67	11,21	21.12.2022	93	0,015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,21	11,21	11,21	11,21	11,21	11,21	11,21	93	-0,71	0	0	ОВБ	2	11,21	93	-0,71
10	Ханты-Мансийский	Горноправдинская	110/10 110/10	Т1 Т2	6,3 6,3	1987 1989	1,44 0,54	1,99	2,70 1,15	3,85	1,37 0,50	1,88	2,59 1,11	3,70	1,72 0,58	2,30	2,79 1,11	3,89	1,60 0,56	2,16	2,51 1,02	3,53	1,49 0,42	1,91	28	2,40 0,92	3,32	44	2,79 1,11	3,89	21.12.2022	52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,89	3,89	3,89	3,89	3,89	3,89	3,89	52	2,72	0	0	ОВБ	2	3,89	62	2,72
12	Нефтеюганский НЮЭР	Звёздная	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	2009 2009	6,52 4,13	10,65	10,18 10,33	20,50	7,16 3,33	10,47	10,69 6,02	16,70	7,02 5,53	12,55	11,63 7,19	18,82	5,76 5,95	11,71	13,89 9,08	22,97	5,09 6,04	11,13	42	11,10 6,03	17,14	58	13,89 9,08	22,97	20.12.2023	77	0	1,72	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22,97	22,97	22,97	22,97	22,97	22,97	22,97	77	3,28	0	16	ОВБ	2	6,97	28	19,28
13	Мамонтовский НЮЭР	Иглинская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	1978 1977	15,17 17,95	33,11	13,38 22,93	36,29	20,21 15,44	35,52	23,00 16,76	39,75	24,67 19,91	44,57	23,79 25,09	48,88	34,25 15,77	50,02	38,81 16,35	55,14	16,85 25,14	41,99	98	16,10 16,15	32,25	68	38,81 16,35	55,14	20.12.2023	116	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	55,14	55,14	55,14	55,14	55,14	55,14	55,14	116	-13,14	0	12	ОВБ	2	43,14	90	-1,14
14	Нефтеюганский НЮЭР	Кинтус	110/10 110/10 110/10	Т1 Т2 Т3	40 40 40	1975 1976 1980	0,45 6,34 0,44	6,82	7,38 0,67 7,82	15,75	6,87 0,21 0,50	7,30	7,34 4,57 7,79	19,71	0,42 0,47 7,46	8,01	0,38 0,82 7,80	8,92	0,25 6,24 0,26	6,58	0,43 8,68 0,20	9,23	10,60 0,27 0,17	11,04	14	12,40 0,60 0,23	7,46	9	7,34 4,57 7,79	19,71	15.12.2021	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19,71	19,71	19,71	19,71	19,71	19,71	19,71	25	24,39	0	0	ВОП	3	19,71	25	24,39
15	Мамонтовский НЮЭР	КНС-18	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	1988 1988	18,22 12,59	30,81	15,85 15,82	31,66	15,26 15,48	30,74	18,95 11,79	30,72	17,05 12,94	29,98	12,98 15,16	28,15	13,94 12,16	26,10	17,08 11,18	28,25	16,52 10,55	27,07	63	16,44 12,28	28,72	60	15,85 15,82	31,66	16.12.2020	66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31,66	31,66	31,66	31,66	31,66	31,66	31,66	66	10,34	0	12	ОВБ	2	19,66	49	22,34
16	Мамонтовский НЮЭР	КНС-20	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	2010 2010	15,98 11,46	25,23	15,00 22,44	37,29	15,31 19,66	34,83	11,86 17,61	29,23	7,81 29,65	37,41	2,01 27,39	29,40	15,13 14,41	29,52	0,00 17,05	17,05	15,19 12,21	27,40	64	10,55 14,77	25,32	53	7,81 29,65	37,41	15.06.2022	88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37,41	37,41	37,41	37,41	37,41	37,41	37,41	88	4,59	0	12	ОВБ	2	25,41	64	16,59
17	Мамонтовский НЮЭР	Компрессорная	110/35/10 110/35/10	Т1 Т2	40 40	1985 1985	15,98 11,46	25,23	17,94 14,74	28,71	16,44 11,73	25,94	18,40 12,35	28,66	10,76 13,81	24,56	13,53 12,89	26,41	13,01 11,62	24,62	13,43 11,93	25,35	12,86 11,77	24,62	58	10,24 13,78	24,03	50	17,94 14,74	28,71	16.12.2020	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28,71	28,71	28,71	28,71	28,71	28,71	28,71	60	13,29	0	12	ОВБ	2	16,71	42	25,29
18	Нефтеюганский НЮЭР	КС-4	110/10 110/10	Т1 Т2	6,3 6,3	1997 1993	0,22 0,26	0,48	0,76 0,97	1,73	0,27 0,33	0,60	0,81 0,61	1,42	0,21 0,25	0,46	0,95 0,62	1,56	0,00 0,36	0,36	0,71 0,70	1,40	0,24 0,10	0,35	5	1,45 0,71	2,16	29	1,45 0,71	2,16	18.12.2024	29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	29	4,46	0	0	ВОП	2	2,16	34	4,46
19	Нефтеюганский НЮЭР	КС-6	110/10 110/10	Т1 Т2	10 6,3	1984 1980	1,01 0,19	1,12	1,06 0,70	1,75	0,28 0,26	0,54	0,71 0,58	1,29	0,45 0,06	0,48	0,00 2,03	2,03	0,64 0,59	1,22	0,98 0,75	1,73	0,30 0,21	0,51	5	1,33 0,85	2,18	18	1,33 0,85	2,18	18.12.2024	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	18	4,43	0	0	ВОП	2	2,18	22	4,43
20	НЮЭР НЮЭР	Кузоваткинская (новая)	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	25 25		0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,08 0,06	0,13	5,10 0,04	5,14	8,84 17,43	26,25	10,60 16,89	27,49	7,85 15,80	23,64	11,81 11,54	23,35	87	13,63 13,76	27,38	92	10,60 16,89	27,49	21.06.2023	88	0	0	5,6	0	0	0	0	0	0	0	0	27,49	27,49	27,49	27,49	27,49	27,49	27,49	88	-1,24	0	7,5			19,99	80	6,26
21	Нефтеюганский НЮЭР	Лиственная	110/10 110/10	Т1 Т2	6,3 2,5	1982 1997	0,31 0,51	0,82	0,56 1,06	1,62	0,51 0,21	0,71	0,94 0,49	1,42	0,30 0,51	0,81	1,05 0,30	1,35	0,27 0,47	0,74	0,50 0,77	1,26	0,23 0,37	0,60	9	1,05 0,16	1,20	16	0,56 1,06	1,62	16.12.2020	21	0	0	0	0,03	0	0	0	0	0	0	0,03	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	21	1,00	0	0	ВОП	2	1,62	26	1,00
22	Мамонтовский НЮЭР	Лосинка	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	2011 2011	14,14 10,77	24,81	22,37 11,93	34,24	14,33 14,89	29,17	19,41 15,54	34,94	15,82 18,40	34,09	21,07 15,10	36,16	22,62 14,76	37,35	20,41 15,33	35,74	13,91 16,42	30,34	71	13,21 16,87	30,07	63	22,62 14,76	37,35	21.06.2023	86	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37,35	37,35	37,35	37,35	37,35	37,35	37,35	93	4,65	0	12	ВОП	2	25,35	63	16,65
23	Нефтеюганский НЮЭР	ЛПХ	110/10 110/10	Т1 Т2	6,3 6,3	1990 1990	0,64 0,72	1,36	1,33 1,39	2,72	0,57 0,62	1,19	1,13 1,43	2,56	0,76 0,85	1,60	2,74 0,00	2,74	0,79 0,86	1,65	1,29 1,38	2,67	0,56 0,54	1,10	16	1,18 1,16	2,34	31	2,74 0,00	2,74	21.12.2022	36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	36	3,87	0	0	ВОП	2	2,74	44	3,87
24	Ханты-Мансийский	Луговская	110/10 110/10	Т1 Т2	10 10	2005 2005	0,73 0,19	0,92	1,64 0,56	2,20	0,62 0,19	0,81	1,52 0,52	2,03	0,03 0,94	0,96	0,50 1,65	2,15	0,80 0,22	1,02	1,66 0,49	2,16	0,34 0,55	0,89	8	0,65 1,47	2,12	18	1,64 0,56	2,20	16.12.2020	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	18	8,30	0	0	ОВБ	2	2,20	22	8,30
25	Мамонтовский НЮЭР	Лунная	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1976 1977	10,66 8,90	19,56	14,36 10,52	23,75	14,81 10,44	24,11	14,69 11,28	24,23	20,98 0,17	21,08	11,46 12,15	23,61	0,00 18,83	18,83	9,16 7,83	16,96	10,93 9,09	20,02	75	13,02 10,81	23,83	80	14,69 11,28	24,23	15.12.2021	81	0	0	0,15	0	0	0	0	0	0	0	0	24,24	24,24	24,24	24,24	24,24	24,24	24,24	81	2,01	0	7,5	ОВБ	2	16,74	67	9,51
26	Нефтеюганский НЮЭР	Малобалыкская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	2011 2011	13,23 13,13	26,29	18,32 10,35	28,67	15,96 6,89	22,84	12,67 11,09	23,75	19,86 0,18	19,93	15,77 10,17	25,94	8,38 15,94	24,31	13,40 10,45	23,83	15,21 0,00	15,21	36	18,87 7,62	26,49	56	18,32 10,35	28,67	16.12.2020	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28,67	28,67	28,67	28,67	28,67	28,67	28,67	60	13,33	0	12	ВОП	2	16,67	42	25,33
27	НЮЭР НЮЭР	Московская (новая)	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	40 40		0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0	0,00 0,00	0,00	0	0,00 0,00	0,00	-	0	0	0	0	3,6	0	11,12	12,28	0	0	0	27	3,62	3,62	14,82	27,18	27,18	27,18	27,18	68	38,38	0	0			27,18	68	14,82
28	Правдинский НЮЭР	Мушкино	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	63 63	2013 2012	18,84 21,50	40,31	18,67 25,67	44,34	20,64 27,39	47,97	20,20 25,63	45,82	18,80 25,63	44,41	20,58 31,07	51,63	15,89 29,11	44,97	19,07 34,86	53,92	20,49 27,00	47,49	70	25,19 25,30	50,48	67	19,07 34,86	53,92	20.12.2023	72	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	53,92	53,92	53,92	53,92	53,92	53,92	53,92	72	12,23	0	18,9	ОВБ	2	35,02	56	31,13
29	НЮЭР НЮЭР	Невская (новая)	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	25 25		0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,04 0,03	0,06	0,00 0,00	0,06	0,03 0,03	0,06	0	0,04 0,05	0,09	0	0,04 0,05	0,09	18.12.2024	0	0	0	0	0	0	6	11,8	0	0	0	17,8	0,09	0,09	6,13	18,01	18,01	18,01	18,01	72	26,16	0	0			18,01	72	8,24
30	Нефтеюганский НЮЭР	Нефтеюганская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	1988 1987	5,42 11,27	16,68	6,63 17,51	24,13	4,44 10,62	15,05	13,42 12,16	25,57	9,10 7,21	16,31	7,90 16,36	24,26	8,71 6,90	15,61	15,56 12,37	27,90	5,99 8,43	14,42	34	9,10 14,50	23,60	50	15,56 12,37	27,90	20.12.2023	59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27,90	27,90	27,90	27,90	27,90	27,90	27,90	59	14,10	0	12	ОВБ	2	15,90	40	26,10
31	Нефтеюганский НЮЭР	Островная	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	2012 1982	16,81 16,67	33,47	18,65 14,76	33,33	11,17 22,06	33,23	16,96 19,21	36,16	20,15 13,72	33,87	16,19 14,84	31,01	15,59 13,70	29,29	18,13 11,71	29,83	16,52 11,92	28,44	66	17,50 14,33	31,83	67	16,96 19,21	36,16	15.12.2021	75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36,16	36,16	36,16	36,16	36,16	36,16	36,16	75	5,84	0	12	ОВБ	2	24,16	60	17,84
32	Мамонтовский НЮЭР	Очимкинская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	1982 1982	18,24 26,92	45,05	22,74 26,87	49,56	23,43 25,12	48,53	23,01 26,30	49,31	16,21 23,44	39,64	21,30 25,25	46,54	22,08 24,56	46,63	23,48 31,39	54,86	15,00 19,58	34,58	81	20,21 17,10	37,31	78	23,48 31,39	54,86	20.12.2023	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54,86	54,86	54,86	54,86	54,86	54,86	54,86	115	-12,86	0	12	ВОП	2	42,86	89	-0,86
33	Нефтеюганский НЮЭР	Парус	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	1985 1985	20,37 16,73	37,08	18,77 19,37	38,13	15,43 15,26	30,69	22,50 14,73	37,23	15,10 20,83	35,93	16,55 20,32	36,87	15,24 16,61	31,85	22,42 20,33	42,74	16,87 16,03	32,89	77	18,33 15,05	33,38	70	22,42 20,33	42,74	20.12.2023	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	42,74	42,74	42,74	42,74	42,74	42,74	42,74	90	-0,74	0	12	ОВБ	2	30,74	77	11,26
34	Мамонтовский НЮЭР	Петелинская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	2020 2020	2,43 1,85	4,28	4,27 0,66	4,86	1,56 2,26	3,78	7,99 6,34	14,33	14,86 0,14	14,93	8,93 6,35	15,27	0,00 14,81	14,81	10,82 4,75	15,51	0,00 12,62	12,62	29	7,91 6,81	14,72	31	10,82 4,75	15,51	20.12.2023	33	0	0	0	0	0	3,15	0	0	0	0	3,15	15,51	15,51	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33	46	26,49	0	12	ВОП	2	6,33	16	35,67
35	Правдинский НЮЭР	Пойковская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	2011 2012	11,86 16,26	28,09	15,36 17,32	32,66	17,24 10,26	27,50	17,75 15,35	33,09	15,63 13,43	29,06	22,10 14,78	36,88	12,02 16,27	28,29	18,24 16,42	34,66	14,07 12,65	26,72	62	17,57 15,15	32,73	69	22,10 14,78	36,88	21.12.2022	77	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36,88	36,88	36,88	36,88	36,88	36,88	36,88	77	5,12	0	12	ОВБ	2	24,88	62	17,12
36	Ханты-Мансийский	Пойма	110/10 110/10	Т1 Т2	40 40	2010 2010	0,52 0,93	1,45	0,21 0,44	0,66	3,21 2,47	5,64	5,28 6,87	12,12	4,57 5,40	9,92	9,95 9,27	19,22	6,61 4,77	11,37	11,18 8,98	20,16	4,83 5,04	9,87	23	9,41 9,73	19,14	40	11,18 8,98	20,16	20.12.2023	42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20,16	20,16	20,16	20,16	20,16	20,16	20,16	42	21,84	0	11	ОВБ	2	9,16	23	32,84
37	Правдинский НЮЭР	Приобская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1993 1993	10,40 9,05	19,44	8,44 8,42	16,86	8,15 9,94	18,08	9,75 6,56	16,30	4,69 9,77	14,42	7,44 7,77	15,20	4,85 6,60	11,45	2,91 8,17	11,06	4,47 5,91	10,38	39	6,73 4,49	11,22	38	10,40 9,05	19,44	17.06.2020	74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19,44	19,44	19,44	19,44	19,44	19,44	19,44	74	6,81	0	7,5	ВОП	2	11,94	48	14,31
38	Правдинский НЮЭР	Приразломная	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1987 1987	4,36 3,27	7,63	7,79 1,69	8,46	4,51 3,15	7,13	4,68 7,30	11,92	7,93 2,34	8,82	2,93 3,50	6,40	3,30 3,15	6,11	4,75 5,35	10,07	3,20 4,57	7,77	29	5,01 2,51	7,52	25	4,68 7,30	11,92	15.12.2021	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18,58	18,58	18,58	18,58	18,58	18,58	18,58	40	7,67	0	7,5	ВОП	2	11,08	44	15,17
39	Мамонтовский НЮЭР	Промысловая	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1978 1982	8,88 9,20	17,90	10,42 14,37	24,78	11,41 15,03	26,08	14,55 12,93	27,43	12,47 15,71	28,12	15,02 17,11	32,13	22,65 0,00	22,65	4,87 10,04	14,90	12,58 6,71	19,29	72	9,16 12,00	21,15	71	15,02 17,11	32,13	21.12.2022	107	0	0	0	9,4	0	0	0	0	0	0	9,4	39,68	39,68	39,68	39,68	39,68	39,68	39,68	132	-13,43	0	0	ОВБ	2	39,68	132	-13,43
40	Мамонтовский НЮЭР	Речная	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	2012 2012	14,68 11,63	26,31	14,76 13,14	27,90	14,55 11,98	26,53	14,94 13,90	28,84	11,14 14,26	25,39	14,23 17,04	31,20	18,87 10,04	28,85	8,77 23,36	32,12	18,53 12,74	31,27	73	26,32 5,66	31,98	67	8,77 23,36	32,12	20.12.2023	67	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32,12	32,12	32,12	32,12	32,12	32,12	32,12	67	9,88	0	12	ОВБ	2	20,12	50	21,88
41	Правдинский НЮЭР	Сатарино	110/10 110/10	Т1 Т2	25 25	1984 1987	0,12 0,16	0,26	0,20 0,47	0,65	0,13 0,25	0,37	0,15 0,47	0,60	0,16 0,11	0,26	0,17 0,41	0,57	0,04 0,23	0,26	3,50 0,35	3,73	0,05 0,10	0,16	1	0,11 0,29	0,41	1	3,50 0,35	3,73	20.12.2023	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,73	3,73	3,73	3,73	3,73	3,73	3,73	13	22,52	0	0	ОВБ	2	3,73	15	22,52
42	НЮЭР НЮЭР	Север (новая)	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	40 40		0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	-	0,00 0,00	0,00	-	0,0 0,0		-	-	0	0	0	26	0	0	0	0	0	0	26	26,17	26,17	26,17	26,17	26,17	26,17	26,17	65	15,83	0	0			26,17	65	15,83
43	Правдинский НЮЭР	Северный Салым	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1986 1986	11,27 9,94	21,21	9,39 11,64	21,03	9,83 10,83	20,66	10,79 10,16	20,95	8,88 8,20	17,07	9,83 6,96	16,78	10,54 5,75	16,29	8,22 8,49	16,71	6,01 8,54	14,55	54	6,69 9,03	15,72	53	11,27 9,94	21,21	17.06.2020	81	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21,21	21,21	21,21	21,21	21,21	21,21	21,21	81	5,04	0	7,5	ОВБ	2	13,71	55	12,54
44	Мамонтовский НЮЭР	Сибирь	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	2012 2012	12,96 11,92	24,88	13,85 17,08	30,90	10,18 20,39	30,56	7,28 10,47	17,74	8,55 11,66	20,21	12,53 13,85	26,38	4,06 16,80	20,86	9,41 16,67	26,08	13,91 9,91	23,82	56	11,88 14,68	26,56	56	13,85 17,08	30,90	16.12.2020	64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30,90	30,90	30,90	30,90	30,90	30,90	30,90	64	11,10	0	12	ВОП	2	18,90	47	23,10
45	Нефтеюганский НЮЭР	Согорье (консерв.)	110/10/10 110/10/10	Т1 Т2	40 40	1978 1988	0,15 0,00	0,15	0,15 0,00	0,15	0,15 0,00	0,15	0,15 0,17	0,32	0,15 0,00	0,15	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0	0,00 0,00	0,00	0	0,15 0,17	0,32	15.12.2021	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	1	41,68	0	0	ВОП	2	0,32	1	41,68
46	Мамонтовский НЮЭР	Соровская	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	40 40	2015 2015	1,04 5,15	6,18	3,72 6,76	10,43	4,22 10,14	14,34	4,24 11,94	16,16	6,60 11,10	17,66	13,14 19,55	32,70	17,34 19,50	36,84	22,57 20,16	42,73	20,54 19,19	39,72	93	22,50 22,27	44,77	94	22,50 22,27	44,77	18.12.2024	94	3,76	5,67	0	0	0	0	0	0	0	0	0	44,77	44,77	44,77	44,77	44,77	44,77	44,77	94	-2,77	0	0	ВОП	2	44,77	93	-2,77
47	НЮЭР НЮЭР	Соровская-2 (Александрова)	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	40 40		0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,00 0,00	0,00	0,04 0,15	0,20	0	3,79 4,01	7,80	16	3,79 4,01	7,80	18.12.2024	16	0	0	11,5	0	0	20	0	0	0	0	20	19,24	19,24	39,16	39,16	39,16	39,16	39,16	98	22,76	0	0			39,16	98	2,84
48	Мамонтовский НЮЭР	Средний Балык	220/110/6 220/110/6	1АТ 2АТ	125 125	2009 2009	79,27 79,01	158,28	86,83 86,51	173,34	81,38 81,12	162,50	85,89 85,12	171,01	87,43 87,10	174,53	79,59 79,18	158,76	61,85 61,60	123,45	94,71 94,33	189,05	83,53 83,21	166,75	-	85,81 85,46	171,27	-	94,71 94,33	189,05	20.12.2023	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	189,05	189,05	189,05	189,05	189,05	189,05	189,05			0	0	ВОП	2	189,05		
			110/35/6 110/35/6	3Т 4Т	40 40	1991 1991	18,46 18,86	37,31	23,90 17,63	41,50	20,04 20,90	40,88	20,32 23,31	43,51	19,49 24,09	43,56	22,14 18,68	40,80	19,53 15,45	34,98	18,18 31,91	50,09	12,53 11,04	23,58	55	10,80 8,63	19,44	41	18,18 31,91	50,09	20.12.2023	105	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50,09	50,09	50,09	50,09	50,09	50,09	50,09	105	-8,09	0	12			38,09	95	3,91
49	Мамонтовский НЮЭР	Тайга	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	40 40	2013 2013	7,24 0,00	7,24	0,05 6,76	6,79	11,32 10,21	21,53	11,36 11,59	22,91	12,03 9,66	21,69	11,63 14,02	24,61	7,93 13,53	21,03	13,84 10,15	23,52	5,23 15,95	21,18	49	10,97 13,62	24,59	52	11,63 14,02	24,61	21.12.2022	51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	24,61	51	17,39	0	12	ВОП	2	12,61	32	29,39
50	Мамонтовский НЮЭР	Тепловская	110/35/6 110/35/6	Т1 Т2	25 25	1992 1994	9,69 10,92	20,61	7,36 15,26	22,63	8,27 13,33	21,58	11,84 13,63	25,47	11,09 11,44	22,52	12,59 14,41	27,00	10,71 15,08	25,79	12,30 14,69	26,93	9,04 14,97	24,00	90	11,84 12,38	24,22	81	12,59 14,41	27,00	21.12.2022	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	90	-0,75	0	7,5	ОВБ	2	19,50	78	6,75

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
ПС 35-110 кВ Нефтеюганские электрические сети АО "Россети Тюмень"																																																											
51	НЮЭР	Тупсилор (новая)	110/35/6	1Т	40		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,08	0,00	9,49	6,13	30,88	72	17,43	35,34	74	17,43	35,34	18.12.2024	74	0	13,44	0	1,56	0	0	24	0	0	0	25,56	36,91	36,91	36,91	43,62	43,62	43,62	43,62	91	5,09	0	0			43,62	109	-1,62
	НЮЭР		110/35/6	2Т	40		0,00		0,00		0,00		0,00		0,00		0,00		0,04		0,00		24,75			17,91			17,91																														
52	НЮЭР	УПСВ-1 (Суворовская)	110/35/6	1Т	40		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,06	0,00	0,05	0,02	0,04	0,00	0,09	0,02	0,02	0	0,04	0,08	0	0,00	0,09	20.12.2023	0	0	0	0	0	21	0	1,025	0	0	0	22,025	0,09	21,23	21,23	22,26	22,26	22,26	22,26	53	20,77	0	0			22,26	56	19,74
	НЮЭР		110/35/6	2Т	40		0,00		0,00		0,00		0,00		0,03		0,00		0,02		0,00		0,00			0,04			0,00																														
53	Ханты-Мансийский	Ханты Мансийская	110/10	Т1	25	1983	6,45	11,56	11,83	20,74	5,68	11,76	7,93	12,39	3,95	7,26	7,00	14,60	4,31	7,53	3,20	9,75	2,26	4,30	16	3,96	8,21	28	11,83	20,74	16.12.2020	69	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20,74	20,74	20,74	20,74	20,74	20,74	20,74	69	5,51	0	12	ОВБ	2	8,74	35	17,51
			110/10	Т2	25	1983	5,12		8,92		6,07		4,47		3,32		7,60		3,24		6,55		2,04			4,25			8,92																														
54	НЮЭР	Чапровская (новая)	110/35/6	1Т	25		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,16	0,08	0,20	0,23	0,59	0,00	0,38	0,20	0,54	0,36	0,36	1	0,28	0,62	2	0,28	0,62	18.12.2024	2	0,5	2,568	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	15	22,55	0	0			3,70	15	22,55
	НЮЭР		110/35/6	2Т	25		0,00		0,00		0,00		0,09		0,12		0,36		0,38		0,34		0,00			0,33			0,33																														
55	Мамонтовский НЮЭР	Чупальская	110/35/6	1Т	40	2015	11,91	19,12	19,56	31,81	13,54	29,87	21,58	35,30	24,00	46,76	20,97	44,82	18,24	38,45	22,92	45,04	20,32	40,44	94	22,77	41,35	87	24,00	46,76	15.06.2022	94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46,76	46,76	46,76	46,76	46,76	46,76	46,76	94	-4,76	0	0	ВОП	2	46,76	94	-4,76
			110/35/6	2Т	40	2015	7,23		12,25		16,40		13,78		22,76		23,86		20,21		22,13		20,12			18,58			22,76																														
56	НЮЭР	Эргинская (новая)	110/35/6	1Т	40		0,00	0,00	0,00	1,62	0,00	5,55	4,12	6,68	2,81	6,29	2,96	5,55	1,80	2,87	6,04	8,20	6,34	6,34	15	4,90	14,00	29	4,90	14,00	18.12.2024	29	10,8	0	13,96	2,56	0	1,68	12,3	0	0	0	16,54	30,63	30,63	32,32	44,71	44,71	44,71	44,71	93	11,37	0	0			44,71	93	-2,71
	НЮЭР		110/35/6	2Т	40		0,00		0,00		5,55		2,56		3,48		2,59		1,08		2,16		0,00			9,10			9,10																														
57	Нефтеюганский НЮЭР	Юганская	110/35/6	Т1	40	1989	23,03	39,34	19,76	41,51	24,39	43,02	10,63	44,73	23,89	41,22	22,20	44,00	20,21	43,48	24,70	46,81	15,53	42,53	99	21,85	36,58	77	24,70	46,81	20.12.2023	98	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46,81	46,81	46,81	46,81	46,81	46,81	46,81	98	-4,81	0	12	ОВБ	2	34,81	87	7,19
			110/35/6	Т2	40	1989	16,36		21,79		18,64		34,11		17,33		21,80		23,29		22,11		27,01			14,73			22,11																														
58	НЮЭР	Радуга (Юганская - 2) (новая)	110/35/6	1Т	40		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	0,0		-	-	0	0	0	4,8	10,74	15,01	3,153	0	0	0	33,7	4,83	15,64	30,75	33,93	33,93	33,93	33,93	85	26,36	0	0			33,93	85	8,07
	НЮЭР		110/35/6	2Т	40		0,00		0,00		0,00		0,00		0,00		0,00		0,00		0,00		0,00			0,00			0,0																														
59	Ханты-Мансийский НЮЭР	Югра	220/110/10	1АТ	125	2007	20,06	40,12	33,83	67,65	16,72	33,46	28,36	56,70	14,40	28,82	30,39	60,77	25,17	50,32	33,69	67,38	23,43	46,91	-	52,72	65,39	-	33,83	67,65	16.12.2020	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	67,65	67,65	67,65	67,65	67,65	67,65	67,65	54	63,60	0	37,5	ВОП	2	30,15	24	101,10
			220/110/10	2АТ	125	2007	20,06		33,82		16,74		28,35		14,42		30,38		25,15		33,69		23,48			12,67			33,82																														
60	Нефтеюганский НЮЭР	Высокий Мыс	35/6	1Т	4	2013	0,16	0,31	0,00	0,85	0,12	0,22	0,37	0,70	0,18	0,38	0,36	0,82	0,18	0,35	0,47	0,91	0,13	0,25	6	0,35	0,79	16	0,47	0,91	20.12.2023	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	19	3,29	0	0	ОВБ	2	0,91	19	3,29
			35/6	2Т	4	2013	0,15		0,85		0,09		0,32		0,20		0,45		0,16		0,43		0,11			0,43			0,43																														
ПС 35-110 кВ Няганский энергокомплекс АО "Россети Тюмень"																							0,00																																				
1	Красноленинский НЯЭР	Альфа	110/10/10	Т-1	25	1984	1,41	3,02	0,15	2,30	2,31	2,39	2,52	5,69	1,47	3,05	1,89	4,24	0,88	1,87	1,88	4,23	0,77	1,73	6	2,03	4,61	15	2,52	5,69	15.12.2021	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,69	5,69	5,69	5,69	5,69	5,69	5,69	19	20,56	0	4,2	ВОП	2	1,49	6	24,76
			110/10/10	Т-2	25	1984	1,61		2,23		0,12		3,17		1,58		2,35		1,00		2,35		0,96			2,59			3,17																														
2	Казымский НЯЭР	Амня	110/10	Т-1	2,5	1987	0,34	0,36	0,48	0,58	0,25	0,33	0,51	0,62	0,26	0,33	0,48	0,61	0,29	0,35	0,44	0,52	0,24	0,28	9	0,29	0,35	12	0,51	0,62	15.12.2021	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	21	2,01	0	0	ВОП	2	0,62	25	2,01
			110/10	Т-2	2,5	1987	0,03		0,10		0,07		0,11		0,07		0,12		0,06		0,08		0,04			0,06			0,11																														
3	Казымский НЯЭР	Белоярская	110/6	Т-1	16	2013	3,55	7,02	4,36	7,41	3,79	7,06	2,51	4,30	3,89	7,36	2,82	4,47	1,94	3,80	3,75	5,85	3,27	6,73	35	1,90	2,86	15	4,36	7,41	16.12.2020	39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,41	7,41	7,41	7,41	7,41	7,41	7,41	39	9,39	0	1,76	ВОП	2	5,65	35	11,15
			110/6	Т-2	16	2013	3,48		3,11		3,27		1,80		3,47		1,65		1,86		2,28		3,46			0,96			3,11																														
4	Казымский НЯЭР	Бобровская	110/10/10	Т-1	25	1985	1,33	1,43	0,81	0,91	0,81	0,92	0,11	3,09	0,11	0,24	2,56	2,58	1,22	2,82	0,00	3,62	0,81	2,28	8	2,80	2,81	9	0,00	3,62	20.12.2023	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62	12	22,63	0	2,55	на дому	2	1,07	4	25,18
			110/10/10	Т-2	25	1985	0,14		0,14		0,14		3,02		0,14		0,03		1,61		3,62		1,47			0,01			3,62																														
5	Красноленинский НЯЭР	Вандмтор	220/110/10	1АТ	200	2011	46,61	93,39	100,71	201,83	64,26	128,82	91,71	183,86	81,52	163,42	93,39	187,22	62,59	125,46	92,27	184,93	83,30	167,01	70	88,18	176,73	74	100,71	201,83	16.12.2020	84	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	201,83	201,83	201,83	201,83	201,83	201,83	201,83	84	8,17	0	0	Круглосуточное	2	201,83		8,17
			220/110/10	2АТ	200	2011	46,78		101,12		64,55		92,15		81,90		93,83		62,87		92,66		83,70			88,55			101,12																														
			110/10	Т-1	16	2011	1,31	3,99	2,96	7,56	1,51	3,66	2,55	7,59	1,02	3,45	3,45	8,81	1,64	4,59	2,77	7,80	1,53	5,19	27	4,78	9,47	49	4,78	9,47	18.12.2024	49												9,47	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47	49	7,33	0	8,48			0,99	6	15,81
			110/10	Т-2	16	2011	2,69		4,60		2,16		5,04		2,44		5,36		2,95		5,02		3,67			4,69			4,69																														
6	Казымский НЯЭР	Верхнеказымская	110/10/10	Т-1	25	1984	0,83	0,91	2,06	2,13	2,31	2,37	2,59	2,65	0,66	1,15	1,73	1,74	0,51	1,18	1,29	1,33	0,44	1,03	3	2,01	4,07	14	2,01	4,07	18.12.2024	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	14	22,18	0	1,66	ВОП	2	2,41	10	23,84
			110/10/10	Т-2	25	1984	0,12		0,12		0,12		0,12		0,50		0,01		0,67		0,04		0,59			2,06			2,06																														
7	Красноленинский НЯЭР	Ем-Еговская	110/35/6	Т-1	25	1986	9,14	21,96	16,95	27,26	16,12	20,96	15,20	29,35	11,17	24,39	13,44	27,63	20,07	20,07	14,91	37,60	17,89	32,70	110	15,56	38,17	127	15,56	38,17	18.12.2024	127	0	0	0	-4,9	0	0	0	0	0	0	-4,9	33,79	33,79	33,79	33,79	33,79	33,79	33,79	113	-7,54	0	0	ВОП	2	33,79	113	-7,54
			110/35/6	Т-2	25	1986	13,02		10,32		4,85		14,17		13,38		14,20		0,00		22,73		14,80			22,61			22,61																														
8	Красноленинский НЯЭР	Ендырская	110/35/6	Т-1	25	2011	0,14	5,68	2,08	3,07	2,88	5,90	3,31	6,39	6,03	6,12	2,58	4,71	4,02	7,06	3,52	6,39	0,00	2,88	10	3,00	5,64	19	4,02	7,06	21.06.2023	26	0	0	0	0	22,9	0	0	0	0	0	22,9	7,06	30,11	30,11	30,11	30,11	30,11	30,11	96	-3,86	0	4,67	ВОП	2	25,44	81	0,81
			110/35/6	Т-2	25	2011	5,61		1,17		3,09		3,11		0,13		2,19		3,04		2,93		2,88			2,64			3,04																														
9	Красноленинский НЯЭР	Заречная	110/35/6	Т-1	40	1988	0,42	0,90	0,46	1,07	0,41	0,85	0,62	1,10	0,38	0,85	0,34	0,97	0,33	0,77	0,33	0,92	0,63	0,63	1	0,40	0,85	2	0,62	1,10	15.12.2021	2	0	1	0	1,9 20	0	0	0	0	0	0	0	18,14	18,14	18,14	18,14	18,14	18,14	18,14	45	23,86	0	0	на дому	2	18,14	45	23,86
			110/35/6	Т-2	40	1988	0,49		0,61		0,44		0,48		0,47		0,62		0,44		0,59		0,00			0,45			0,48																														
10	Красноленинский НЯЭР	Игрим	110/35/6	Т-1	16	2011	1,34	2,59	2,52	4,89	0,79	2,42	2,37	4,66	1,36	2,40	2,34	4,87	1,58	2,88	2,36	4,49	1,42	2,38	13	2,39	4,50	23	2,52	4,89	16.12.2020	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	25	11,91	0	0	ВОП	2	4,89	31	11,91
			110/35/6	Т-2	16	2011	1,25		2,38		1,64		2,29		1,04		2,54		1,30		2,14		0,97			2,11			2,38																														
11	Красноленинский НЯЭР	Кварц	110/10	Т-1	25	2004	1,15	2,52	1,22	3,26	0,95	2,54	0,90	2,19	0,37	1,37	1,14	2,65	1,24	2,52	1,37	2,60	0,47	0,65	2	1,05	1,23	4	1,22	3,26	16.12.2020	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	11	22,99	0	2,61	ВОП	2	0,65	3	25,60
			110/10	Т-2	25	2004	1,43		2,04		1,60		1,29		1,00		1,52		1,27		1,26		0,17			0,17			2,04																														
12	Красноленинский НЯЭР	КНС-27	110/35/6	Т-1	25	1991	0,40	1,89	5,50	13,19	7,58	19,90	8,58	20,21	0,15	19,28	8,02	21,24	4,61	19,30	6,74	18,92	10,37	17,88	60	5,62	19,87	66	8,02	21,24	21.12.2022	71	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21,24	21,24	21,24	21,24	21,24	21,24	21,24	71	5,01	0	19,06	ВОП	2	2,18	9	24,07
			110/35/6	Т-2	25	1991	1,51		7,71		12,36		11,67		19,18		13,23		14,69		12,24		7,51			14,25			13,23																														
13	Красноленинский НЯЭР	КНС-5	110/35/6	Т-1	40	2019	1,02	1,69	9,11	17,80	11,11	21,47	10,16	21,48	10,04	20,78	12,44	21,24	10,05	20,74	10,17	21,99	9,37	19,78	42	9,67	19,41	40	10,17	21,99	20.12.2023	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21,99	21,99	21,99	21,99	21,99	21,99	21,99	46	20,01	0	0	ВОП	2	21,99	55	20,01
			110/35/6	Т-2	40	2019	0,69		8,70		10,37		11,41		10,84		8,80		10,77		11,88		10,41			9,74			11,88																														
14	Казымский НЯЭР	Кода	110/10	Т-1	6,3	2000	0,00	0,00	0,80	2,63	0,00	0,00	0,86	2,55	0,31	1,36	1,08	2,83	0,01	1,77	0,79	2,45	0,70	1,47	20	0,70	2,31	31	1,08	2,83	21.12.2022	37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	37	3,78	0	0	ВОП	2	2,83	45	3,78
			110/10	Т-2	6,3	2000	0,00		1,83		0,00		1,69		1,05		1,75		1,76		1,65		0,77			1,62			1,75																														
15	Красноленинский НЯЭР	Нулевая	110/10	Т-1	16	1987	1,39	4,21	0,48	0,89	1,10	1,40	1,82	4,04	2,11	3,71	2,70	4,51	1,55	3,80	3,15	5,66	1,06	2,46	13	2,69	5,90	31	2,69	5,90	18.12.2024	31	0	0	0	0	1,5	0	0	0	0	0	1,5	5,90	7,41	7,41	7,41	7,41	7,41	7,41	39	9,39	0	0	ВОП	2	7,41	46	9,39
			110/10	Т-2	16	1987	2,86		0,41		0,31		2,23		1,61		1,81		2,26		2,51		1,40			3,21			3,21																														
16	Казымский НЯЭР	Октябрьская	110/10/10	Т-1	25	2011	3,68	3,73	3,25	3,32	0,15	0,98	0,15	5,11	1,16	1,89	3,21	3,34	2,20	2,28	4,60	5,28	0,07	3,85	13	3,10	6,57	22	3,10	6,57	18.12.2024	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,57	6,57	6,57	6,57	6,57	6,57	6,57	22	19,68	0	6,48	ВОП	2	0,09	0	26,16
			110/10/10	Т-2	25	2011	0,11		0,11		0,92		4,99		0,73		0,13		0,10		0,69		3,78			3,48			3,48																														
17	Казымский НЯЭР	Перегребное	110/6	Т-1	16	1983	1,98	2,96	1,25	4,18	2,89	2,96	0,10	3,79	1,58	2,27	3,34	3,36	4,16	4,18	1,31	4,57	0,00	1,34	7	2,02	2,02	11	1,31	4,57	20.12.2023	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,57	4,57	4,57	4,57	4,57	4,57	4,57	24	12,23	0	3,11	на дому	2	1,46	9	15,34
			110/6	Т-2	10	1983	0,98		2,94		0,08		3,73		0,69		0,02		0,05		3,35		1,34			0,00			3,35																														
18	Казымский НЯЭР	Полноват	110/10	Т-1	2,5	2001	0,00	0,00	0,48	0,60	0,00	0,00	0,28	0,54	0,16	0,39	0,26	0,56	0,22	0,41	0,29	0,54	0,03	0,33	11	0,17	0,53	18	0,48	0,60	16.12.2020	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	20	2,02	0	0	ВОП	2	0,60	24	2,02
			110/10	Т-2	2,5	2011	0,00		0,12		0,00		0,26		0,23		0,29		0,19		0,25		0,30			0,35			0,12																														
19	Красноленинский НЯЭР	Пунга	110/6	Т-1	10	2012	0,85	1,18	2,15	3,39	0,83	1,15	2,10	3,45	0,81	1,19	2,22	4,07	0,99	1,43	2,36	3,45	1,20	1,20	10	2,10	3,39	28	2,22	4,07	21.12.2022	34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	34	6,43	0	2,69	ВОП	2	1,38	14	9,12
			110/6	Т-2	10	2012	0,34		1,24		0,33		1,35		0,38		1,85		0,43		1,09		0,00			1,30			1,85																														
20	Красноленинский НЯЭР	Рогожниковская	110/35/6	Т-1	40	2005	16,74	38,27	15,06	33,87	8,72	30,85	12,12	23,54	9,50	28,79	11,00	24,61	10,56	29,18	9,78	24,04	11,51	29,42	62	10,58	26,15	54	16,74	38,27	17.06.2020	91	0	0	0	0	3,1	0	0	0	0	0	3,1	38,27	38,61	38,61	38,61	38,61	38,61	38,61	80	3,39	0	4,37	ВОП	2	34,24	86	7,76
			110/35/6	Т-2	40	2005	21,57		18,84		22,21		11,67		19,29		13,69		18,62		14,28		17,91			15,57			21,57																														
21	Красноленинский НЯЭР	Сергино	110/10	Т-1	25	2012	2,38	5,98	3,71	8,40	1,76	4,87	3,45	8,76	1,57	5,26	2,71	7,21	1,73	4,60	1,77	6,15	1,88	3,99	13	3,45	6,45	22	3,45	8,76	15.12.2021	29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,76	8,76	8,76	8,76	8,76	8,76	8,76	29	17,49	0	0	ВОП	2	8,76	35	17,49
			110/10	Т-2	25	2012	3,60		4,70		3,12		5,33		3,69		4,50		2,87		4,38		2,11			3,00			5,33																														
22	Красноленинский НЯЭР	Скважина	110/35/6	Т-1	40	1987	0,20	7,67	6,43	10,45	6,84	12,69	7,30	13,48	6,07	11,63	7,29	13,89	15,37	15,37	7,47	15,07	6,88	15,56	33	7,41	15,10	31	6,88	15,56	19.06.2024	33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	33	26,44	0	13,87	ВОП	2	1,69	4	40,31
			110/35/6	Т-2	40	1987	7,52		4,03		5,87		6,18		5,56		6,62		0,00		7,61		8,68			7,70			8,68																														
23	Казымский НЯЭР	Сорум	110/6	Т-1	16	1983	0,99	1,03	1,03	1,07	0,58	0,63	1,13	1,17	0,08	0,48	1,27	3,26	0,93	0,93	1,18	1,18	0,50	1,00	5	1,38	3,10	16	1,27	3,26	21.12.2022	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	17	13,54	0	3,11	ВОП	2	0,15	1	16,65
			110/6	Т-2	16	1983	0,09		0,09		0,09		0,09		0,41		1,99		0,00		0,00		0,50			1,73			1,99																														
24	Казымский НЯЭР	Сосновская	110/10	Т-1	25	1984	1,45	1,54	0,13	1,35	0,13	4,06	0,13	0,24	0,13	4,55	1,10	1,10	1,19	1,19	2,13	2,13	2,16	2,16	7	0,00	3,56	12	0,13	4,55	15.06.2022	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55	17	21,70	0	1,09	ВОП	2	3,46	14	22,79
			110/10	Т-2	25	1984	0,12		1,26		3,97		0,12		4,47		0,01		0,00		0,00		0,00			3,56			4,47																														
25	Красноленинский НЯЭР	Ун-Юган	110/10	Т-1	6,3	2004	0,63	1,09	0,63	1,91	0,61	0,94	1,33	1,79	0,57	0,94	0,17	1,89	0,06	1,31	0,53	1,87	0,39	1,19	16	0,13	1,72	23	0,63	1,91	16.12.2020	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	25	4,71	0	0	ВОП	2	1,91	30	4,71
			110/10	Т-2	6,3	2004	0,45		1,28		0,33		0,46		0,37		1,72		1,26		1,38		0,80			1,59			1,28																														
26	Красноленинский НЯЭР	Хора	220/110/10	АТ1	125	2007	32,36	64,62	18,76	37,38	29,77	59,63	30,55	61,09	28,38	56,82	35,03	69,24	28,09	56,20	36,04	71,24	29,89	58,98	40	33,49	66,20	44	36,04	71,24	20.12.2023	48	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	71,24	71,24	71,24	71,24	71,24	71,24	71,24	48	60,01	0	0	Круглосуточное	2	71,24	57	60,01
			220/110/10	АТ2	125	2007	32,27		18,62		29,87		30,55		28,44		34,22		28,11		35,21		29,09			32,71			35,21																														
27	Красноленинский НЯЭР	Хугор	110/35/6	Т-1	25	1984	4,13	8,18	4,54	14,77	10,21	18,74	9,98	20,50	0,16	18,38	9,98	20,39	16,10	19,52	6,62	22,63	7,23	20,56	69	8,53	24,30	81	8,53	24,30	18.12.2024	81	6,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24,30	24,30	24,30	24,30	24,30	24,30	24,30	81	1,95	0	10,65	ВОП	2	13,65	55	12,60
			110/35/6	Т-2	25	1984	4,05		10,29		8,56		10,53		18,29		10,42		3,48		16,12		13,33			15,76			15,76																														
28	Красноленинский НЯЭР	ЦПС Южный	110/35/6	Т-1	40	2018	0,20	2,21	8,36	8,36	8,36	8,36	5,24	10,67	2,97	8,30	5,90	10,87	4,83	9,01	4,77	10,52	5,38	8,58	18	3,95	10,30	21	5,90	10,87	21.12.2022	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,87	10,87	10,87	10,87	10,87	10,87	10,87	23	31,13	0	6,81	ВОП	2	4,06	10	37,94
			110/35/6	Т-2	40	2018	2,07		0,00		0,00		5,48		5,33		4,97		4,17		5,76		3,20			6,34			4,97																														
29	Казымский НЯЭР	Чара	110/10	Т-1	25	1999	0,00	0,00	7,68	14,33	0,00	0,00	9,03	14,51	5,53	8,25	10,13	15,67	7,41	12,32	8,97	13,78	8,97	13,79	46	8,97	13,68	46	10,13	15,67	21.12.2022	52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,67	15,67	15,67	15,67	15,67	15,67	15,67	52	10,58	0	0	ВОП	2	15,67	63	10,58
			110/10	Т-2	25	1999	0,00		6,66		0,00		5,53		2,75		5,58		4,94		4,82		4,82			4,70			5,58																														
30	Красноленинский НЯЭР	Чистая	110/35/6	Т-1	6,3	1984	0,08	0,15	0,07	0,18	0,10	0,16	0,13	0,18	0,07	0,16	0,11	0,11	0,04	0,04	0,11	0,11	0,00	0,05	1	0,00	0,06	1	0,13	0,18	15.12.2021	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	2	6,43	0	0	ВОП	2	0,18	3	6,43
			110/6	Т-2	6,3	1984	0,07		0,12		0,06		0,06		0,09		0,00		0,00		0,00		0,05			0,06			0,06																														
31	Красноленинский НЯЭР	Чульчам	110/10	Т-1	40	2012	7,57	13,79	7,80	14,58	3,93	7,90	7,29	13,77	3,90	8,02	7,47	15,24	4,98	9,78	7,56	14,16	3,99	8,01	17	7,26	13,67	28	7,47	15,24	21.12.2022	32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,24	15,24	15,24	15,24	15,24	15,24	15,24	32	26,76	0	14,9	ВОП	2	0,34	1	41,66
			110/10	Т-2	40	2012	6,23		6,78		3,97		6,48		4,13		7,76		4,80		6,60		4,02			6,41			7,76																														
32	Казымский НЯЭР	Шеркалы	110/10	Т-1	2,5	1996	0,00	0,00	0,28	0,52	0,00	0,00	0,25	0,48	0,19	0,30	0,33	0,58	0,20	0,32	0,34	0,49	0,12	0,24	8	0,22	0,43	14	0,33	0,58	21.12.2022	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	19	2,05	0	0	ВОП	2	0,58	23	2,05
			110/10	Т-2	2,5	1996	0,00		0,24		0,00		0,24		0,11		0,24		0,12		0,16		0,12			0,21			0,24																														

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
ПС 35-110 кВ Сургутские электрические сети АО "Россети Тюмень"																																																											
1	Сургутский СуЭР	Агат	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	25 25	1985 1985	4,32 5,21	9,44	4,74 7,73	12,36	6,84 6,19	12,92	6,38 8,87	15,05	5,98 8,00	13,98	7,02 7,74	14,70	6,93 6,47	13,38	6,26 8,51	14,72	7,20 7,18	14,38	54	6,74 7,05	13,79	46	6,38 8,87	15,05	15.12.2021	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,05	15,05	15,05	15,05	15,05	15,05	15,05	50	11,20	0	14	ОВБ	2	1,05	4	25,20
2	Сургутский СуЭР	Азерит	110/10 110/10	1Т 2Т	25 25	1991 1991	3,48 4,46	7,94	4,49 4,27	8,76	4,46 1,35	5,80	3,30 3,51	6,81	1,84 2,85	4,69	4,47 5,83	10,30	3,26 1,86	5,12	4,74 4,25	8,99	2,86 3,28	6,13	23	5,22 4,84	10,06	34	4,47 5,83	10,30	21.12.2022	34	0	0	1,952	0	0	0	0	0	0	0	0	11,83	11,83	11,83	11,83	11,83	11,83	11,83	34	14,42	0	4,3	ОВБ	2	7,53	30	18,72
3	Лянторский СуЭР	Алехинская	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	25 25	1986 1990	0,00 17,08	17,08	10,06 9,23	19,28	9,02 8,31	17,30	10,25 10,63	20,83	9,03 7,62	16,62	9,14 11,28	20,42	8,43 8,09	16,50	8,94 11,00	19,89	0,00 17,22	17,22	64	7,61 8,33	15,94	53	10,25 10,63	20,83	15.12.2021	69	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20,83	20,83	20,83	20,83	20,83	20,83	20,83	69	5,42	0	12	ОВБ	2	8,83	35	17,42
4	Сургутский СуЭР	Алмаз	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	25 25	1985 1986	10,14 9,73	19,87	11,18 8,11	19,29	7,73 9,66	17,35	11,67 8,17	19,84	10,55 13,41	23,94	10,17 9,31	19,47	13,29 5,20	18,41	11,82 7,38	19,14	10,13 7,97	18,10	68	8,99 6,73	15,72	52	10,55 13,41	23,94	15.06.2022	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23,94	23,94	23,94	23,94	23,94	23,94	23,94	90	2,31	0	12	ОВБ	2	11,94	48	14,31
5	Сургутский СуЭР	Бензиновая	110/6 110/6	1Т 2Т	25 25	1990 1990	10,37 9,20	19,57	9,89 9,45	19,34	10,61 9,51	20,12	10,81 9,62	20,43	9,25 9,70	18,95	10,98 9,28	20,26	9,12 10,43	19,55	11,00 10,76	21,76	10,62 9,28	19,90	74	12,42 7,58	20,00	67	11,00 10,76	21,76	20.12.2023	73	0	0	3,4	0	0	0	0	0	0	0	0	24,80	24,80	24,80	24,80	24,80	24,80	24,80	83	1,45	0	0	ОВБ	2	24,80	83	1,45
6	Сургутский СуЭР	Береговая	110/6 110/6	1Т 2Т	16 25	1989 1990	1,78 1,92	3,69	1,76 1,55	3,30	1,69 1,13	2,81	2,36 1,99	4,34	2,05 1,44	3,48	2,31 2,98	5,25	2,60 2,18	4,68	2,92 2,99	5,68	2,23 2,41	4,63	27	2,86 2,98	5,85	30	2,86 2,98	5,85	18.12.2024	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,85	5,85	5,85	5,85	5,85	5,85	5,85	30	10,95	0	0	ОВБ	2	5,85	37	10,95
7	Сургутский СуЭР	Берёзка	110/35/10 110/35/10	1Т 2Т	40 40	1992 1992	7,67 9,68	17,35	14,01 15,18	29,19	8,64 10,19	18,81	15,18 15,46	30,64	15,92 6,58	22,50	17,15 16,59	33,74	16,17 8,21	24,38	20,47 18,77	39,24	7,80 13,88	21,68	51	15,13 14,84	29,98	62	20,47 18,77	39,24	20.12.2023	82	0	0	0	0,531	0	0	0	0	0	0	0,531	39,30	39,30	39,30	39,30	39,30	39,30	39,30	82	2,70	0	12	ОВБ	2	27,30	68	14,70
8	Сургутский СуЭР	Блочная	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	40 40	1982 1982	15,28 8,75	24,02	13,47 14,90	28,36	11,89 9,22	21,08	20,64 11,97	32,61	22,51 6,24	28,70	18,31 15,82	34,03	16,99 12,59	29,52	17,97 16,34	34,13	10,28 9,03	19,30	45	14,15 8,82	22,97	48	17,97 16,34	34,13	20.12.2023	72	0	0	0	0	9,005	0	0	0	0	0	9,005	34,13	38,16	38,16	38,16	38,16	38,16	38,16	80	3,84	0	12	ОВБ	2	26,16	65	15,84
9	Федоровский СуЭР	Брусничная	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	25 25	1981 1981	9,58 3,41	12,52	13,46 7,83	21,24	8,54 5,99	14,48	6,87 18,40	25,20	13,44 17,82	31,25	12,89 15,48	28,37	9,74 16,54	26,25	10,21 10,93	21,12	11,60 7,36	18,96	71	9,18 11,05	20,23	67	13,44 17,82	31,25	15.06.2022	118	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31,25	31,25	31,25	31,25	31,25	31,25	31,25	118	-5,00	0	7,5	ОВБ	2	23,75	95	2,50
10	Сургутский СуЭР	Быстринская	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	25 25	1978 1977	5,66 6,88	12,54	9,70 7,41	17,09	6,12 8,97	15,09	12,05 9,85	21,90	10,67 8,10	18,77	10,58 11,59	22,17	10,00 10,19	20,19	10,48 12,94	23,34	9,18 6,39	15,57	58	10,26 8,30	18,57	62	10,48 12,94	23,34	20.12.2023	78	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	78	2,91	0	7,5	ОВБ	2	15,84	63	10,41
11	Лянторский СуЭР	Вачимская	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	40 40	2008 2008	2,44 2,78	5,06	10,18 0,16	10,18	3,93 0,70	4,46	1,65 2,20	3,84	4,56 5,36	9,87	0,00 4,76	4,76	2,81 3,22	6,02	3,12 2,86	5,97	3,03 2,89	5,92	14	2,84 2,74	5,58	12	10,18 0,16	10,18	16.12.2020	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,18	10,18	10,18	10,18	10,18	10,18	10,18	21	31,82	0	1,8	ОВБ	2	8,38	21	33,62
12	Лянторский СуЭР	Вега	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	25 25	1982 1982	9,34 15,42	24,77	9,26 11,31	20,57	10,50 7,94	18,43	9,84 13,90	23,74	4,77 10,04	14,81	7,62 8,04	15,65	9,31 8,50	17,63	10,67 5,38	16,05	9,22 6,24	15,46	58	8,32 8,00	16,32	54	9,34 15,42	24,77	17.06.2020	94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23,75	23,75	23,75	23,75	23,75	23,75	23,75	94	2,50	0	9,6	ОВБ	2	14,15	57	12,10
13	Сургутский СуЭР	Водная	110/6 110/6	1Т 2Т	16 16	1982 1977	0,12 0,08	0,17	0,26 0,08	0,31	0,03 0,21	0,21	0,26 0,08	0,31	0,13 0,29	0,38	0,24 0,00	0,24	0,19 0,00	0,19	0,00 0,18	0,18	0,11 0,00	0,11	1	0,00 0,17	0,17	1	0,13 0,29	0,38	15.06.2022	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	2	16,42	0	0	ОВБ	2	0,38	2	16,42
14	Лянторский СуЭР	Вынга	110/35/10 110/35/10	1Т 2Т	40 40	2011 2011	5,49 3,58	9,07	8,09 6,37	14,46	3,84 4,16	7,99	6,84 7,72	14,55	4,60 4,49	9,09	6,84 8,23	15,07	5,98 3,19	9,17	8,64 9,47	18,11	8,13 0,00	8,13	19	6,72 7,14	13,86	29	8,64 9,47	18,11	20.12.2023	38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18,11	18,11	18,11	18,11	18,11	18,11	18,11	38	23,89	0	12	ОВБ	2	6,11	15	35,89
15	Федоровский СуЭР	Газлифт	110/35/10 110/35/10	1Т 2Т	40 40	1987 1987	13,14 0,36	13,41	7,07 6,63	13,50	12,50 10,13	22,63	21,23 17,38	38,44	18,90 18,10	37,00	22,68 17,97	40,64	17,45 19,63	36,98	19,95 13,44	33,30	16,42 15,66	32,08	75	17,85 18,45	36,31	76	22,68 17,97	40,64	21.12.2022	85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40,64	40,64	40,64	40,64	40,64	40,64	40,64	85	1,36	0	12	ОВБ	2	28,64	72	13,36
16	Сургутский СуЭР	Геолог	110/10 110/10	1Т 2Т	40 40	2010 2010	3,90 0,00	3,90	3,82 4,21	8,03	4,49 2,74	7,23	4,07 4,19	8,26	3,90 2,70	6,60	4,14 4,03	8,16	2,45 2,86	5,31	4,88 4,36	9,23	2,73 2,47	5,20	12	3,91 4,25	8,16	17	4,88 4,36	9,23	20.12.2023	19	0	0	0	1,436	0	0	0	0	0	0	1,436	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	26	31,64	0	1,7	ОВБ	2	8,66	22	33,34
17	Лянторский СуЭР	Дальняя	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	40 40	1989 1989	9,79 15,09	24,70	11,86 13,02	24,86	10,75 12,35	23,08	33,68 1,00	34,67	14,57 15,85	30,23	18,72 17,27	35,83	18,25 16,82	34,90	21,06 10,65	31,71	18,34 12,76	31,10	73	14,41 13,90	28,32	59	18,72 17,27	35,83	21.12.2022	75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35,83	35,83	35,83	35,83	35,83	35,83	35,83	75	6,17	0	12	ОВБ	2	23,83	60	18,17
18	Федоровский СуЭР	Дорожная	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	25 25	2013 1994	4,48 4,41	8,86	7,67 8,68	16,35	11,45 6,54	17,96	13,63 15,22	28,75	13,52 15,49	28,78	15,05 17,07	32,12	14,75 16,76	31,46	12,63 17,08	29,70	21,35 12,36	33,71	126	14,49 17,87	32,36	108	21,35 12,36	33,71	19.06.2024	126	0	0	0	9,82	0	0	0	0	0	0	9,82	33,71	33,71	33,71	33,71	33,71	33,71	33,71	126	-7,46	0	0	ОВБ	2	33,71	112	-7,46
19	Сургутский СуЭР	Новин	110/10 110/10	1Т 2Т	40 40	2011 2013	7,62 6,51	14,13	9,88 8,79	18,67	4,97 5,28	10,25	9,28 7,99	17,27	7,93 6,39	14,32	11,64 10,92	22,56	9,76 6,65	16,40	14,39 12,46	26,85	9,07 7,83	16,89	39	12,80 11,27	24,07	50	14,39 12,46	26,85	20.12.2023	54	0	0	0 4,07	0	0	0,769	0	0	0	0	0,7693	26,85	26,85	26,94	26,94	26,94	26,94	26,94	54	15,15	0	0	ОВБ	2	26,94	54	15,06
20	Сургутский СуЭР	Зеленая	110/10 110/10	1Т 2Т	40 40	2005 2004	0,00 13,78	13,78	10,24 11,55	21,79	7,93 6,30	14,23	10,20 12,74	22,93	15,53 0,06	15,57	12,44 14,34	26,78	7,04 6,68	13,72	14,45 15,04	29,49	5,97 6,87	12,84	30	10,14 11,40	21,54	45	14,45 15,04	29,49	20.12.2023	62	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29,49	29,49	29,49	29,49	29,49	29,49	29,49	62	12,51	0	12,8	ОВБ	2	16,69	42	25,31
21	Лянторский СуЭР	Ключевая	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	25 25	1987 1989	9,76 9,65	19,18	9,87 10,10	19,94	10,77 8,56	19,33	8,55 11,35	19,79	8,11 14,98	23,02	9,71 8,52	18,22	10,76 9,25	20,00	9,85 8,42	18,26	10,33 11,48	21,81	82	9,75 7,79	17,54	58	8,11 14,98	23,02	15.06.2022	87	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23,02	23,02	23,02	23,02	23,02	23,02	23,02	87	3,23	0	17	ОВБ	2	6,02	24	20,23
22	Федоровский СуЭР	КНС-1	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	25 25	1977 1979	0,37 3,63	3,69	2,48 7,43	9,89	3,66 0,09	3,72	2,41 7,22	9,62	5,80 3,51	9,29	6,19 3,52	9,69	6,00 3,41	9,38	0,27 9,69	9,94	1,36 7,62	8,98	34	1,07 9,46	10,53	35	1,07 9,46	10,53	18.12.2024	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,53	10,53	10,53	10,53	10,53	10,53	10,53	35	15,72	0	7,5	ОВБ	2	3,03	12	23,22
23	Лянторский СуЭР	КНС-10	110/35/10 110/35/10	1Т 2Т	40 40	1987 1987	16,48 8,60	25,02	16,44 8,61	25,05	15,06 6,14	20,98	17,52 10,22	27,73	11,53 15,23	26,75	12,44 10,48	22,83	9,53 13,52	23,03	14,41 8,69	23,07	6,02 16,62	22,63	53	12,29 9,35	21,64	45	17,52 10,22	27,73	15.12.2021	58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27,73	27,73	27,73	27,73	27,73	27,73	27,73	58	14,27	0	12	ОВБ	2	15,73	39	26,27
24	Федоровский СуЭР	КНС-11	110/35/10 110/35/10	1Т 2Т	40 40	1989 2015	9,00 4,14	13,05	8,56 19,38	27,93	10,18 10,10	20,28	12,16 13,72	25,81	10,45 20,32	30,49	13,65 15,90	29,23	15,77 19,90	35,64	15,80 21,49	36,94	19,87 20,13	39,99	93	20,07 18,02	38,09	79	19,87 20,13	39,99	19.06.2024	93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39,99	39,99	39,99	39,99	39,99	39,99	39,99	93	2,01	0	12	ОВБ	2	27,99	70	14,01
25	Федоровский СуЭР	КНС-2	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	25 25	1979 1979	2,08 6,46	8,40	2,58 8,42	10,77	8,37 0,00	8,37	13,09 0,00	13,09	13,81 2,05	15,83	8,82 10,66	19,32	7,03 9,81	16,69	8,79 10,55	19,08	18,81 0,00	18,81	70	7,63 11,66	19,30	64	8,82 10,66	19,32	21.12.2022	64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19,32	19,32	19,32	19,32	19,32	19,32	19,32	64	6,93	0	12	ОВБ	2	7,32	29	18,93
26	Лянторский СуЭР	КНС-3	110/35/10 110/35/10	1Т 2Т	40 40	1986 1986	18,77 6,07	24,69	15,13 16,22	31,23	12,33 15,02	27,32	15,09 22,36	37,42	11,65 16,10	27,63	15,88 12,44	28,05	13,78 13,18	26,95	12,00 15,47	27,47	10,34 14,83	25,17	59	14,65 13,31	27,96	58	15,09 22,36	37,42	15.12.2021	78	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37,42	37,42	37,42	37,42	37,42	37,42	37,42	78	4,58	0	12	ОВБ	2	25,42	64	16,58
27	Федоровский СуЭР	КНС-4	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	40 40	2011 2011	2,73 2,23	4,96	8,15 5,15	13,10	2,12 3,40	5,46	6,74 4,40	11,08	6,97 5,04	12,00	5,78 6,51	12,28	8,33 5,47	13,66	5,62 6,85	12,46	14,57 0,00	14,57	34	5,71 8,44	14,15	29	14,57 0,00	14,57	19.06.2024	34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,57	14,57	14,57	14,57	14,57	14,57	14,57	34	27,43	0	10	ОВБ	2	4,57	11	37,43
28	Лянторский СуЭР	КНС-6	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	25 25	1991 1991	4,61 5,82	10,42	2,68 5,79	8,46	5,10 3,38	8,46	3,76 4,67	8,36	2,49 5,45	7,93	3,92 4,25	8,17	3,71 5,65	9,34	3,63 4,44	8,04	3,93 2,63	6,55	24	2,38 5,07	7,45	25	4,61 5,82	10,42	17.06.2020	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,42	10,42	10,42	10,42	10,42	10,42	10,42	40	15,83	0	4,9	ОВБ	2	5,52	22	20,73
29	Федоровский СуЭР	КНС-7	110/35/10 110/35/10	1Т 2Т	40 40	1989 1986	0,34 0,41	0,75	0,83 4,28	4,81	0,55 0,59	1,14	3,91 0,61	4,32	7,36 3,77	10,85	11,06 4,78	15,66	10,64 2,92	13,45	7,64 3,10	10,65	3,34 10,01	13,34	31	6,45 10,92	17,37	36	6,45 10,92	17,37	18.12.2024	36	0	0	0	0,01	0	0	0	0	0	0	0,01	17,37	17,37	17,37	17,37	17,37	17,37	17,37	36	24,63	0	6,9	ОВБ	2	10,47	26	31,53
30	Федоровский СуЭР	КНС-9	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	25 25	1988 1986	0,59 6,18	6,51	3,13 4,34	7,44	3,24 2,40	5,61	2,95 4,57	7,52	4,31 1,43	5,68	4,38 5,69	9,98	7,28 2,89	10,06	4,84 4,22	9,03	6,37 6,64	13,02	49	6,76 10,01	16,77	56	6,76 10,01	16,77	18.12.2024	56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,77	16,77	16,77	16,77	16,77	16,77	16,77	56	9,48	0	5,5	ОВБ	2	11,27	45	14,98
31	Федоровский СуЭР	КСП-4	110/10 110/10	1Т 2Т	10 10	1989 1983	0,79 0,77	1,56	1,18 0,93	2,10	0,71 0,62	1,33	1,19 0,78	1,97	0,00 1,16	1,16	1,50 0,70	2,17	1,19 0,39	1,43	2,05 0,55	2,50	0,79 0,00	0,79	7	1,53 0,53	2,06	17	2,05 0,55	2,50	20.12.2023	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	21	8,00	0	2,1	ОВБ	2	0,40	4	10,10
32	Федоровский СуЭР	Куст	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	25 25	1990 1991	0,71 5,78	6,44	5,21 3,55	8,75	5,14 4,03	9,16	11,94 10,39	22,30	2,39 6,14	8,52	11,10 12,69	23,75	4,47 2,49	6,96	13,52 8,98	22,47	10,10 12,87	22,97	86	0,00 23,94	23,94	80	0,00 23,94	23,94	18.12.2024	80	0	0	0	2,6	0	0	0	0	0	0	2,6	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	25,98	87	0,27	0	22	ОВБ	2	3,98	16	22,27
33	Лянторский СуЭР	Лямино	110/6 110/6	1Т 2Т	16 16	1990 1990	0,06 0,08	0,14	0,12 0,08	0,20	0,06 0,08	0,14	0,12 0,07	0,19	0,07 0,08	0,15	0,10 0,05	0,14	0,06 0,04	0,10	0,09 0,05	0,14	0,06 0,04	0,10	1	0,10 0,05	0,15	1	0,12 0,08	0,20	16.12.2020	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	1	16,60	0	0	ОВБ	2	0,20	1	16,60
34	Лянторский СуЭР	Лянторская	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	25 25	1990 1990	2,77 5,20	7,96	0,16 14,38	14,42	7,24 5,12	12,36	7,09 8,84	15,61	7,28 5,37	12,65	5,67 9,78	15,10	4,48 1,21	5,69	8,13 7,99	16,06	4,98 3,65	8,63	32	6,34 7,04	13,39	45	8,13 7,99	16,06	20.12.2023	54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,06	16,06	16,06	16,06	16,06	16,06	16,06	54	10,19	0	9,8	ОВБ	2	6,26	25	19,99
35	Лянторский СуЭР	Маслиховская	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	16 16	1987 1999	4,47 6,19	10,62	5,14 4,12	9,24	3,56 4,92	8,47	4,00 5,63	9,55	4,25 4,45	8,52	4,98 5,21	10,19	9,06 1,31	10,11	4,80 6,68	11,42	6,88 5,31	12,19	71	3,49 5,80	9,30	48	6,88 5,31	12,19	19.06.2024	71	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	71	4,61	0	4,8	ОВБ	2	7,39	46	9,41
36	Лянторский СуЭР	Нижне Сортымская	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	25 25	1987 1987	9,05 7,66	16,69	10,97 11,68	22,63	6,52 10,08	16,56	9,68 11,54	21,22	8,49 7,57	16,02	0,00 21,54	21,54	7,20 9,16	16,35	9,67 12,22	21,87	6,18 9,14	15,32	57	9,10 10,61	19,71	66	10,97 11,68	22,63	16.12.2020	75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22,63	22,63	22,63	22,63	22,63	22,63	22,63	75	3,62	0	0	ОВБ	2	22,63	91	3,62
37	Сургутский СуЭР	Олимпийская	110/10 110/10	1Т 2Т	40 40	2008 2008	6,07 7,37	13,44	9,61 13,01	22,62	5,53 7,83	13,36	10,78 14,44	25,21	0,08 16,06	16,10	12,76 13,46	26,21	7,10 11,13	18,23	15,21 18,44	33,65	8,33 7,67	15,99	37	11,41 14,10	25,51	53	15,21 18,44	33,65	20.12.2023	71	2,686	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33,65	33,65	33,65	33,65	33,65	33,65	33,65	71	8,35	0	1,4	ОВБ	2	32,25	81	9,75
38	Лянторский СуЭР	Песчаная	110/6 110/6	1Т 2Т	6,3 6,3	1991 2017	0,48	0,52	0,97	1,00	0,42 0,06	0,47	0,99 0,06	1,02	0,08 0,52	0,56	0,99 0,00	0,99	0,53 0,00	0,53	1,17 0,00	1,17	0,44 0,00	0,44	7	1,01 0,00	1,01	13	1,17 0,00	1,17	20.12.2023	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	19	5,44	0	0	ОВБ	2	1,17	19	5,44
39	Федоровский СуЭР	Родниковая	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	25 25	1986 1986	4,28 4,00	8,28	3,76 5,66	9,42	3,21 4,67	7,81	5,03 4,09	9,11	3,92 4,27	7,93	5,07 4,02	9,08	3,25 4,69	7,92	5,88 3,18	9,05	3,01 4,61	7,62	28	3,56 5,07	8,63	29	3,76 5,66	9,42	16.12.2020	31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	31	16,83	0	7,5	ОВБ	2	1,92	8	24,33
40	Федоровский СуЭР	Савуйская	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	16 16	1983 2006	8,52 6,28	14,80	7,06 5,39	12,44	6,49 4,84	11,30	8,98 6,02	14,95	6,63 7,15	13,78	10,13 8,85	18,93	11,35 1,70	13,05	7,27 6,22	13,40	7,30 6,36	13,66	80	5,48 9,07	14,55	76	10,13 8,85	18,93	21.12.2022	99	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18,93	18,93	18,93	18,93	18,93	18,93	18,93	99	-2,13	0	4,8	ОВБ	2	14,13	88	2,67
41	Сургутский СуЭР	Сайма	110/10 110/10	1Т 2Т	40 40	2010 1982	9,02 10,72	19,73	13,71 14,45	28,16	9,99 8,64	18,63	15,33 13,82	29,15	10,41 9,57	19,98	15,54 15,97	31,51	10,26 9,38	19,64	17,51 17,79	35,30	8,81 9,11	17,93	42	14,17 12,59	26,76	56	17,51 17,79	35,30	20.12.2023	74	0	0,008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35,30	35,30	35,30	35,30	35,30	35,30	35,30	74	6,70	0	9	ОВБ	2	26,30	66	15,70
42	Сургутский СуЭР	Северная	110/10 110/10	1Т 2Т	40 40	2005 2005	9,77 9,65	19,41	17,02 13,18	30,20	11,17 13,81	24,94	11,98 15,52	27,49	13,85 9,18	23,02	13,25 14,90	28,14	10,66 10,16	20,81	16,23 17,28	33,50	10,31 10,67	20,98	49	14,05 12,74	26,78	56	16,23 17,28	33,50	20.12.2023	70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33,50	33,50	33,50	33,50	33,50	33,50	33,50	70	8,50	0	12,6	ОВБ	2	20,90	52	21,10
43	Федоровский СуЭР	Сова	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	25 25	1989 1989	11,49 9,10	20,59	17,53 3,30	20,82	13,42 7,17	20,59	11,09 8,73	19,79	8,01 8,75	16,75	8,74 14,10	22,71	10,02 9,32	19,15	11,57 9,55	21,08	10,90 8,60	19,50	73	10,64 9,72	20,36	68	8,74 14,10	22,71	21.12.2022	76	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22,71	22,71	22,71	22,71	22,71	22,71	22,71	76	3,54	0	7,5	ОВБ	2	15,21	61	11,04
44	Сургутский СуЭР	Солкино	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	16 16	1991 1980	3,97 3,39	7,33	2,40 4,55	6,68	2,40 3,09	5,47	3,21 3,40	6,56	1,39 0,93	2,25	5,26 3,35	8,57	5,39 3,98	9,26	3,68 4,29	7,83	1,17 4,14	5,30	31	5,20 3,07	8,27	43	5,39 3,98	9,26	21.06.2023	54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,26	9,26	9,26	9,26	9,26	9,26	9,26	54	7,54	0	4,8	ОВБ	2	4,46	28	12,34
45	Сургутский СуЭР	Строительная	110/6 110/6	1Т 2Т	16 16	1974 1971	3,61 2,69	6,30	8,13 3,59	11,71	3,51 2,33	5,83	7,86 3,43	11,28	4,12 2,53	6,64	7,45 3,11	10,56	0,00 8,19	8,19	10,07 2,90	12,96	5,44 1,90	7,34	43	9,69 3,25	12,95	67	10,07 2,90	12,96	20.12.2023	68	0	0	0	1,258	0	1,1	0	0	0	0	2,358	13,11	13,11	14,10	14,10	14,10	14,10	14,10	74	3,69	0	0	ОВБ	2	14,10	88	2,70
46	Лянторский СуЭР	Сытомино	110/10 110/10	1Т 2Т	6,3 6,3	1985	0,62 0,00	0,67	1,73 0,00	1,77	0,55 0,00	0,60	1,72 0,00	1,75	1,54 0,00	1,57	1,66 0,00	1,66	0,72 0,00	0,72	1,96 0,00	1,96	0,49 0,00	0,49	7	1,53 0,00	1,53	20	1,96 0,00	1,96	20.12.2023	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	26	4,65	0	0	ОВБ	2	1,96	31	4,65
47	Сургутский СуЭР	Технолог	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	40 40	1981 1981	20,41 0,87	21,26	0,21 22,62	22,70	0,00 20,01	20,01	13,49 14,98	28,46	14,80 13,31	28,10	15,81 16,75	32,56	12,07 16,18	28,25	10,62 11,23	21,84	12,22 10,93	23,15	54	14,22 14,41	28,63	60	15,81 16,75	32,56	21.12.2022	68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32,56	32,56	32,56	32,56	32,56	32,56	32,56	68	9,44	0	28	ОВБ	2	4,56	11	37,44
48	Сургутский СуЭР	Трансгаз	110/10 110/10	1Т 2Т	25 25	2003 1989	2,64 4,04	6,68	4,19 6,41	10,59	2,74 4,54	7,27	3,52 6,67	10,14	0,14 8,54	8,60	3,56 6,36	9,90	0,00 6,65	6,65	3,95 8,31	12,24	2,39 4,20	6,59	25	4,10 5,43	9,52	32	3,95 8,31	12,24	20.12.2023	41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,24	12,24	12,24	12,24	12,24	12,24	12,24	41	14,01	0	2	ОВБ	2	10,24	41	16,01
49	Лянторский СуЭР	Транспортная	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	40 40	2007 2007	12,62 9,48	22,04	12,35 11,38	23,61	14,11 8,99	22,67	12,34 10,38	22,65	8,64 11,69	20,31	9,88 10,64	20,37	11,73 7,10	18,66	11,19 7,19	18,09	11,24 7,52	18,75	44	12,10 6,76	18,85	39	12,35 11,38	23,61	16.12.2020	49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23,61	23,61	23,61	23,61	23,61	23,61	23,61	49	18,39	0	11,9	ОВБ	2	11,71	29	30,29
50	Федоровский СуЭР	Федоровская	110/35/6 110/35/6	1Т 2Т	25 25	1974 1974	0,15 3,89	3,86	4,84 3,36	8,09	4,88 0,00	4,88	8,25 7,13	15,32	9,97 11,53	21,23	12,27 13,81	25,91	5,75 15,32	21,02	15,43 10,39	25,82	8,91 13,94	22,85	85	12,82 11,76	24,58	82	12,27 13,81	25,91	21.12.2022	86	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25,91	25,91	25,91	25,91	25,91	25,91	25,91	86	0,34	0	7,5	ОВБ	2	18,41	74	7,84

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
ПС 35-110 кВ Сургутские электрические сети АО "Россети Тюмень"																																
51	Сургутский СуЭР	Форпост	110/10	1Т	32	1979	0,29	2,45	2,61	3,02	2,17	4,38	0,43	5,10	0,35	10,29	6,54	10,79	0,14	2,41	4,03	8,28	0,20	0,32	1	0,43	2,65	7	6,54	10,79	21.12.2022	28
			110/10	2Т	32	1978	2,17		0,41		2,22		4,69		9,99		4,36		2,33		4,25		0,12			2,22			4,36			
52	Сургутский СуЭР	Черный Мыс	110/10	1Т	40	2010	5,49	10,96	9,38	16,94	5,42	10,03	9,49	16,10	5,45	11,05	9,53	16,65	5,69	10,67	9,20	17,91	4,98	10,22	24	8,57	16,09	34	9,20	17,91	20.12.2023	38
			110/10	2Т	40	2010	5,48		7,57		4,61		6,62		5,60		7,12		4,98		8,71		5,24			7,52			8,71			
53	Федоровский СуЭР	Шевченко	110/10	1Т	10	1983	0,07	0,13	0,13	0,21	0,07	0,14	0,15	0,23	0,06	0,13	0,07	0,16	0,02	0,04	0,06	0,15	0,01	0,04	0	0,04	0,10	1	0,15	0,23	15.12.2021	2
			110/10	2Т	16	1984	0,07		0,08		0,07		0,08		0,07		0,08		0,02		0,09		0,02			0,06			0,08			
54	Сургутский СуЭР	Шукшинская	110/6	1Т	25	1987	2,08	4,25	5,17	8,01	2,29	4,21	5,47	8,35	2,79	5,00	6,20	9,03	0,00	5,19	8,32	11,26	2,63	4,49	17	4,37	7,31	24	8,32	11,26	20.12.2023	38
			110/6	2Т	25	1987	2,18		2,86		1,93		2,89		2,22		2,84		5,19		2,94		1,85			2,94			2,94			
55	Сургутский СуЭР	Элегаз	110/35/6	1Т	25	1988	5,40	10,48	12,81	23,95	4,93	8,85	13,87	26,99	13,59	26,63	22,73	44,05	17,00	33,05	19,22	37,28	7,67	13,43	50	15,52	29,88	100	22,73	44,05	21.12.2022	147
			110/35/6	2Т	25	1995	5,08		11,36		4,54		13,12		13,04		21,32		16,07		18,07		5,75			14,35			21,32			
56	Сургутский СуЭР	Энергетик	110/10	1Т	40	2004	6,00	11,44	9,32	17,92	6,55	13,86	9,48	18,71	8,01	12,46	12,48	18,73	4,08	16,82	10,05	23,10	6,07	12,62	29	9,11	19,54	41	10,05	23,10	20.12.2023	49
			110/10	2Т	40	2004	5,43		8,61		7,30		9,22		4,45		6,26		12,74		13,06		6,54			10,43			13,06			
57	Федоровский СуЭР	Югорская	110/35/10	1Т	40	2013	7,12	12,71	11,59	20,89	10,77	15,13	13,59	23,62	16,19	19,21	13,63	25,33	10,02	21,04	17,36	29,21	14,96	20,57	48	17,89	27,94	58	17,36	29,21	20.12.2023	61
			110/35/10	2Т	40	2013	5,60		9,30		4,49		10,19		3,18		11,76		11,03		12,06		5,61			10,05			12,06			
58	Лянторский СуЭР	Яун-Лор	110/35/6	1Т	25	1982	8,33	16,37	12,11	23,99	9,32	18,82	14,77	28,68	15,91	29,54	13,92	30,51	8,24	30,92	16,32	31,40	16,11	32,80	123	17,42	36,11	120	17,42	36,11	18.12.2024	120
			110/35/6	2Т	25	1982	8,05		12,10		9,51		13,94		13,65		16,59		22,96		15,08		16,68			18,70			18,70			
59	Федоровский СуЭР	Вач-Лор	35/10	1Т	4	2012	0,00	0,00	0,00	0,00	0,26	0,26	0,01	0,52	0,26	0,34	0,15	0,49	0,08	0,32	0,00	0,00	0,07	0,27	6	0,21	0,49	10	0,01	0,52	15.12.2021	11
			35/10	2Т	4	2012	0,00		0,00		0,00		0,52		0,08		0,35		0,24		0,00		0,20			0,28			0,52			
60	Сургутский СуЭР	Солнечная	35/10	1Т	10	2008	0,00	0,00	0,00	0,00	1,47	4,66	3,49	7,99	2,23	4,91	3,86	8,31	3,94	5,45	4,58	10,88	2,34	5,02	47	4,22	8,66	82	4,58	10,88	20.12.2023	104
			35/10	2Т	10	2008	0,00		0,00		3,23		4,50		2,68		4,45		1,50		6,30		2,69			4,44			6,30			
ПС 35-110 кВ Урайские электрические сети АО "Россети Тюмень"																																
1	Советский УЭР	Агириш	110/10	1Т	2,5	1981	0,90	1,74	1,28	2,33	0,77	1,66	1,23	2,54	0,71	1,74	1,32	2,94	1,02	2,35	1,46	2,69	0,83	2,05	77	1,21	2,73	91	1,32	2,94	21.12.2022	98
			110/10	1Т	2,5	1988	0,84		1,05		0,89		1,31		1,03		1,62		1,33		1,22		1,22			1,51			1,62			
2	Советский УЭР	Алябьево	110/10	1Т	16	1981	3,91	5,28	5,01	7,91	3,93	5,80	6,43	7,06	2,08	3,51	4,11	5,82	3,20	4,53	3,73	5,43	3,65	5,00	29	5,34	7,42	39	5,01	7,91	16.12.2020	41
			110/10	2Т	16	1993	1,37		2,90		1,87		1,04		1,43		1,71		1,33		1,69		1,35			2,08			2,90			
3	Кондинский участок УЭР	Березовая	110/10	1Т	32	1981	0,20	0,31	6,61	15,50	0,20	0,47	6,71	13,36	0,20	0,31	8,87	8,92	0,24	0,34	7,98	8,11	0,18	0,32	1	8,07	8,18	21	6,61	15,50	16.12.2020	40
			110/10	2Т	25	1981	0,11		8,89		0,28		6,65		0,11		0,11		0,11		0,16		0,15			0,11			8,89			
4	Советский УЭР	Геологическая	110/10	1Т	16	2010	2,77	6,42	3,29	8,38	2,52	6,30	3,35	8,76	2,14	6,34	3,31	9,87	2,32	6,26	3,20	8,63	2,43	6,10	36	2,95	7,94	41	3,31	9,87	21.12.2022	51
			110/10	2Т	16	2010	3,65		5,09		3,78		5,41		4,20		6,56		3,95		5,43		3,67			4,99			6,56			
5	Советский УЭР	Даниловка	110/35/6	1Т	25	2011	5,44	10,79	4,13	10,52	3,75	10,90	5,68	12,74	5,70	12,66	4,40	12,13	5,38	11,81	4,54	11,27	9,56	18,31	68	6,60	11,83	39	9,56	18,31	19.06.2024	68
			110/35/6	2Т	25	2011	5,34		6,39		7,15		7,05		6,95		7,73		6,43		6,73		8,75			5,23			8,75			
6	ЮТЭК	Евра	110/6	1Т	25	1998	4,94	6,96	5,63	11,47	0,00	0,00	6,12	11,79	0,00	0,00	0,00	0,00	5,02	9,43	6,94	12,54	5,77	9,82	37	6,81	12,10	40	6,94	12,54	20.12.2023	42
			110/6	2Т	25	1997	2,02		5,85		0,00		5,68		0,00		0,00		4,41		5,60		4,05			5,29			5,60			
7	Урайский УЭР	Западный Толум	110/35/6	1Т	10	1981	0,60	1,18	1,06	3,11	1,03	3,07	2,59	3,56	0,98	2,84	2,23	3,23	1,05	3,12	1,03	3,25	1,03	3,46	32	1,09	3,27	27	2,59	3,56	15.12.2021	30
			110/35/6	2Т	10	1981	0,58		2,05		2,04		0,99		1,87		1,02		2,07		2,24		2,43			2,18			0,99			
8	Советский УЭР	Зеленоборская	110/10	1Т	6,3	1977	0,37	1,59	0,55	2,21	0,49	1,48	0,61	2,15	0,44	1,62	0,40	1,87	0,40	1,59	0,49	2,36	0,38	1,95	29	0,50	2,46	33	0,50	2,46	18.12.2024	33
			110/10	2Т	6,3	1977	1,22		1,66		0,99		1,53		1,18		1,48		1,19		1,87		1,57			1,96			1,96			
9	Кондинский участок УЭР	Клин	110/10	1Т	25	1988	0,13	0,30	0,16	0,29	4,24	4,34	0,17	0,29	0,14	3,08	2,98	3,14	0,13	3,42	3,31	3,40	0,14	0,25	1	0,00	0,00	0	4,24	4,34	16.06.2021	17
			110/10	2Т	25	1988	0,18		0,13		0,14		0,12		3,01		0,18		3,38		0,13		0,11			0,00			0,14			
10	Советский УЭР	Комаровская	110/35/6	1Т	10	1980	3,15	8,82	3,04	8,22	3,05	7,68	4,23	9,07	4,15	9,01	3,73	8,56	0,00	4,28	3,46	8,34	3,57	8,54	80	2,20	8,55	71	4,23	9,07	15.12.2021	76
			110/35/6	2Т	10	1980	5,67		5,18		4,62		4,83		4,87		4,83		4,28		4,88		4,97			6,35			4,83			
11	Урайский УЭР	Лазаревская	110/35/6	1Т	16	1988	7,87	15,24	9,74	16,50	10,08	19,71	11,05	17,73	9,95	16,70	10,58	17,57	10,30	16,76	8,69	19,45	9,00	18,29	107	11,20	17,38	91	10,08	19,71	16.06.2021	121
			110/35/6	2Т	16	1988	7,38		6,77		9,64		6,69		6,76		7,00		6,47		10,76		9,29			6,18			9,64			
12	Советский УЭР	Лема	110/35/6	1Т	25	2001	6,18	13,76	14,00	29,95	14,51	22,06	19,29	27,12	10,19	21,80	9,78	22,41	5,68	16,35	7,19	16,91	6,30	18,63	70	13,78	19,25	64	14,00	29,95	16.12.2020	100
			110/35/6	2Т	25	2001	7,59		15,96		7,55		7,84		11,62		12,64		10,67		9,73		12,33			5,47			15,96			
13	Кондинский участок УЭР	Леуши	110/10	1Т	25	1982	0,65	1,12	7,46	16,55	6,54	6,68	6,85	15,48	0,11	18,23	1,13	10,32	0,20	18,35	1,15	12,94	0,44	0,70	3	6,92	7,41	25	0,20	18,35	21.06.2023	68
			110/10	2Т	25	2015	0,47		9,10		0,16		8,64		18,13		9,18		18,16		11,79		0,26			0,49			18,16			
14	Урайский УЭР	Ловинская	110/35/6	1Т	25	1986	7,00	12,85	9,17	14,92	7,99	14,84	10,03	16,02	9,18	14,85	10,44	16,45	11,30	15,17	6,66	16,30	9,16	14,56	54	9,06	14,90	50	10,44	16,45	21.12.2022	55
			110/35/6	2Т	25	1986	5,85		5,75		6,85		5,99		5,67		6,00		3,88		9,64		5,40			5,85			6,00			
15	Советский УЭР	Мансийская	110/10	1Т	2,5	1977	0,16	0,32	0,21	0,45	0,18	0,33	0,14	0,58	0,19	0,39	0,17	0,45	0,19	0,39	0,33	0,57	0,26	0,42	16	0,32	0,53	18	0,14	0,58	15.12.2021	19
			110/10	2Т	2,5	1988	0,16		0,25		0,16		0,44		0,19		0,28		0,19		0,25		0,16			0,21			0,44			
16	Кондинский участок УЭР	Мортка	110/10	1Т	6,3	1992	0,08	0,16	0,11	0,19	0,16	0,24	0,32	0,39	0,27	0,27	0,00	0,19	0,08	0,16	0,09	0,18	0,09	0,18	3	0,23	0,24	3	0,32	0,39	15.12.2021	5
			110/10	2Т	6,3	1992	0,08		0,08		0,08		0,08		0,00		0,19		0,08		0,09		0,09			0,01			0,08			
17	Урайский УЭР	Мортымья	110/35/6	1Т	25	2018	9,72	16,94	7,50	15,06	8,56	15,07	6,58	16,49	7,71	14,88	9,27	15,40	3,16	9,84	3,85	10,97	4,95	8,52	32	7,03	10,04	33	9,72	16,94	17.06.2020	65
			110/35/6	2Т	25	2019	7,22		7,56		6,50		9,90		7,18		6,23		6,68		7,13		3,57			3,01			7,22			
18	Советский УЭР	Новоком сомольская	110/10	1Т	16	1988	0,63	1,23	0,06	0,50	1,28	2,43	0,95	1,90	0,18	0,35	0,66	1,23	0,69	1,22	1,13	2,69	0,17	0,24	1	0,52	1,35	7	1,13	2,69	20.12.2023	14
			110/10	2Т	16	1988	0,60		0,47		1,14		0,95		0,16		0,57		0,54		1,56		0,07			0,83			1,56			
19	Советский УЭР	Омега	110/10	1Т	25	1983	0,18	0,90	0,50	0,60	0,67	0,75	1,61	2,82	0,87	1,61	2,01	3,55	1,03	1,71	2,20	3,87	1,55	2,98	11	1,54	2,69	9	2,20	3,87	20.12.2023	13
			110/10	2Т	25	1983	0,82		0,14		0,14		1,22		0,74		1,55		0,68		1,67		1,43			1,15			1,67			
20	Советский УЭР	Самза	110/35/10	1Т	16	2015	4,66	8,09	3,88	8,50	5,38	6,24	4,27	8,30	4,05	5,47	6,68	7,28	4,07	5,77	4,81	6,84	2,42	5,22	30	1,02	9,12	48	1,02	9,12	18.12.2024	48
			110/35/10	2Т	16	2015	3,44		4,64		0,87		4,04		1,42		0,65		1,71		2,03		2,80			8,10			8,10			
21	Советский УЭР	Соболиная	110/10	1Т	25	2003	4,61	6,97	5,91	8,59	4,73	7,05	0,40	7,76	4,59	6,84	4,48	7,43	4,89	7,41	5,07	8,24	5,07	6,86	26	4,58	8,21	27	5,91	8,59	16.12.2020	29
			110/10	2Т	25	2003	2,36		2,68		2,32		7,36		2,26		2,95		2,62		3,16		1,79			3,62			2,68			
22	Советский УЭР	Советская	110/10	1Т	25	1997	2,95	2,95	3,69	3,69	2,65	2,65	4,35	4,35	2,59	2,59	5,07	5,07	3,54	3,54	4,13	4,13	0,67	0,67	3	4,31	4,31	14	5,07	5,07	21.12.2022	17
			110/10	2Т	10	2018	0,00		0,00		0,00		0,00		0,00		0,00		0,00		0,00		0,00			0,00			0,00			
23	Урайский УЭР	Сухой Бор	110/35/6	1Т	10	1970	0,09	1,22	1,84	3,51	0,90	1,35	2,11	3,41	0,89	1,41	2,18	3,91	0,09	1,03	2,96	3,75	0,82	1,39	13	2,27	3,88	32	2,18	3,91	21.12.2022	33
			110/35/6	2Т	10	1970	1,16		1,68		0,46		1,33		0,52		1,77		0,96		0,79		0,58			1,61			1,77			
24	Советский УЭР	Таежная	110/10	1Т	10	1994	0,47	0,53	0,76	0,82	0,57	0,63	0,85	0,91	0,45	0,45	0,91	0,91	0,55	0,55	0,76	0,82	0,52	0,52	5	0,78	0,78	6	0,85	0,91	15.12.2021	8
			110/10	2Т	2,5	2013	0,08		0,08		0,08		0,08		0,00		0,00		0,00		0,08		0,00			0,00			0,08			
25	Урайский УЭР	Убинская	110/6	1Т	6,3	1975	1,59	3,68	2,88	4,34	2,08	3,58	0,87	4,42	0,12	3,76	2,80	4,73	2,60	4,81	3,33	5,37	2,22	4,43	66	2,31	5,11	68	3,33	5,37	20.12.2023	72
			110/6	2Т	6,3	2005	2,10		1,46		1,50		3,55		3,68		1,93		2,22		2,04		2,20			2,80			2,04			
26	Урайский УЭР	Урай	110/35/6	1Т	25	1970	3,47	8,49	7,91	12,53	3,71	11,51	7,01	12,62	4,20	8,56	7,98	14,42	7,26	10,40	6,95	13,33	4,10	6,48	24	6,88	12,25	41	7,98	14,42	21.12.2022	48
			110/35/6	2Т	25	1970	5,02		4,62		7,80		5,61		4,36		6,44		3,14		6,38		2,38			5,37			6,44			
27	Урайский УЭР	Филипповская	110/35/6	1Т	10	1986	1,45	3,39	1,59	3,79	1,61	3,81	1,36	3,95	1,33	3,45	1,38	4,15	0,95	3,02	1,11	3,20	1,13	2,27	21	1,17	2,37	20	1,38	4,15	21.12.2022	35
			110/35/6	2Т	10	1986	1,94		2,20		2,20		2,59		2,12		2,78		2,08		2,09		1,14			1,19			2,78			
28	Советский УЭР	Хвойная	110/10	1Т	25	2010	10,97	13,17	10,70	15,65	10,97	13,13	11,01	16,48	10,97	13,28	11,46	17,48	10,97	13,87	11,39	16,67	10,97	14,40	54	13,00	17,18	57	11,46	17,48	21.12.2022	58
			110/10	2Т	25	2010	2,19		4,96		2,16		5,47		2,31		6,01		2,90		5,29		3,43			4,18			6,01			
29	Урайский УЭР	Шаим	110/10	1Т	10	1987	0,00	0,34	0,21	0,46	0,45	0,55	0,69	0,88	0,26	0,42	0,97	1,25	0,25	0,47	0,26	0,93	0,16	0,33	3	0,31	0,62	5	0,97	1,25	21.12.2022	10
			110/10	2Т	10	1987	0,00		0,25		0,12		0,19		0,16		0,28		0,22		0,68		0,16			0,31			0,28			
30	Советский УЭР	Яхлинская	110/35/6	1Т	25	1987	3,27	8,89	2,31	8,59	4,26	7,83	4,29	9,83	4,53	10,39	4,47	12,35	4,56	10,82	4,68	12,24	3,15	10,76	40	3,87	10,27	34	4,47	12,35	21.12.2022	41
			110/35/6	2Т	25	1987	5,63		6,30		3,58		5,54		5,87		7,91		6,27		7,56		7,61			6,40			7,91			

1	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
ПС 35-110 кВ Сургутские электрические сети АО "Россети Тюмень"																											
51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,79	10,79	10,79	10,79	10,79	10,79	10,79	28	22,81	0	0	ОВБ	2	10,79	34	22,81
52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17,91	17,91	17,91	17,91	17,91	17,91	17,91	38	24,09	0	5,5	ОВБ	2	12,41	31	29,59
53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	2	10,27	0	0	ОВБ	2	0,23	2	10,27
54	0	0	0	0,69	0	0,9	0	0	0	0	1,59	11,33	11,33	11,43	11,43	11,43	11,43	11,43	38	14,92	0	0	ОВБ	2	11,43	46	14,82
55	0	0	0	-3,9	9,8	0	0	0	0	0	5,9	33,38	33,38	33,38	33,38	33,38	33,38	33,38	111	-7,13	0	0	ОВБ	2	33,38	111	-7,13
56	2,844	0	0	1,669	0	0,88	0	0	0	0	2,549	23,48	23,48	23,87	23,87	23,87	23,87	23,87	50	18,52	0	4,9	ОВБ	2	18,97	47	23,03
57	0	0,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29,21	29,21	29,21	29,21	29,21	29,21	29,21	61	12,79	0	18,4	ОВБ	2	10,81	27	31,19
58	0	0	0	4,91	0	0	0	0	0	0	4,91	40,62	40,62	40,62	40,62	40,62	40,62	40,62	135	-14,37	0	5	ОВБ	2	35,62	119	-9,37
59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	11	3,68	0	0	ОВБ	2	0,52	13	3,68
60	0	0	0	2	0,247	0	0	0	0	0	2,247	11,95	11,98	11,98	11,98	11,98	11,98	11,98	114	-1,48	0	0	ОВБ	2	11,98	114	-1,48
ПС 35-110 кВ Урайские электрические сети АО "Россети Тюмень"																											
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	98	-0,32	0	0	на дому	2	2,94	98	-0,32
2	0	0	0	1,298	0	0	0	0	0	0	1,298	8,20	8,20	8,20	8,20	8,20	8,20	8,20	43	8,60	0	0	ВОП	2	8,20	51	8,60
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,50	15,50	15,50	15,50	15,50	15,50	15,50	40	18,10	0	0	ВОП	2	15,50	48	18,10
4	0	0	0	1,204	0	0	0	0	0	0	1,204	10,14	10,14	10,14	10,14	10,14	10,14	10,14	53	6,66	0	4,8	ВОП	2	5,34	33	11,46
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18,31	18,31	18,31	18,31	18,31	18,31	18,31	68	7,94	0	7,5	ВОП	2	10,81	43	15,44
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,54	12,54	12,54	12,54	12,54	12,54	12,54	42	13,71	0	3,7	ВОП	2	8,84	35	17,41
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56	30	6,94	0	3	ВОП	2	0,56	6	9,94
8	0	0	0	0,535	0	0	0	0	0	0	0,535	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	33	4,10	0	0	на дому	2	2,52	40	4,10
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,34	4,34	4,34	4,34	4,34	4,34	4,34	17	21,91	0	0	ВОП	2	4,34	17	21,91
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,07	9,07	9,07	9,07	9,07	9,07	9,07	76	1,43	0	0	ВОП	2	9,07	91	1,43
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19,45	19,45	19,45	19,45	19,45	19,45	19,45	101	-2,65	0	0	ВОП	2	19,45	101	-2,65
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29,95	29,95	29,95	29,95	29,95	29,95	29,95	100	-3,70	0	7,5	ВОП	2	22,45	90	3,80
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18,35	18,35	18,35	18,35	18,35	18,35	18,35	68	7,90	0	0	ВОП	2	18,35	73	7,90
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	55	9,80	0	0	ВОП	2	16,45	66	9,80
15	0	0	0,815	0,193	0	0	0	0	0	0	0,193	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	19	1,82	0	0	ВОП	2	0,81	32	1,82
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	5	6,22	0	0	ВОП	2	0,39	6	6,22
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,94	16,94	16,94	16,94	16,94	16,94	16,94	65	9,31	0	0	ВОП	2	16,94	68	9,31
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	14	14,11	0	0	ВОП	2	2,69	17	14,11
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	13	22,38	0	0	ВОП	2	3,87	15	22,38
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12	48	7,68	0	0	на дому	2	9,12	57	7,68
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59	29	17,66	0	0	ВОП	2	8,59	34	17,66
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,07	5,07	5,07	5,07	5,07	5,07	5,07	17	21,18	0	4	ВОП	2	1,07	4	25,18
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	33	6,59	0	0	ОВБ	2	3,91	39	6,59
24	0	0	0	0,267	0	0	0	0	0	0	0,267	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	8	9,56	0	0	ВОП	2	0,94	9	9,56
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,37	5,37	5,37	5,37	5,37	5,37	5,37	72	1,24	0	0	ВОП	2	5,37	85	1,24
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,42	14,42	14,42	14,42	14,42	14,42	14,42	48	11,83	0	3,7	ОВБ	2	10,72	43	15,53
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	35	6,35	0	0	ВОП	2	4,15	42	6,35
28	0	0	1	2,6	0	0	0	0	0	0	2,6	18,28	18,28	18,28	18,28	18,28	18,28	18,28	61	7,97	0	5	ВОП	2	13,28	53	12,97
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	10	9,25	0	0	ОВБ	2	1,25	13	9,25
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,35	12,35	12,35	12,35	12,35	12,35	12,35	41	13,90	0	0	ВОП	2	12,35	49	13,90

8 Расчеты электроэнергетических режимов ЭС ХМАО на период до 2031 года и разработка предложений по развитию электрических сетей 35 кВ и выше

В разделах 8.1 и 8.2 выполнены расчеты электроэнергетических режимов ЭС ХМАО при нормативных возмущениях в электрической сети для нормальной и основных ремонтных схем и разработаны мероприятия по развитию электрических сетей 35 кВ и выше ЭС ХМАО на период до 2031 года.

При выполнении расчётов и анализа электроэнергетических режимов согласно ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования» (далее - ГОСТ Р 58670-2019) расчеты электроэнергетических режимов выполнены для следующих расчетных температурных условий:

- режим зимних максимальных нагрузок и зимних минимальных нагрузок — при температуре воздуха для наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 — минус 42° С;
- режим зимних максимальных нагрузок и зимних минимальных нагрузок — при расчетной температуре воздуха согласно Приложению А ГОСТР 58670-2019 — 0° С;
- режим летних максимальных нагрузок — при температуре наружного воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,98 — плюс 30° С;
- режим летних максимальных нагрузок и летних минимальных нагрузок— при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца — плюс 17° С.

При выполнении анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов, в случае необходимости выполнения схемно-режимных мероприятий в послеаварийных схемах, время реализации мероприятий принято в соответствии с приказом Минэнерго России от 12.07.2018 № 548 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики»». Согласно указанным Правилам, продолжительность нормализации послеаварийного режима составляет 20 минут.

При разработке расчетных схем на 2025-2031 гг учитывалось перспективное развитие электрической сети 35 кВ и выше (вводы и реконструкция электросетевых объектов) ЭС ХМАО в соответствии с разделом 6.

Перспективное потокораспределение в нормальной схеме электрической сети ЭС ХМАО на период до 2031 г с учетом предложенных мероприятий приведено в приложении К.2 (здесь и далее указаны рисунки и таблицы, приведенные в приложении К тома 45.П032-ПЗ-Т2.3 книга 3) на рисунках К.2.1.1 - К.2.1.18 (Нефтеюганский энергорайон), К.2.2.1 - К.2.2.18 (Нижневартовский энергорайон), К.2.3.1 - К.2.3.18 (Когалымский энергорайон), К.2.4.1 - К.2.4.18 (Сургутский энергорайон), К.2.5.1 - К.2.5.18 (Урайский энергорайон), К.2.6.1 - К.2.6.18 (Няганский энергорайон).

В нормальной схеме электрической сети ЭС ХМАО в период зимнего максимума и минимума, летнего максимума и минимума нагрузок 2025-2031 годов параметры режима находятся в области допустимых значений.

8.1 Анализ режимов работы электрической сети при нормативных возмущениях в нормальной схеме

8.1.1 Нефтеюганский энергорайон

Результаты расчетов электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети показали, что перегрузки ликвидируются за счет применения схемно-режимных мероприятий, а также действием существующих АОПО.

Дополнительных мероприятий по устранению перегрузок не требуется.

8.1.2 Нижневартовский энергорайон

Как показали расчеты перспективных электрических режимов выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети в Нижневартовском энергорайоне, не выявлено.

8.1.3 Когалымский энергорайон

Как показали расчеты перспективных электрических режимов выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети в Когалымском энергорайоне, не выявлено.

8.1.4 Сургутский энергорайон

Как показали расчеты перспективных электрических режимов выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети в Сургутском энергорайоне, не выявлено.

8.1.5 Урайский и Няганский энергорайоны

Как показали расчеты перспективных электрических режимов выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети в Урайском и Няганском энергорайонах, не выявлено.

8.2 Анализ режимов работы электрической сети при нормативных возмущениях в ремонтной схеме

8.2.1 Нефтеюганский энергорайон

Результаты расчетов электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети показали, что перегрузки ликвидируются за счет применения схемно-режимных мероприятий, а также действием существующих АОПО.

Дополнительных мероприятий по устранению перегрузок не требуется.

8.2.2 Нижневартовский энергорайон

Как показали расчеты перспективных электрических режимов выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети Нижневартовского энергорайона, не выявлено.

8.2.3 Когалымский энергорайон

Как показали расчеты перспективных электрических режимов выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети Когалымского энергорайона, не выявлено.

8.2.4 Сургутский энергорайон

Как показали расчеты перспективных электрических режимов выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети Сургутского энергорайона, не выявлено.

8.2.5 Урайский и Няганский энергорайон

Результаты расчетов электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети показали, что перегрузки ликвидируются за счет применения схемно-режимных мероприятий, а также действием существующих АОПО.

Дополнительных мероприятий по устранению перегрузок не требуется.

8.3 Анализ загрузки трансформаторного оборудования 35 кВ и выше и мероприятия по устранению перегрузок

Данные о перегрузочной способности трансформаторного оборудования АО «Россети Тюмень», величине переводимой нагрузки и времени выполнения оперативных мероприятий по переводу нагрузки по сети 6, 10, 35 кВ на прилегающие центры питания приняты на основании письма АО «Россети Тюмень» от 06.02.2025 №ЧВ-111 и акта приема-передачи информации к договору № US04.1000.2025.5 от 27.01.2025 (Приложение Д).

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторного оборудования принимались для температуры окружающей среды контрольных замеров за 2020, 2021, 2022, 2023 и 2024 гг:

	2020 г	2021 г	2022 г	2023 г	2024 u
Зима	-13,3°С	-11,2°С	-22,9°С	-8,9°С	-11,5°С
Лето	14,1°С	17,2°С	12,2°С	9,6°С	11,3°С

Мероприятия по замене трансформаторов

Нефтеюганские электрические сети

ПС 110 кВ Промысловая

В таблице 8.3.1 представлены сведения о загрузке ПС 110 кВ Промысловая за период 2020–2024 годов, в таблице 8.3.2 приведены сведения о техническом состоянии и перегрузочной способности трансформаторов ПС 110 кВ Промысловая, в таблице 8.3.3 - сведения о фактической максимальной нагрузке и прогнозной загрузке ПС 110 кВ Промысловая с учетом заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения.

Таблица 8.3.1 – Сведения о загрузке ПС 110 кВ Промысловая в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения подстанции, кВ	Наименование трансформатора	$U_{ном}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{ном}$, МВА	Фактическая максимальная загрузка в день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая максимальная загрузка в день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по электрической сети напряжением 6 - 35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	ПС 110 кВ Промысловая	110	1Т	110/35/6	25	10,42	14,55	15,02	4,87	9,16	8,88	11,41	12,47	22,65	12,58	Перевод нагрузки невозможен
		110	2Т	110/35/6	25	14,37	12,93	17,11	10,04	11,99	9,20	15,03	15,71	0,00	6,71	
		110	Суммарная загрузка ПС			24,79	27,48	32,13	14,91	21,15	18,08	26,44	28,18	22,65	19,29	

Таблица 8.3.2 – Сведения о техническом состоянии и перегрузочной способности трансформаторов

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Индекс технического состояния трансформатора	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при температуре °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	ПС 110 кВ Промысловая	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	1978	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,05	1,00	1,00
		2Т	ТДТН-25000/110/35/6	1982	90	1,20	1,20	1,15	1,08	1,05	1,00	1,00

Таблица 8.3.3 – Сведения о фактической максимальной нагрузке и прогнозной загрузке ПС 110 кВ Промысловая с учетом заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения

№ п/п	Наименование подстанции 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров, МВА	Наименование подстанции, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Реквизиты договора об осуществлении технологического присоединения		Планируемый год реализации технологичес-кого присоединения	Максимальная мощность по техническим условиям, кВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о технологическом присоединении), кВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по техническим условиям с учетом коэффициента реализации, кВт	Прогнозная нагрузка, МВА					
					Дата заключения	Номер (при наличии)						2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	ПС 110 кВ Промысловая	32,13 (зима 2022 г)	ПС 110 кВ Промысловая	ООО "РН-Юганскнефтегаз", Т3/23/0010-ДТП от 02.11.2023			2025	22040	17540	35	3600	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7	39,7
2				ООО "РН-Юганскнефтегаз", Т3/23/0011-ДТП от 02.11.2023			2025	11260	6360	6	3920						

Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 21 декабря 2022 года в 22.00 московского времени и составила 32,13 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 107,1 % от Sддн (30 МВА), что превышает Sддн трансформаторов в зимний период.

В соответствии с данными АО «Россети Тюмень» коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов:

- при ТНВ минус 22,9 °С (21.12.2022) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования (1Т, 2Т) ПС 110 кВ Промысловая ниже уровня Sддн отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Промысловая расчетный объем ГАО составит 2,13 МВА в зимний период.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Промысловая планируется подключение энергопринимающих устройств ООО «РН-Юганскнефтегаз» (9,4 МВт, с учетом коэффициента реализации полная мощность составит 7,56 МВА), где предусматриваются мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Промысловая с заменой существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×25 МВА на 2х40 МВА.

Перспективная расчетная нагрузка трансформаторов 1Т, 2Т может составить 39,7 МВА в зимний период. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит в зимний период 132% от Sддн (30 МВА), что превышает Sддн трансформаторов.

В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Промысловая расчетный объем ГАО может составить 9,7 МВА в зимний период.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР на ПС 110 кВ Промысловая рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 39,7 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2х25 МВА на 2х40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию проекта, – АО «Россети Тюмень».

Планируемый год окончания реализации мероприятия – 2027 год*.

* Рекомендуемые сроки и объемы реализации мероприятий по реконструкции и строительству определены на основании анализа существующей и перспективной загрузки трансформаторного оборудования и могут быть скорректированы в соответствии с фактическими темпами роста нагрузки с учётом заключенных договоров на технологическое присоединение, а также с учётом нормативных сроков проектирования, строительства и финансирования мероприятий.

Принципиальная схема ПС 110 кВ Промысловая с учетом замены силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2х25 МВА на 2х40 МВА показана на рисунке 8.3.1.

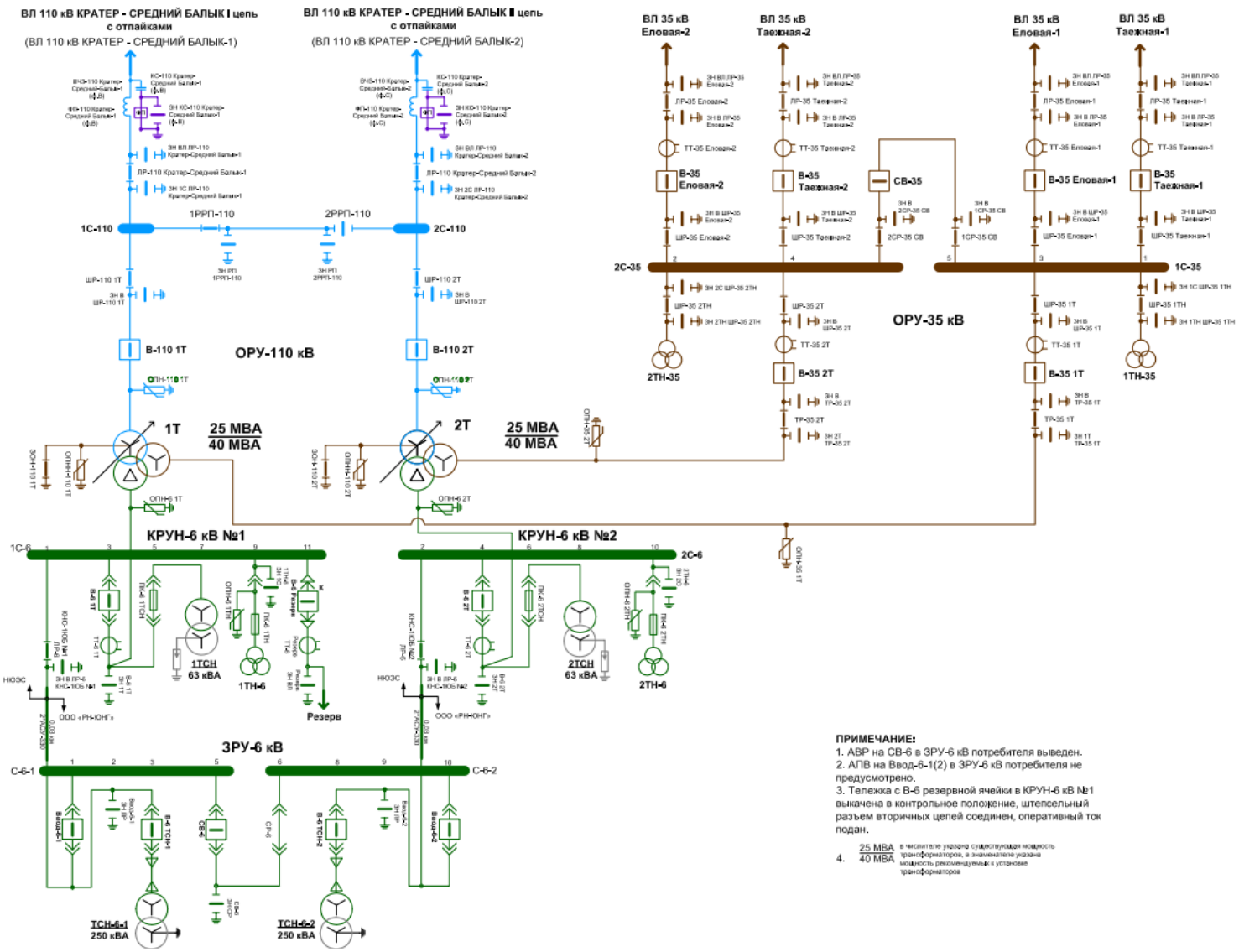

Рисунок 8.3.1 - Принципиальная схема ПС 110 кВ Промысловая с учетом замены силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2х25 МВА на 2х40 МВА

Сургутские электрические сети

ПС 110 кВ Дорожная

В таблице 8.3.4 представлены сведения о загрузке ПС 110 кВ Дорожная за период 2020–2024 годов, в таблице 8.3.5 приведены сведения о техническом состоянии и перегрузочной способности трансформаторов ПС 110 кВ Дорожная, в таблице 8.3..6 - сведения о фактической максимальной нагрузке и прогнозной загрузке ПС 110 кВ Дорожная с учетом заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения.

Таблица 8.3.4 – Сведения о загрузке ПС 110 кВ Дорожная в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения подстанции, кВ	Наименование трансформатора	$U_{ном}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{ном}$, МВА	Фактическая максимальная загрузка в день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая максимальная загрузка в день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по электрической сети напряжением 6 - 35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	ПС 110 кВ Дорожная	110	1Т	110/35/6	25	7,67	13,63	15,05	12,63	14,49	4,48	11,45	13,52	14,75	21,35	0
		110	2Т	110/35/6	25	8,68	15,22	17,07	17,08	17,87	4,41	6,54	15,49	16,76	12,36	
		110	Суммарная загрузка ПС			16,35	28,85	32,12	29,71	32,36	8,89	17,99	29,01	31,51	33,71	

Таблица 8.3.5 – Сведения о техническом состоянии и перегрузочной способности трансформаторов

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Индекс технического состояния трансформатора	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при температуре °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	ПС 110 кВ Дорожная	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	2013	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т	ТДТН-25000/110/35/6	1994	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	1,00	1,00

Таблица 8.3.6 – Сведения о фактической максимальной нагрузке и прогнозной загрузке ПС 110 кВ Дорожная с учетом заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения

№ п/п	Наименование подстанции 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров, МВА	Наименование подстанции, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Реквизиты договора об осуществлении технологического присоединения		Планируемый год реализации технологичес-кого присоединения	Максимальная мощность по техническим условиям, кВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о технологическом присоединении), кВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по техническим условиям с учетом коэффициента реализации, кВт	Прогнозная нагрузка (зима/лето), МВА					
					Дата заключения	Номер (при наличии)						2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	ПС 110 кВ Дорожная	32,36 (зима 2024 г) 33,71 (лето 2024 г)	ПС 110 кВ Дорожная	ПАО «Сургутнефтегаз»	№Т7/23/0020-ДТП (4,9 МВт) и № Т7/23/0021-ДТП (4,92 МВт) от 05.09.2023		2025	38620	28800	35	8838*	33,71	33,71	33,71	33,71	33,71	33,71

* Прирост нагрузки не учитывается в расчете перспективной нагрузки, так как учтен в контрольном замере

Фактическая максимальная нагрузка (1Т, 2Т) за отчетный летний период выявлена в летний контрольный замер 19 июня 2024 года и составила 33,71 МВА. В ПАР отключения 1Т загрузка оставшегося в работе 2Т составит 126% от Sддн (26,75 МВА), что превышает Sддн 2Т в летний период. В ПАР отключения 2Т загрузка оставшегося в работе 1Т составит 109% от Sддн (31 МВА), что превышает Sддн 1Т в летний период.

Фактическая максимальная нагрузка за отчетный зимний период выявлена в зимний контрольный замер 18 декабря 2024 года и составила 32,36 МВА. В ПАР отключения 1Т загрузка оставшегося в работе 2Т составит 108% от Sддн (30 МВА), что превышает Sддн 2Т в зимний период. В ПАР отключения 2Т загрузка оставшегося в работе 1Т составит 103,6% от Sддн (31,25 МВА), что превышает Sддн 1Т в зимний период.

В соответствии с данными АО «Россети Тюмень» коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора 1Т:

- при ТНВ минус 11,5 °С (18.12.2024 г) и при работе с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25;
- при ТНВ 11,3 ^{0}С (19.06.2024 г) и при работе с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,24.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора 2Т:

- при ТНВ минус 11,5 °С (18.12.2024 г) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2;
- при ТНВ плюс 11,3 ^{0}С (19.06.2024 г) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,07.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования (1Т, 2Т) ПС 110 кВ Дорожная ниже уровня Sддн отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Дорожная максимальный расчетный объем ГАО составит 6,96 МВА.

Действующие договоры на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Дорожная не предусматривают дополнительное увеличение максимальной мощности от энергосистемы, а заключены в целях приведения разрешенной максимальной мощности конечных заявителей к фактическому потреблению.

Перспективная расчетная нагрузка трансформаторов 1Т, 2Т может составить 33,71 МВА. Для предотвращения ввода ГАО в ПАР на ПС 110 кВ Дорожная рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 33,71 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

В действующих договорах на ТП предусматриваются мероприятия по выполнению замены существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×25 МВА на ПС 110 кВ Дорожная путем перекатки с ПС 110 кВ КНС-4 трансформаторов 2х40 МВА и реконструкция ПС 110 кВ КНС-4 в объеме замены силовых трансформаторов с 2х40 МВА на 2х25 МВА путем перекатки с ПС 110 кВ Дорожная трансформаторов 2х25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2х25 МВА на 2х40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию проекта, – АО «Россети Тюмень».

Планируемый год окончания реализации мероприятия – 2025 год*.

* Рекомендуемые сроки и объемы реализации мероприятий по реконструкции и строительству определены на основании анализа существующей и перспективной загрузки трансформаторного оборудования и могут быть скорректированы в соответствии с фактическими темпами роста нагрузки с учётом заключенных договоров на технологическое присоединение, а также с учётом нормативных сроков проектирования, строительства и финансирования мероприятий.

Принципиальная схема ПС 110 кВ Дорожная с учетом замены силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2х25 МВА на 2х40 МВА показана на рисунке 8.3.2

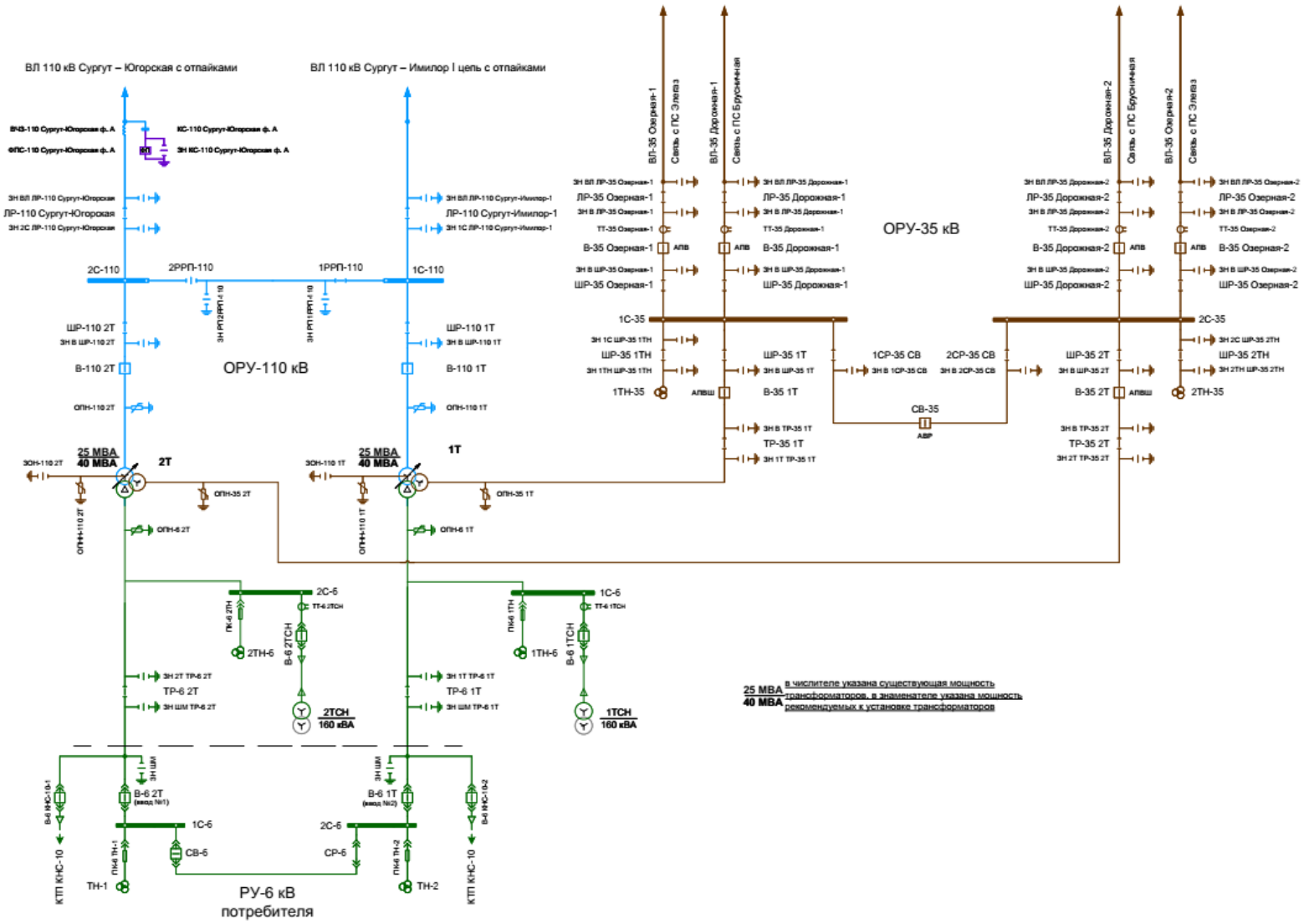

Рисунок 8.3.2 - Принципиальная схема ПС 110 кВ Дорожная с учетом замены силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2х25 МВА на 2х40 МВА

ПС 110 кВ Яун-Лор

В таблице 8.3.7 представлены сведения о загрузке ПС 110 кВ Яун-Лор за период 2020–2024 годов, в таблице 8.3.8 приведены сведения о техническом состоянии и перегрузочной способности трансформаторов ПС 110 кВ Яун-Лор, в таблице 8.3.9- сведения о фактической максимальной нагрузке и прогнозной загрузке ПС 110 кВ Яун-Лор с учетом заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения.

Таблица 8.3.7 – Сведения о загрузке ПС 110 кВ Яун-Лор в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения подстанции, кВ	Наименование трансформатора	$U_{ном}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{ном}$, МВА	Фактическая максимальная загрузка в день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая максимальная загрузка в день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по электрической сети напряжением 6 - 35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	ПС 110 кВ Яун-Лор	110	1Т	110/35/6	25	12,11	14,77	13,92	16,32	17,42	8,33	9,32	15,91	8,24	16,11	5
		110	2Т	110/35/6	25	12,10	13,94	16,59	15,08	18,69	8,05	9,51	13,65	22,96	16,68	
		110	Суммарная загрузка ПС			24,21	28,71	30,51	31,4	36,11	16,38	18,83	29,56	31,2	32,79	

Таблица 8.3.8 – Сведения о техническом состоянии и перегрузочной способности трансформаторов

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Индекс технического состояния трансформатора	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при температуре °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	ПС 110 кВ Яун-Лор	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	1982	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	1,00	1,00
		2Т	ТДТН-25000/110/35/6	1982	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	1,00	1,00

Таблица 8.3.9 – Сведения о фактической максимальной нагрузке и прогнозной загрузке ПС 110 кВ Яун-Лор с учетом заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения

№ п/п	Наименование подстанции 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров, МВА	Наименование подстанции, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Реквизиты договора об осуществлении технологического присоединения		Планируемый год реализации технологичес-кого присоединения	Максимальная мощность по техническим условиям, кВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о технологическом присоединении), кВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по техническим условиям с учетом коэффициента реализации, кВт	Прогнозная нагрузка, МВА					
					Дата заключения	Номер (при наличии)						2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	ПС 110 кВ Яун-Лор	36,11 (зима 2024 г)	ПС 110 кВ Яун-Лор	ПАО «Сургутнефтегаз» №Т7/23/0022-ДТП (4,91 МВт) от 5.09.2023			2025	18110	13200	35, 6	4419	40,62	40,62	40,62	40,62	40,62	40,62

Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 18 декабря 2024 года и составила 36,11 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 120,3 % от Sддн (30 МВА), что превышает Sддн трансформаторов в зимний период.

В соответствии с данными АО «Россети Тюмень» коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов:

- при ТНВ минус 11,5 °С (18.12.2024) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможен перевод нагрузки на ПС 110 кВ Быстринская по ВЛ 35 кВ Кустовая-1,2 и на ПС 110 кВ Дальняя, Брусничная по ВЛ 35 кВ Куст 421-1,2 до 5 МВА.

В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Яун-Лор после СРМ расчетный объем ГАО составит 1,11 МВА в зимний период.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Яун-Лор планируется подключение энергопринимающих устройств ПАО «Сургутнефтегаз» (4,91 МВт, с учетом коэффициента реализации полная мощность 4,51 МВА), где предусматриваются мероприятия по выполнению замены существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×25 МВА на ПС 110 кВ Яун-Лор путем перекатки с ПС 110 кВ Транспортная трансформаторов 2х40 МВА и реконструкция ПС 110 кВ Транспортная в объеме замены силовых трансформаторов с 2х40 МВА на 2х25 МВА путем перекатки с ПС 110 кВ Яун-Лор трансформаторов 2х25 МВА.

Перспективная расчетная нагрузка трансформаторов 1Т, 2Т может составить 40,62 МВА в зимний период. В ПАР отключения одного из трансформаторов с учетом СРМ загрузка оставшегося в работе трансформатора составит в зимний период 118,7% от Sддн (30 МВА), что превышает Sддн трансформаторов. Расчетный объем ГАО может составить 5,62 МВА в зимний период.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР на ПС 110 кВ Яун-Лор рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 35,62 МВА (с учетом СРМ). Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2х25 МВА на 2х40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию проекта, – АО «Россети Тюмень».

Планируемый год окончания реализации мероприятия – 2025 год*.

* Рекомендуемые сроки и объемы реализации мероприятий по реконструкции и строительству определены на основании анализа существующей и перспективной загрузки трансформаторного оборудования и могут быть скорректированы в соответствии с фактическими темпами роста нагрузки с учётом заключенных договоров на технологическое присоединение, а также с учётом нормативных сроков проектирования, строительства и финансирования мероприятий.

Принципиальная схема ПС 110 кВ Яун-Лор с учетом замены силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2х25 МВА на 2х40 МВА показана на рисунке 8.3.3.

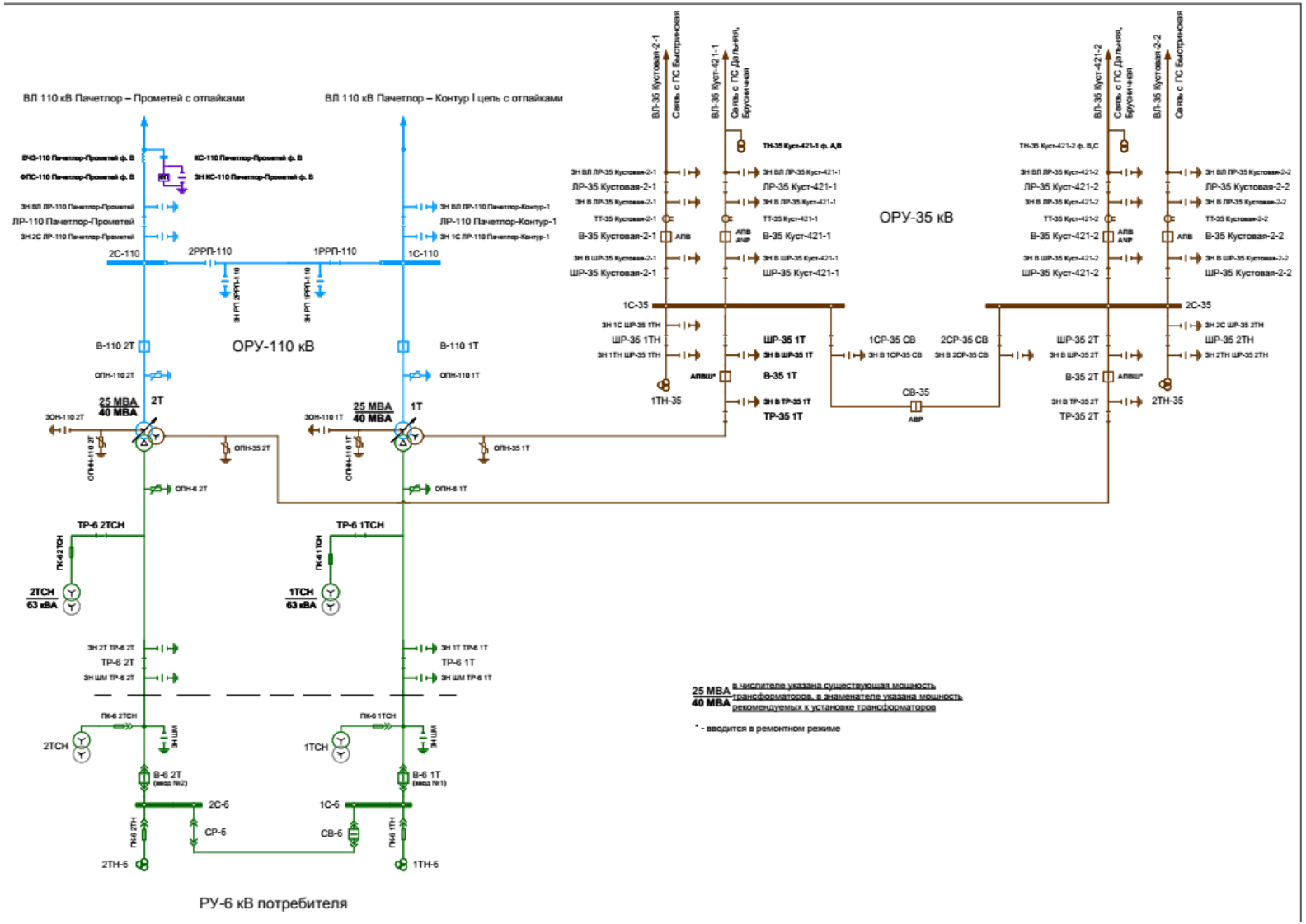

Рисунок 8.3.3 - Принципиальная схема ПС 110 кВ Яун-Лор с учетом замены силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2х25 МВА на 2х40 МВА

ПС 110 кВ Элегаз

В таблице 8.3.10 представлены сведения о загрузке ПС 110 кВ Элегаз за период 2020–2024 годов, в таблице 8.3.11 приведены сведения о техническом состоянии и перегрузочной способности трансформаторов ПС 110 кВ Элегаз, в таблице 8.3.12 сведения о фактической максимальной нагрузке и прогнозной загрузке ПС 110 кВ Элегаз с учетом заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения.

Таблица 8.3.10 – Сведения о загрузке ПС 110 кВ Элегаз в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения подстанции, кВ	Наименование трансформатора	$U_{ном}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{ном}$, МВА	Фактическая максимальная загрузка в день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая максимальная загрузка в день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по электрической сети напряжением 6 - 35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	ПС 110 кВ Элегаз	110	1Т	110/35/6	25	12,81	13,87	22,73	19,22	15,52	5,40	4,93	13,59	17,00	7,67	0
		110	2Т	110/35/6	25	11,36	13,12	21,32	18,07	14,35	5,08	4,54	13,04	16,07	5,75	
		110	Суммарная загрузка ПС			24,17	26,99	44,05	37,29	29,87	10,48	9,47	26,63	33,07	13,42	

Таблица 8.3.11 – Сведения о техническом состоянии и перегрузочной способности трансформаторов

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Индекс технического состояния трансформатора	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при температуре °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	ПС 110 кВ Элегаз	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	1980	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	1,00	1,00
		2Т	ТДТН-25000/110/35/6	1987	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	1,00	1,00

Таблица 8.3.12 – Сведения о фактической максимальной нагрузке и прогнозной загрузке ПС 110 кВ Элегаз с учетом заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения

№ п/п	Наименование подстанции 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров, МВА	Наименование подстанции, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Реквизиты договора об осуществлении технологического присоединения		Планируемый год реализации технологич ес-кого присоединения	Максимальная мощность по техническим условиям, кВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о технологическом присоединении), кВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по техническим условиям с учетом коэффициента реализации, кВт	Прогнозная нагрузка, МВА					
					Дата заключения	Номер (при наличии)						2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	ПС 110 кВ Элегаз	37,29* (зима 2023 г)	ПС 110 кВ Элегаз	ПАО «Сургутнефтегаз» №Т7/24/0010-ДТП (4,9 МВт) от 22.03.2024 и № Т7/24/0011-ДТП (4,9 МВт) от 22.03.2024			2026	48252	38452	35	8820**	37,29	37,29	37,29	37,29	37,29	37,29

*) - учтена максимальная загрузка трансформаторов за отчетный зимний контрольный замер 2023 г, т.к. максимальная нагрузка за отчетный зимний контрольный замер 2022 г была нехарактерной

**) - Прирост нагрузки не учитывается в расчете перспективной нагрузки, так как учтен в контрольном замере

Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 21 декабря 2022 года в 10.00 московского времени и составила 44,05 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 146,8 % от Sддн (30 МВА), что превышает Sддн трансформаторов в зимний период. Анализ контрольного замера показал, что выявленная перегрузка зафиксирована только в 10-00, в другие часы - загрузка была от 32,4 до 35,5 МВА, загрузка в 10-00 была нехарактерной.

В расчете перспективной загрузки учтена максимальная загрузка трансформаторов за отчетный зимний контрольный замер 11 декабря 2023 года в 20.00 московского времени, которая составила 37,29 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 125 % от Sддн (29,86 МВА), что превышает Sддн трансформаторов в зимний период.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов:

- при ТНВ минус 8,9 °С (11.12.2023) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,19.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования (1Т, 2Т) ПС 110 кВ Элегаз ниже уровня Sддн отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Элегаз расчетный объем ГАО составит 7,43 МВА.

Действующие договоры на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Элегаз не предусматривают дополнительного увеличения максимальной мощности от энергосистемы, а заключены в целях приведения разрешенной максимальной мощности конечных заявителей к фактическому потреблению, за исключением договора ТП объектов электросетевого хозяйства ООО «ЮТЭК-РС», в рамках которого планируется перевод нагрузок в объёме 3,9 МВт с ПС 110 кВ Элегаз на ПС 110 кВ Блочная (с ПС 35 кВ №68 на вновь сооружаемую ПС 35 кВ Дачная).

Перспективная расчетная нагрузка трансформаторов 1Т, 2Т может составить 33,39 МВА (с учетом перевода нагрузки на ПС 110 кВ Блочная). В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Элегаз загрузка второго составит 112 % от Sддн (29,86 МВА), что превышает Sддн трансформаторов. Расчетный объем ГАО составит 3,53 МВА в зимний период.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР на ПС 110 кВ Элегаз рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 33,39 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

В действующих договорах на ТП предусматриваются мероприятия по выполнению замены существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×25 МВА на ПС 110 кВ Элегаз путем перекатки с ПС 110 кВ Ладья трансформаторов 2х40 МВА и реконструкция ПС 110 кВ Ладья в объеме замены силовых трансформаторов с 2х40 МВА на 2х25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию проекта, – АО «Россети Тюмень».

Планируемый год окончания реализации мероприятия – 2026 год*.

* Рекомендуемые сроки и объемы реализации мероприятий по реконструкции и строительству определены на основании анализа существующей и перспективной загрузки трансформаторного оборудования и могут быть скорректированы в соответствии с фактическими темпами роста нагрузки с учётом заключенных договоров на

технологическое присоединение, а также с учётом нормативных сроков проектирования, строительства и финансирования мероприятий.

Принципиальная схема ПС 110 кВ Элегаз с учетом замены силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2х25 МВА на 2х40 МВА показана на рисунке 8.3.4.

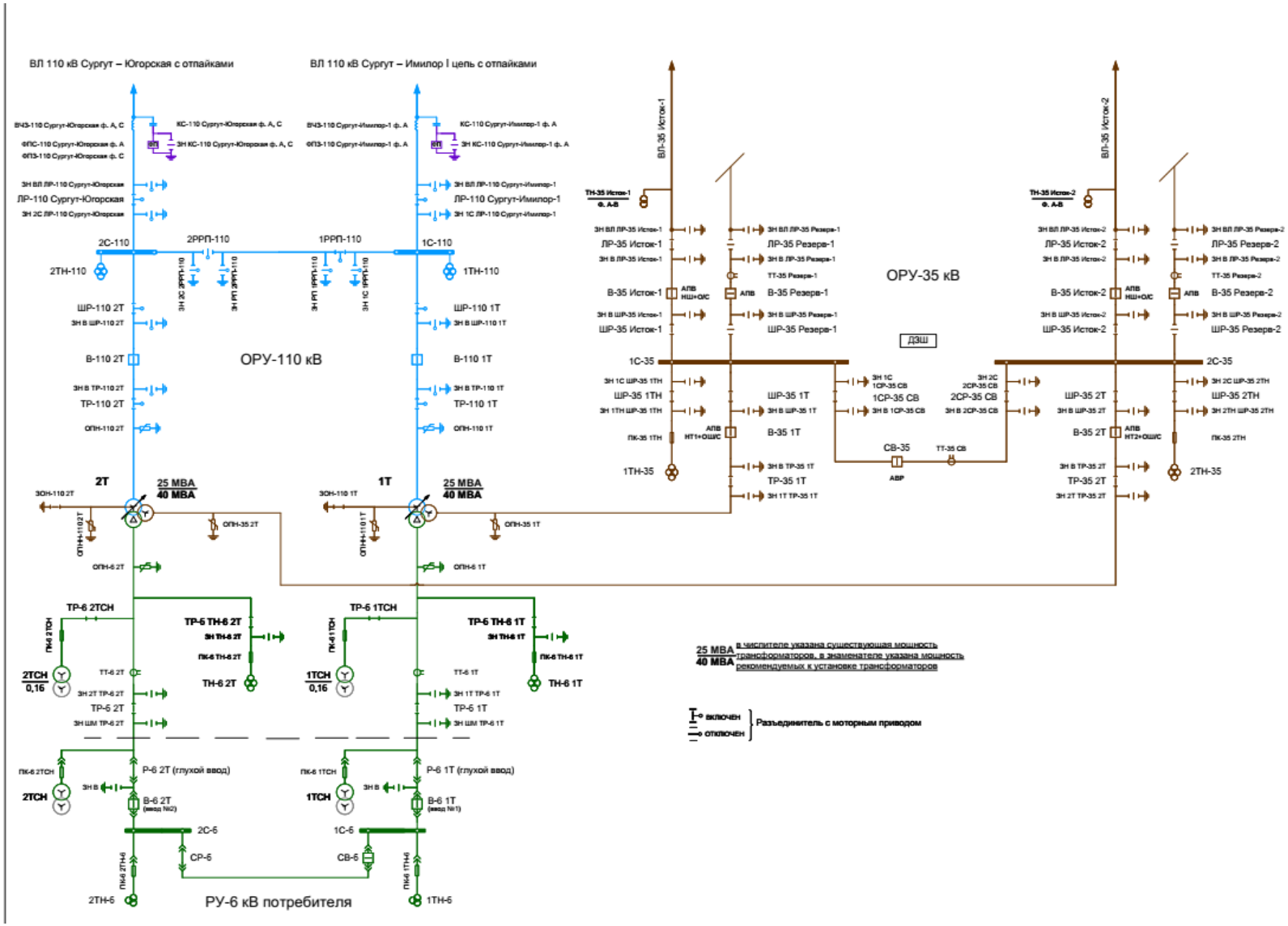

Рисунок 8.3.4 - Принципиальная схема ПС 110 кВ Элегаз с учетом замены силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2х25 МВА на 2х40 МВА

ПС 35 кВ Солнечная

В таблице 8.3.13 представлены сведения о загрузке ПС 35 кВ Солнечная за период 2020–2024 годов, в таблице 8.3.14 приведены сведения о техническом состоянии и перегрузочной способности трансформаторов ПС 35 кВ Солнечная, в таблице 8.3.15 сведения о фактической максимальной нагрузке и прогнозной загрузке ПС 35 кВ Солнечная с учетом заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения.

Таблица 8.3.13 – Сведения о загрузке ПС 35 кВ Солнечная в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения подстанции, кВ	Наименование трансформатора	$U_{ном}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{ном}$, МВА	Фактическая максимальная загрузка в день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая максимальная загрузка в день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по электрической сети напряжением 6 - 35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	ПС 35 кВ Солнечная	35	1Т	35/10	10	Н.д.	3,49	3,86	4,58	4,22	Н.д.	1,47	2,23	3,94	2,34	Перевод нагрузки невозможен
		35	2Т	35/10	10	Н.д.	4,50	4,45	6,30	4,44	Н.д.	3,23	2,68	1,50	2,69	
		35	Суммарная загрузка ПС			Н.д.	7,99	8,31	10,88	8,66	Н.д.	4,7	4,91	5,45	5,02	

Таблица 8.3.14 – Сведения о техническом состоянии и перегрузочной способности трансформаторов

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Индекс технического состояния трансформатора	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при температуре °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	ПС 35 кВ Солнечная	1Т	ТДНС-10000/35/10	2008	95	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		2Т	ТДНС-10000/35/10	2008	95	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Таблица 8.3.15 – Сведения о фактической максимальной нагрузке и прогнозной загрузке ПС 35 кВ Солнечная с учетом заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения

№ п/п	Наименование подстанции 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров, МВА	Наименование подстанции, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Реквизиты договора об осуществлении технологического присоединения		Планируемый год реализации технологичес-кого присоединения	Максимальная мощность по техническим условиям, кВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о технологическом присоединении после последнего контрольного замера), кВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по техническим условиям и АТП с учетом коэффициента реализации, кВт	Прогнозная нагрузка, МВА					
					Дата заключения	Номер (при наличии)						2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	ПС 35 кВ Солнечная	10,88 (зима 2023 г)	ПС 35 кВ Солнечная	МУП "СРЭС" №Т7/24/0033-ДТП (2 МВт) от 14.06.2024			2025	6521	4521	10	1000	11,98	11,98	11,98	11,98	11,98	11,98
				МУП "СРЭС" МО СР			2025	247	-	10	24,7						

Фактическая максимальная нагрузка за отчетный зимний период выявлена в зимний контрольный замер 20 декабря 2023 года и составила 10,88 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 103,6 % от Sддн (10,5 МВА), что превышает Sддн трансформаторов в зимний период.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов 35 кВ составляет 1,05:

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 35 кВ Солнечная перспективная расчетная нагрузка трансформаторов 1Т, 2Т составит 11,98 МВА, В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 114 % от Sддн (10,5 МВА), что превышает Sддн трансформаторов в зимний период.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования (1Т, 2Т) ПС 35 кВ Солнечная ниже уровня Sддн отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Солнечная максимальный расчетный объем ГАО составит 1,48 МВА. Для предотвращения ввода ГАО в ПАР на ПС 35 кВ Солнечная рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 11,98 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию проекта, – АО «Россети Тюмень».

Планируемый год окончания реализации мероприятия – 2025 год*.

* Рекомендуемые сроки и объемы реализации мероприятий по реконструкции и строительству определены на основании анализа существующей и перспективной загрузки трансформаторного оборудования и могут быть скорректированы в соответствии с фактическими темпами роста нагрузки с учётом заключенных договоров на технологическое присоединение, а также с учётом нормативных сроков проектирования, строительства и финансирования мероприятий.

Энергокомплекс

ПС 110 кВ Ем-Еговская

В таблице 8.3.16 представлены сведения о загрузке ПС 110 кВ Ем-Еговская за период 2020–2024 годов, в таблице 8.3.17 приведены сведения о техническом состоянии и перегрузочной способности трансформаторов ПС 110 кВ Ем-Еговская, в таблице 8.3.18 сведения о фактической максимальной нагрузке и прогнозной загрузке ПС 110 кВ Ем-Еговская с учетом заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения.

Таблица 8.3.16 – Сведения о загрузке ПС 110 кВ Ем-Еговская в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения подстанции, кВ	Наименование трансформатора	$U_{ном}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{ном}$, МВА	Фактическая максимальная загрузка в день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая максимальная загрузка в день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по электрической сети напряжением 6 - 35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	ПС 110 кВ Ем-Еговская	110	1Т	110/35/6	25	16,95	15,20	13,44	14,91	15,56	9,14	16,12	11,17	20,07	17,89	Перевод нагрузки невозможен
		110	2Т	110/35/6	25	10,32	14,17	14,20	22,73	22,61	13,02	4,85	13,38	0,00	14,80	
		110	Суммарная загрузка ПС			27,28	29,37	27,64	37,64	38,17	22,16	20,97	24,55	20,07	32,70	

Таблица 8.3.17 – Сведения о техническом состоянии и перегрузочной способности трансформаторов

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Индекс технического состояния трансформатора	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при температуре °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	ПС 110 кВ Ем-Еговская	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	1984	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	1,00	1,00
		2Т	ТДТН-25000/110/35/6	1985	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	1,00	1,00

Таблица 8.3.18 – Сведения о фактической максимальной нагрузке и прогнозной загрузке ПС 110 кВ Ем-Еговская с учетом заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения

№ п/п	Наименование подстанции 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров, МВА	Наименование подстанции, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Реквизиты договора об осуществлении технологического присоединения		Планируемый год реализации технологического присоединения	Максимальная мощность по техническим условиям, кВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о технологическом присоединении), кВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по техническим условиям с учетом коэффициента реализации, кВт	Прогнозная нагрузка, МВА					
					Дата заключения	Номер (при наличии)						2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	ПС 110 кВ Ем-Еговская	38,17 (зима 2024 г)	ПС 110 кВ Ем-Еговская	-			-	-	-	-	-	38,17	38,17	38,17	38,17	38,17	38,17

Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 18 декабря 2024 года в 17.00 московского времени и составила 38,17 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 127 % от Sддн (30 МВА), что превышает Sддн трансформаторов в зимний период.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов:

- при ТНВ минус 11,5 °С (18.12.2024) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Перевод нагрузки на другие центры питания невозможен.

Действующих договоров на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Ем-Еговская нет.

Перспективная расчетная нагрузка трансформаторов 1Т, 2Т может составить 38,17 МВА в зимний период. Расчетный объем ГАО составит 8,17 МВА в зимний период.

Согласно ТУ №Т11/22/0007 от 16.09.2022 г в районе ПС 110 кВ Ем-Еговская планируется строительство новой модульной мобильной однотрансформаторной ПС 110 кВ (ММПС) с отпайками от ВЛ 110 кВ Красноленинская – Рогожниковская 1,2 для электроснабжения существующей ПС 35/6 кВ К-37 (питается от ПС 110 кВ Ем-Еговская). В базовом варианте развития рекомендуется мониторинг загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Ем-Еговская.

9 Анализ инвестиционной программы АО «Россети Тюмень». Мероприятия, направленные на достижение плановых значений показателей надежности и качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии

Анализ инвестиционной программы (далее ИПР) АО «Россети Тюмень» (утв. приказом Минэнерго России № 45@ от 24.12.2024) показал, что в ИПР помимо объектов по действующим ТУ на ТП (раздел 6), учитывается сооружение дополнительных новых и реконструкция существующих электросетевых объектов с изменением трансформаторной мощности, сечения провода, схемы РУ,. Данный перечень представлен в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Перечень электросетевых объектов в ИПР, не включенный в ТУ на ТП с изменением трансформаторной мощности, сечения провода, схемы РУ

Наименование объекта		Новые параметры (мощность тр-ров, длина ВЛ, доп.кол-во выключателей)	Год ввода
1	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Заобье (расширение РУ 110 кВ до схемы «110-5Н»)	1 выключатель	2028
2	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Быстринская*	-	2027
Примечание - * в работе рассматривается изменение схемы на 110-5Н			

Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Быстринская

В настоящее время к ВЛ 110 кВ Полоцкая – Пимская-2, ВЛ 110 кВ Полоцкая – Агат, ВЛ 110 кВ Пимская – Агат протяженностью более 80 км каждая подключены 5 подстанций 110 кВ (4 отпайкой и 1 шлейфовым заходом), обеспечивающих электроснабжение объектов нефтегазодобычи ПАО «Сургутнефтегаз» (ПС 110 кВ Дальняя, Агат, Быстринская, Алмаз и Солкино). Фактическая максимальная нагрузка по данным подстанциям за последние 5 лет составила 101,7 МВт (контрольный замер нагрузок в 2016 году).

Оборудование, здание и сооружения, расположенные на территории подстанции ПС 110/35/6 кВ Быстринская, морально устарели и физически изношены, что подтверждено актом обследования подстанции «Быстринская» от 26.04.17 (Приложение Д). На ПС установлены трансформаторы 1Т и 2Т мощностью по 25 МВА напряжением 110/35/6 кВ, срок службы которых составляет 44 и 46 лет соответственно (1978 и 1976 год изготовления), капитальный ремонт проводился в 2020 году для 1Т и в 2014 году для 2Т.

При повреждении на линии (аварийное отключение двух цепей транзита ВЛ 110 кВ «Полоцкая – Пимская» и «Полоцкая – Агат – Пимская» со стороны ПС 220 кВ Полоцкая) происходит полное погашение ПС 110 кВ Солкино, ПС 110 кВ Алмаз и ПС 110 кВ Быстринская, что влечет за собой отключение нагрузки объемом до 50 МВт.

Инвестиционной программой АО «Россети Тюмень» предусмотрено выполнение реконструкции ПС 110 кВ Быстринская (Реконструкция ОРУ -110 кВ, ОРУ-35 кВ. КРУН-6 кВ. ОПУ, кабельного хозяйства, замена оборудования АСУ ТП, СДТУ, РЗА, выполнение охранных мероприятий видеонаблюдения и периметральной сигнализации).

Учитывая вышеизложенное, рекомендуется выполнение комплексной реконструкции ПС 110 кВ Быстринская с изменением схемы РУ 110 кВ подстанции на 110-5Н с образованием ВЛ

110 кВ Полоцкая – Быстринская с отпайками и ВЛ 110 кВ Пимская – Быстринская с отпайкой на ПС Дальняя.

Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Заобье

В настоящее время к ВЛ 110 кВ Кирьяновская-Ореховская, ВЛ 110 кВ Ореховская - Восточный и Кирьяновская - Восточный-2 протяженностью более 80 км каждая, присоединены пять подстанций 110 кВ (Ермаковская, Ореховская, Заобье, Кетовская, Новопокурская), четыре из которых подключены ответвлениями (в том числе ПС 110 кВ Заобье) с суммарной электрической нагрузкой более 60 МВт. При отключении ВЛ 110 кВ Ореховская – Восточный и ВЛ 110 кВ Кирьяновская-Восточный-2 происходит отключение нагрузки трех ПС 110 кВ, Указанные ВЛ 110 кВ проходят по труднодоступной, пойменной и заболоченной местности, возможность подъезда техники для обслуживания ВЛ имеется только 2 месяца в году (февраль, март). В связи с постоянным подмыванием фундаментов опор в районе протоки «Мулка» имеются большие риски в обеспечении бесперебойного электроснабжения потребителей.

Также существующая схема не соответствует требованиям Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем (СО 153-34.20.118-2003). утверждённых приказом Минэнерго России от 30.06.03. №281. Согласно пункту 5.28 рекомендуется осуществлять применение двухцепных ВЛ с двухсторонним питанием в системах электроснабжения крупных и крупнейших городов, а также в схемах внешнего электроснабжения потребителей транспортных систем (электрифицированные участки железных дорог, продуктопроводов и т.п.). К таким ВЛ рекомендуется присоединение не более пяти промежуточных ПС, осуществляя чередование ПС по схеме «мостик» и блочной схеме. Указанный документ может быть использован органами контроля и надзора при оценке полноты соответствия проектных решений требованиям к надежному электроснабжению потребителей.

Учитывая вышеизложенное, рекомендуется выполнение реконструкции ПС 110 кВ Заобье с изменением схемы РУ 110 кВ подстанции на 110-5Н с образованием ВЛ 110 кВ Кирьяновская – Заобье с отпайкой на ПС Ермаковская и ВЛ 110 кВ Восточный – Заобье с отпайками.

10 Мероприятия по реконструкции электрической сети 35 кВ и выше, необходимые к реализации по техническому состоянию

Реконструкция ВЛ 110 кВ Западно-Камынская – Пимская-2 отпайка на ПС 110 кВ Сытомино с отпайкой на ПС 110 кВ Песчаная

В настоящее время электроснабжение населенных пунктов Сытомино, Лямина, Песчаное, Горный осуществляется от ПС 110 кВ Сытомино и ПС 110 кВ Песчаная по одноцепной ВЛ 110 кВ, подключенной отпайкой к ВЛ 110 кВ Западно-Камынская – Пимская-2.

Указанная ВЛ 110 кВ введена в работу в 1986 году, срок эксплуатации составляет 35 лет (нормативный срок эксплуатации – 35 лет). По итогам технического обследования ВЛ 110 кВ (акт осмотра технического состояния от 22.09.2017 №43, книга 4 настоящей работы) требуется выполнение реконструкции ВЛ с выполнением таких работ, как:

- порядка 100 опор требуют замены;
- 7 опор требуют ремонта свай;
- 10 опор требуют перестановки на новый фундамент;
- требуется ремонт провода в 7 пролетах и грозозащитного троса в 6 пролетах.

На основании акта осмотра технического состояния от 22.09.2017 №43 необходимо предусмотреть реконструкцию ВЛ в базовом варианте развития.

По данным АО «Россети Тюмень» в проект ИПР включен титул "Проектирование реконструкции ВЛ 110 кВ на ПС Сытомино с отпайкой на ПС Песчаная". В проект ИПР объект включён в объёме проектирования со стоимостью 48,56 млн.р. Год реализации ПИР – 2029 г.

Для усиления электроснабжения ПС 110 кВ Сытомино и Песчаная рассмотрено три электросетевых варианта в книге 2 настоящей работы.

11 Расчеты токов КЗ в ЭС ХМАО на период до 2031 года

С целью оценки токов КЗ и проверки соответствия отключающей способности коммутационного оборудования токам КЗ в работе произведены расчеты токов КЗ для базового варианта развития электрических сетей 35 кВ и выше энергосистемы ХМАО на год разработки комплексной программы (2025 г) и на перспективу 2026–2031 годов.

Для рассматриваемого расчетного периода расчетная модель энергосистемы ХМАО учитывает сетевое строительство, включая реализацию рекомендованных мероприятий по реконструкции существующих и строительству новых объектов, вывод генерирующего оборудования из эксплуатации, а также ввод новых генерирующих мощностей.

Проверка оборудования на соответствие действию токов КЗ проводится в соответствии с:

- ГОСТ Р 52736-2007 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания»;
- ГОСТ Р 52565-2006 «Выключатели переменного тока на напряжении от 3 до 750 кВ. Общие технические условия»;
- РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования».

Согласно п. 6 ГОСТ Р 52565-2006 «Выключатели переменного тока на напряжении от 3 до 750 кВ. Общие технические условия» коммутационная способность выключателей при КЗ должна обеспечиваться при условии, что действующее значение периодической составляющей тока КЗ $I_{\text{пт}\tau}$, отнесенное к моменту прекращения соприкосновения его дугогасительных контактов, не должно превышать номинальный ток отключения выключателя $I_{\text{о.ном}}$:

$$I_{\text{пт}\tau} < I_{\text{о.ном}}$$

Для упрощения расчетов, принимаем ток КЗ незатухающим, т.е. $I_{\text{пт}\tau} = I_{\text{п0}}$,

где $I_{\text{п0}}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в нулевой момент времени.

В качестве расчетного вида КЗ при проверке электрических аппаратов на отключающую способность принимается трехфазное или однофазное КЗ, в зависимости от того, какое из них имеет большее значение.

Проверка производилась для оборудования объектов филиала ПАО «Россети» – МЭС Урала, а также каждого из подразделений электрических сетей ХМАО:

- Когалымские электрические сети;
- Нефтеюганские электрические сети;
- Нижневартовские электрические сети;
- Сургутские электрические сети;
- Урайские электрические сети;
- Энергокомплекс.

Результаты расчетов токов КЗ в графическом и табличном виде представлены в приложении Л.

В таблицах Л.1-Л.6 приведены результаты проверки отключающей способности коммутационного оборудования 110 кВ и выше на соответствие токам КЗ.

11.1Энергообъекты Филиала ПАО «Россети» – МЭС Урала

В результате сравнения расчетных максимальных токов КЗ на шинах ПС с нормируемыми параметрами оборудования выявлено оборудование, для которого наблюдается превышение нормируемых параметров на следующих подстанциях.

ПС 220 кВ Урьевская

Анализ соответствия отключающей способности выключателя 110 кВ с номинальным током отключения 20 кА токам КЗ через соответствующие присоединения (таблица 11.1) выявил превышение номинального тока отключения выключателей типа МКП-110М-1000-20 в присоединениях ОВ-110, ШСВ-110, В-110 Лангепас-1 и В-110 Локосово-2. Требуется замена выключателей.

ПС 500 кВ Магистральная

Анализ соответствия отключающей способности выключателей 110 кВ с номинальным током отключения 20 кА токам КЗ через соответствующие присоединения (таблица 11.1) на ПС 500 кВ Магистральная выявил превышение в присоединениях В-110 Кинтус-1, 2 и В-110 Петелинская.

На ПС 500 кВ Магистральная установлена АОДС ШСВ-110 с контролем величины тока, действующая на отключение без запрета АПВ ШСВ-110.

С учетом действия АОДС на ПС 500 кВ Магистральная, ток трехфазного КЗ на 1(2) СШ 110 кВ ПС 500 кВ Магистральная составляет 13,2 (14,7) кА, ток однофазного КЗ – 13,7 (14,8) кА.

Таким образом, с учетом действия АОДС ШСВ-110 на ПС 500 кВ Магистральная отключающая способность всех выключателей ПС 500 кВ Магистральная соответствует расчетным токам КЗ.

ПС 500 кВ Белозерная

Анализ соответствия отключающей способности выключателей 220 кВ с номинальным током отключения 40 и 35,5 кА токам КЗ через соответствующие присоединения (таблица 11.1) на ПС 500 кВ Белозерная выявил превышение в присоединениях:

- В-220 5АТ;
- В-220 6АТ;
- В-220 7АТ;
- В-220 Газовая-1;
- В-220 Газовая-2;
- В-220 Компрессорная;
- В-220 Мачтовая;
- В-220 Мираж;
- ОВ-220;
- ШСВ-220.

На ПС 500 кВ Белозерная установлена АОДС 220 кВ 2АТГ и 3АТГ с контролем значения тока на стороне 220 кВ.

С учетом действия АОДС на ПС 500 кВ Белозерная, ток трехфазного КЗ на 1(2) СШ 220 кВ ПС 500 кВ Белозерная составляет 30,1(30,1) кА, ток однофазного КЗ – 32,3(32,3) кА. Таким

образом на ПС 500 кВ Белозерная выключатели 220 кВ ПС 500 кВ Белозерная проходят проверку по отключающей способности.

ПС 220 кВ В.Моховая

Анализ соответствия отключающей способности выключателей 110 кВ токам КЗ через соответствующие присоединения (таблица 11.1) выявил превышение номинального тока отключения выключателя типа МКП-110Б-1000/630-20 в присоединении В-110 2Т. Требуется замена выключателя.

11.2 Когалымские электрические сети

В результате сравнения расчетных максимальных токов КЗ на шинах ПС с нормируемыми параметрами выключателей не выявлено оборудования, для которого наблюдается превышение нормируемых параметров.

11.3 Нефтеюганские электрические сети

В результате сравнения расчетных максимальных токов КЗ на шинах ПС с нормируемыми параметрами выключателей не выявлено оборудования, для которого наблюдается превышение нормируемых параметров.

11.4 Нижневартовские электрические сети

В результате сравнения расчетных максимальных токов КЗ на шинах ПС с нормируемыми параметрами выключателей не выявлено оборудования, для которого наблюдается превышение нормируемых параметров.

11.5 Сургутские электрические сети

В результате сравнения расчетных максимальных токов КЗ на шинах ПС с нормируемыми параметрами выключателей не выявлено оборудования, для которого наблюдается превышение нормируемых параметров.

11.6 Урайские электрические сети и Энергокомплекс

В результате сравнения расчетных максимальных токов КЗ на шинах ПС с нормируемыми параметрами выключателей не выявлено оборудования, для которого наблюдается превышение нормируемых параметров.

Таблица 11.1 – Проверка соответствия отключающей способности выключателей токам КЗ через присоединения

Наименование объекта	Номинальное напряжение, кВ	Наименование присоединения	Тип оборудования	Iоткл., кА	Превышение номинальных параметров	2025-2031	
						I(3ф)макс., кА	I(1ф)макс., кА
Белозерная	220	В-220 1АТГ	У-220-2000-40	40.0	-	30,7	34,3
		В-220 2АТГ			-	30,7	34,4
		В-220 5АТ	У-220-2000-40	40.0	Превышение номинального тока отключения	35,0	40,3
		В-220 6АТ	У-220-1000/2000-25	35.5	Превышение номинального тока отключения	35,0	40,3
		В-220 7АТ			Превышение номинального тока отключения	35,0	40,3
		В-220 Газовая-1	У-220-1000/2000-25	35.5	Превышение номинального тока отключения	34,8	39,7
		В-220 Газовая-2			Превышение номинального тока отключения	34,9	39,9
		В-220 Компрессорная			Превышение номинального тока отключения	34,6	40,2
		В-220 Мачтовая			Превышение номинального тока отключения	34,5	39,9
		В-220 Мираж			Превышение номинального тока отключения	31,9	37,7
		В-220 Надежда	У-220-2000-40	40.0	-	32,6	38,2
		В-220 Орбита			-	31,1	36,9
		ОВ-220	У-220-2000-40	40.0	Превышение номинального тока отключения	35,6	41,0
		ШСВ-220			Превышение номинального тока отключения	35,6	41,0
В.Моховая	110	В-110 2Т	МКП-110Б-1000/630-20	20.0	Превышение номинального тока отключения	20,4	19,1
		В-110 Слава	МКП-110Б-1000/630-20	20.0	-	19,3	18,2
		В-110 Сова-1			-	18,7	17,7
Магистральная		В-110 3АТ	МКП-110М-1000/630-20	20.0	-	15,5	15,3
		В-110 4АТ			-	15,5	15,4

Наименование объекта	Номинальное напряжение, кВ	Наименование присоединения	Тип оборудования	Iоткл., кА	Превышение номинальных параметров	2025-2031	
						I(3ф)макс., кА	I(1ф)макс., кА
		В-110 Кинтус-1			Превышение номинального тока отключения	19,3	20,3
		В-110 Кинтус-2			Превышение номинального тока отключения	19,3	20,3
		В-110 Петелинская			Превышение номинального тока отключения	19,3	20,2
		В-110 Святогор IV цепь		20.0	-	17,9	19,2
Урьевская		В-110 Васильев-1	МКП-110М-1000-20	20.0	-	17,7	19,8
		В-110 Лас-Еганская-1	МКП-110М-1000-20	20.0	-	17,8	19,7
		ОВ-110	МКП-110М-1000-20	20.0	Превышение номинального тока отключения	19,5	21,3
		ШСВ-110			Превышение номинального тока отключения	19,5	21,3
		В-110 1,2АТ			-	16,3	17,5
		В-110 Лангепас-1			Превышение номинального тока отключения	19,5	21,1
		В-110 Лас-Еганская-2			-	17,8	19,7
		В-110 Локосово-2			Превышение номинального тока отключения	18,2	20,1

12 Анализ баланса реактивной мощности в электрической сети 6-10-35 кВ и выше ЭС ХМАО. Рекомендации по вводу источников и средств компенсации реактивной мощности

В работе произведен анализ балансов реактивной мощности для электрических сетей ЭС ХМАО, а также определена необходимость установки дополнительных средств компенсации реактивной мощности.

Потребление реактивной мощности ($Q_{\text{потр.}}$) складывается из потребления реактивной мощности в узлах нагрузки ($Q_{\text{нагр.}}$), потребления СКРМ (ШР, УШР, СК, СТК) ($Q_{\text{скрм}-}$) а также из потерь реактивной мощности. Суммарные потери реактивной мощности ($\Delta Q_{\text{нагр}}$) – это алгебраическая сумма потерь мощности в сопротивлениях и проводимостях воздушных и кабельных ЛЭП ($\Delta Q_{\text{ЛЭП}}$), трансформаторах ($\Delta Q_{\text{тр}}$).

Генерация реактивной мощности ($Q_{\text{ген.}}$) складывается из генерации реактивной мощности электростанциями ($Q_{\text{ЭС}}$), генерации СКРМ (БСК, СК, СТК) ($Q_{\text{скрм}+}$), а также зарядной мощности ЛЭП ($Q_{\text{з.м. ЛЭП}}$).

Разность потребления и генерации реактивной мощности составляет внешний переток реактивной мощности ($Q_{\text{внеш}}$).

Таким образом, уравнение баланса реактивной мощности имеет вид:

$$Q_{\text{внеш.}} = Q_{\text{ген.}} - Q_{\text{потр.}},$$

где $Q_{\text{ген.}} = Q_{\text{ЭС}} + Q_{\text{скрм}+} + Q_{\text{з.м. ЛЭП}}$, $Q_{\text{потр.}} = Q_{\text{нагр}} + Q_{\text{сурм}-} + \Delta Q_{\text{нагр}}$.

Результаты расчета баланса реактивной мощности на этапы 2025–2031 годов для ЭС ХМАО для базового варианта развития, представлены в таблице 12.1.

Расчеты показали, что баланс реактивной мощности во всех рассмотренных режимах до 2031 г в нормальной схеме электрической сети ЭС ХМАО в основном характеризуется избытком реактивной мощности. При этом расчет режимов нормальных, ремонтных и послеаварийных схем не выявил снижения/повышения напряжения на шинах станций и подстанций ЭС ХМАО ниже/выше допустимых пределов. Таким образом, дополнительных мер по компенсации реактивной мощности в ЭС ХМАО не требуется.

Таблица 12.1 – Баланс реактивной мощности ЭС ХМАО на период 2025–2031 гг

Наименование	Зимний максимум нагрузки 2025 г (-42°С).	Зимний максимум нагрузки 2025 г (0°С).	Зимний минимум нагрузки 2025 г (-42°С).	Зимний минимум нагрузки 2025 г (0°С).	Летний максимум нагрузки 2025 г (17°С).	Летний максимум нагрузки 2025 г (30°С ПЭВТ).	Летний минимум нагрузки 2025 г (17°С).	Зимний максимум нагрузки 2026 г (-42°С).	Зимний максимум нагрузки 2026 г (0°С).	Зимний минимум нагрузки 2026 г (-42°С).	Зимний минимум нагрузки 2026 г (0°С).	Летний максимум нагрузки 2026 г (17°С).	Летний максимум нагрузки 2026 г (30°С ПЭВТ).	Летний минимум нагрузки 2026 г (17°С).	Зимний максимум нагрузки 2027 г (-42°С).	Зимний максимум нагрузки 2027 г (0°С).	Зимний минимум нагрузки 2027 г (-42°С).	Зимний минимум нагрузки 2027 г (0°С).	Летний максимум нагрузки 2027 г (17°С).	Летний максимум нагрузки 2027 г (30°С ПЭВТ).	Летний минимум нагрузки 2027 г (17°С).	Зимний максимум нагрузки 2028 г (-42°С).	Зимний максимум нагрузки 2028 г (0°С).
Реактивная мощность нагрузки	2493	2241	112	107	1538	1573	164	290	269	110	102	154	155	155	322	276	113	105	159	161	158	323	286
Нагрузочные потери	3817	3275	209	181	3291	3439	170	331	240	238	179	150	153	138	314	2	2	192	158	162	131	373	304
в т.ч. потери в ЛЭП	1074	921	57	50	1258	1306	61	124	72	87	52	44	45	39	134	1	1	57	47	49	39	177	118
потери в трансформаторах	2567	2176	120	98	1848	1951	75	177	137	119	94	72	74	65	149	0	0	101	77	78	59	166	153
потери Х.Х. в трансформаторах	176	178	32	33	185	182	33	31	32	32	33	34	34	34	31	1	1	34	35	34	32	30	32
Потребление реактивной мощности СКРМ (ШР, УШР, СК, СТК)	1772	1929	483	493	2307	2318	428	142	148	485	500	445	440	445	24	148	482	499	440	440	440	23	148
Суммарное потребление реактивной мощности	**8082**	**7445**	**804**	**781**	**7136**	**7330**	**762**	**763**	**657**	**832**	**781**	**749**	**748**	**738**	**661**	**425**	**596**	**796**	**757**	**763**	**728**	**719**	**737**
Генерация реактивной мощности электростанциями	3431	2706	33	17	1951	2007	83	-43	-52	26	8	53	60	72	-57	-51	33	10	59	60	76	-57	-50
Генерация реактивной мощности СКРМ (БСК, СК, СТК)	79	81	46	47	47	46	24	43	45	47	48	50	49	50	134	45	46	48	49	49	49	128	44
Зарядная мощность ЛЭП	5170	5170	746	756	5230	5205	773	844	865	851	867	895	889	894	821	14	14	896	919	919	821	915	1008
Суммарная генерация реактивной мощности	**8679**	**7956**	**825**	**820**	**7227**	**7258**	**880**	**844**	**858**	**924**	**923**	**998**	**998**	**1016**	**897**	**8**	**93**	**954**	**1027**	**1028**	**946**	**986**	**1003**
Внешний переток реактивной мощности (избыток/дефицит +/-)	**598**	**511**	**21**	**40**	**91**	**-72**	**118**	**82**	**201**	**92**	**143**	**249**	**249**	**278**	**237**	**-418**	**-503**	**158**	**270**	**265**	**217**	**266**	**265**

Наименование	Зимний минимум нагрузки 2028 г (-42°С).	Зимний минимум нагрузки 2028 г (0°С).	Летний максимум нагрузки 2028 г (17°С).	Летний максимум нагрузки 2028 г (30°С ПЭВТ).	Летний минимум нагрузки 2028 г (17°С).	Зимний максимум нагрузки 2029 - 2031 гг (-42°С).	Зимний максимум нагрузки 2029 - 2031 гг (0°С).	Зимний минимум нагрузки 2029 - 2031 гг (-42°С).	Зимний минимум нагрузки 2029 - 2031 гг (0°С).	Летний максимум нагрузки 2029 - 2031 гг (17°С).	Летний максимум нагрузки2029 - 2031 гг (30° ПЭВТ).	Летний минимум нагрузки 2029 - 2031 гг (17°С).	Паводок максимум нагрузк 2025 г.	Паводок максимум нагрузк 2026 г.	Паводок максимум нагрузк 2027 г.	Паводок максимум нагрузк 2028 г.	Паводок максимум нагрузк 2029 - 2031 гг.	Паводок минимум нагрузки 2025 г.	Паводок минимум нагрузки 2026 г.	Паводок минимум нагрузки 2027 г.	Паводок минимум нагрузки 2028 г.	Паводок минимум нагрузки 2029 - 2031 гг.
Реактивная мощность нагрузки	117	108	165	167	164	322	289	126	110	168	170	166	1414	144	147	155	158	156	145	149	154	156
Нагрузочные потери	2	241	191	183	165	403	293	327	2	195	187	170	3084	138	132	160	162	169	130	123	155	158
в т.ч. потери в ЛЭП	1	99	75	75	70	197	120	164	1	77	78	73	1217	40	40	62	63	66	38	38	65	68
потери в трансформаторах	0	108	82	76	63	177	143	129	0	83	78	65	1683	64	61	66	67	69	58	53	57	58
потери Х.Х. в трансформаторах	1	33	34	32	32	29	29	35	1	34	32	32	184	34	32	32	32	34	34	32	32	32
Потребление реактивной мощности СКРМ (ШР, УШР, СК, СТК)	483	495	440	437	443	60	147	205	494	436	435	438	1945	444	440	442	440	432	445	446	443	442
Суммарное потребление реактивной мощности	**602**	**844**	**795**	**787**	**772**	**786**	**728**	**658**	**606**	**799**	**791**	**774**	**6443**	**726**	**720**	**756**	**760**	**757**	**721**	**718**	**752**	**756**
Генерация реактивной мощности электростанциями	33	15	60	64	74	-53	-48	-25	17	64	67	77	1252	53	12	56	58	82	71	71	73	74
Генерация реактивной мощности СКРМ (БСК, СК, СТК)	46	48	49	49	49	104	44	112	47	49	49	49	46	50	49	49	49	49	50	50	49	49
Зарядная мощность ЛЭП	14	1009	1037	938	944	911	912	1041	15	1031	934	937	5218	893	823	941	938	774	892	827	941	940
Суммарная генерация реактивной мощности	**93**	**1072**	**1146**	**1050**	**1067**	**962**	**909**	**1128**	**79**	**1144**	**1050**	**1063**	**6517**	**995**	**885**	**1046**	**1046**	**905**	**1012**	**948**	**1064**	**1064**
Внешний переток реактивной мощности (избыток/дефицит +/-)	**-508**	**228**	**350**	**264**	**295**	**176**	**181**	**470**	**-527**	**345**	**259**	**289**	**74**	**269**	**165**	**290**	**286**	**147**	**292**	**230**	**312**	**308**

13 Рекомендации по уточнению перечня электросетевых объектов ЕНЭС в ЭС ХМАО, включенных в СиПР ЭЭС России на период 2026 - 2031 гг

Рекомендаций по уточнению перечня электросетевых объектов в ЭС ХМАО, включенных в СиПР ЭЭС России на 2026–2031 гг нет.

14 Перечень рекомендуемых мероприятий по развитию электрических сетей 35 кВ и выше ЭС ХМАО и укрупненные капитальные вложения в их реализацию

Для рекомендуемых мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и выше в ЭС ХМАО-Югры определены объемы электросетевого строительства и выполнена оценка капитальных вложений в их реализацию.

Стоимость реализации мероприятий по сетевому строительству определена с использованием Укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства, утвержденные приказом Министерства энергетики РФ от 26 февраля 2024 г №131 (далее УНЦ).

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах на 01.01.2025 года применен индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал (1,19), указанный в Прогнозах социально-экономического развития Российской Федерации (дата публикации 02.10.2024).

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и выше ЭС ХМАО на период до 2031 года приведены в таблице 14.1. Комплексная программа развития электрических сетей 35 кВ и выше ЭС ХМАО на период до 2031 года приведена в приложении Б.

Таблица 14.1 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и выше ЭС ХМАО

№ п/п	Наименование проекта (строительство/ реконструкция/ проектирование)	Наименование титула по ИПР филиалов ПАО «Россети», предусматривающего выполнение рекомендуемого мероприятия	Параметры		Год ввода по СиПР ЭЭС, предложениям к СиПР ЭЭС	Год ввода/ параметры по ИПР ДЗО ПАО «Россети»**	Исполнитель	Краткое техническое обоснование необходимости реализации мероприятия	Источник данных по стоимости	Стоимость в текущих ценах на 01.01.2025 г, млн руб. с НДС*
			Цепность х км	МВ.А / Мвар						
1	Строительство ПС 110/35/6 кВ Лемпино (Север) с двухцепной отпайкой от ВЛ 110 кВ Правдинская – Меркурий I,II цепь	Подстанция 110/35/6 кВ "Север" с питающей ВЛ 110 кВ Приразломного месторождения (новое строительство ПС с трансформаторной мощностью 2х40 МВ.А и ВЛ протяженностью 2х5 км)	2х5,04	2х40	2027	2029/ 10 км 80 МВА	АО «Россети Тюмень»	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «НК «Роснефть»	ИПР АО «Россети Тюмень»	1889,86
2	Строительство ПС 110 кВ Чупальская-2 (Соколова) с двухцепной отпайкой от ВЛ 110 кВ Чупальская - Кузоваткинская - 1,2	ПС 110/35/6 кВ Московская (Соколова) с ВЛ 110 кВ (новое строительство ПС с трансформаторной мощностью 2х40 МВА и ВЛ протяженностью 2х2,44 км и 1х0,33 км)	2х2,44+ 1х0,33	2х40	2025	2025/ 5,21 км 80 МВА	АО «Россети Тюмень»	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «НК «Роснефть»	ИПР АО «Россети Тюмень»	2509,12
3	Строительство надстройки 220 кВ на ПП 110 кВ Угутский (ПС 220 кВ Погорелова) трансформаторной мощностью 250 МВ.А (2х125 МВ.А) Строительство ВЛ 220 кВ Святогор - Погорелова I, II цепь ориентировочной протяженностью 159,874 км	Надстройка 220 кВ на ПП 110 кВ Угутский с ВЛ 220 кВ Святогор - Угутский (строительство надстройки с трансформаторной мощностью 2х125 МВ.А и ВЛ протяженностью 2х79,937 км)	2х79,937	2х125	2027	2028 159,874 км 250 МВА	АО «Россети Тюмень»	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств ПАО "НК «Роснефть», ООО «КанБайкал», СиПР ЭЭС России на 2026-2031 годы	ИПР АО «Россети Тюмень»	7970,52
	Реконструкция ПП 110 кВ Угутский с расширением ОРУ 110 кВ на 2 линейные ячейки 110 кВ		-	-			АО «Россети Тюмень»			
	Реконструкция ПС 500 кВ Святогор (расширение ОРУ 220 кВ на две линейные ячейки)	Реконструкция ПС 500 кВ Святогор (расширение РУ 220 кВ на две линейные ячейки) (для ТП объектов электросетевого хозяйства АО «Россети Тюмень»)	-	-		-	ПАО «Россети»		ИПР ПАО «Россети»	299,96
4	Реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Болчары до схемы «две рабочие системы шин» (220-13) с установкой четырех новых выключателей 220 кВ и двух АТ 220/110 кВ мощностью 125МВА каждый (2х125 МВА). Сооружение РУ 110 кВ Болчары по схеме «две рабочие системы шин» (110-13) с установкой 5 выключателей 110 кВ	-	-	2х125	2028	-	ПАО «Россети»	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств ПАО "НК "Роснефть", АО "НК "Конданефть"	Оценка капитальных затрат	3921,6
	Сооружение двухцепного участка ЛЭП 110 кВ Болчары – Невская проводом АС-120 ориентировочной длиной 65 км с организацией ВЛ 110 кВ Болчары – Батово I, II цепь с отпайками	ВЛ 110 кВ от РУ 110 кВ ПС 220 кВ Болчары до точки врезки в ВЛ 110 кВ Батово – Чапровская I, II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Невская с образованием ВЛ 110 кВ Болчары – Батово I, II цепь с отпайками (новое строительство участка двухцепной ВЛ ориентировочной протяженностью 2х65 км) (проектирование)	2х65		2028	2028 ПИР	АО «Россети Тюмень»			
	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от реконструируемой ПС 110 кВ Батово до точки врезки в ВЛ 110 кВ Снежная – Фоминская-1,2 с образованием ВЛ 110 кВ Снежная – Батово I,II цепь с отпайкой на ПС Горноправдинская и ВЛ 110 кВ Батово		8,0639	-	2028					

№ п/п	Наименование проекта (строительство/ реконструкция/ проектирование)	Наименование титула по ИПР филиалов ПАО «Россети», предусматривающего выполнение рекомендуемого мероприятия	Параметры		Год ввода по СиПР ЭЭС, предложениям к СиПР ЭЭС	Год ввода/ параметры по ИПР ДЗО ПАО «Россети»**	Исполнитель	Краткое техническое обоснование необходимости реализации мероприятия	Источник данных по стоимости	Стоимость в текущих ценах на 01.01.2025 г, млн руб. с НДС*
			Цепность х км	МВ.А / Мвар						
	– Фоминская I,II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Выкатная (с использованием ВЛ 110 кВ по п.7)									
	Замена провода ВЛ 110 кВ Батово – Фоминская I,II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Выкатная на участке от ПС 110 кВ Фоминская до отпайки на ПС 110 кВ Выкатная на провод АС-150		2х6,141	-	2028					
5	Строительство ПС 110/35/6 кВ в районе Усть- Балыкского месторождения (Ямская) с ВЛ 110 кВ СП Лосинка - Ямская-1,2	ПС 110/35/6 кВ Юганская 2 с ВЛ 110 кВ (новое строительство ПС с трансформаторной мощностью 2х40 МВА и ВЛ протяженностью 2х25,52 км)	2х25,3	2х40	2026	2027/ 50,58 км 80 МВА	АО «Россети Тюмень»	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств ПАО "НК "Роснефть"	ИПР АО «Россети Тюмень»	3776,52
	СП 110 кВ в районе ПС 110 кВ Лосинка с двумя линейными ячейками с присоединением к ПС 110 кВ Лосинка	СП 110 кВ Лосинка (строительство секционирующего пункта 110 кВ с установкой 2-х линейных ячеек 110 кВ)	-	-		2027			ИПР АО «Россети Тюмень»	365,42
6	Строительство ПС 110 кВ Аметист (Пойковская-2)	-	-	2х40	2026	-	ПАО «НК «Роснефть»	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств ПАО "НК "Роснефть", СиПР ЭЭС России на 2026-2031 годы	Оценка капитальных затрат	573,73
	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Правдинская – Аметист I,II цепь	-	2х17,11	-		-			Оценка капитальных затрат	342,43
	Строительство ПС 110 кВ Водозабор-2 с двухцепной отпайкой от ВЛ 110 кВ Правдинская – Аметист I, II цепь	-	2х42,35	2х40	2026	-			Оценка капитальных затрат	1408,85
	Расширение ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Правдинская на две линейные ячейки 110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Правдинская (организация каналов УПАСК, расширение ОРУ 110 кВ на две линейные ячейки, установка третьего АТ 220/110 кВ мощностью 125 МВ.А) и Реконструкция ПС 500 кВ Святогор (установка АОПО, организация каналов УПАСК) (для ТП энергопринимающих устройств ПАО «НК «Роснефть»)	-	-	2026	-	ПАО «Россети»		ИПР ПАО «Россети»	736,74
	Реконструкция ОРУ 110 кВ и 220 кВ ПС 220 кВ Правдинская с установкой и подключением третьего АТ 220/110 кВ мощностью 125 МВ.А на ПС 220 кВ Правдинская через два выключателя 220 и 110 кВ		-	125	2026					
7	Строительство ПС 110/35/6 кВ Восточно-Сургутская-2 (Брест) с ВЛ 110 кВ Вектор – Восточно-Сургутская-2 I, II цепь	-	2х28,5	2х40	2027	-	ПАО «НК «Роснефть»	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств ПАО "НК "Роснефть"	Оценка капитальных затрат	1180,38
	Расширение ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Вектор на две линейные ячейки 110 кВ	-	-	-		-	ПАО «Россети»		Оценка капитальных затрат	80,21
8	Строительство ПС 110/35/6 кВ Полюс	-	-	2х40	2025	-	ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО "ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь"	Оценка капитальных затрат	573,73
	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Когалым - Полюс I,II цепь	-	2х47,988	-		-			Оценка капитальных затрат	1033,28
	Расширение ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Когалым на две линейные ячейки	Реконструкция ПС 220 кВ Когалымская (расширение РУ 110 кВ на две ячейки, организация	-	-		2024	ПАО «Россети»		Оценка капитальных затрат	155,0

№ п/п	Наименование проекта (строительство/ реконструкция/ проектирование)	Наименование титула по ИПР филиалов ПАО «Россети», предусматривающего выполнение рекомендуемого мероприятия	Параметры		Год ввода по СиПР ЭЭС, предложениям к СиПР ЭЭС	Год ввода/ параметры по ИПР ДЗО ПАО «Россети»**	Исполнитель	Краткое техническое обоснование необходимости реализации мероприятия	Источник данных по стоимости	Стоимость в текущих ценах на 01.01.2025 г, млн руб. с НДС*
			Цепность х км	МВ.А / Мвар						
		каналов УПАСК), реконструкция ПС 500 Кирилловская (организация каналов УПАСК) и реконструкция ПС 110 кВ Уральская (установка АОПО, организация каналов УПАСК) (для технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»))								
9	Строительство участка двухцепной ВЛ 35 кВ ориентировочной протяженностью 10 км маркой провода АС -120 от ячеек 35 кВ Резерв-1,2 ПС 110 кВ Элегаз до точки врезки в существующие ВЛ 35 кВ «Восточная - 1, 2» в районе БСВ-35 кВ с переводом питания ПС 35/6 кВ № 121, № 68 от вновь сооружаемой ВЛ 35 кВ	Установка средств учета электрической энергии на ПС 110/35/6 кВ Элегаз для подключения энергопринимающих устройств ООО «СГЭС» ПКУ по 35 кВ – 2 шт.)	-	-	2025	2025	АО «Россети Тюмень»	ТУ на ТП Т7/24/0020-ТУ от 03.07.2024	ИПР АО «Россети Тюмень»	0,22
		-	2х10	-	2025	2025	ООО «СГЭС»		Оценка капитальных затрат	194,7
10	Строительство новой ПС на 3-Вар.м/р с отпайкой от ВЛ 110 кВ Северный Варьеган – Таврическая,1	-	1х3	1х10	2025	-	ПАО НК "РуссНефть"	Для подключения энергопринимающих устройств НВ- ПАО НК "РуссНефть"	Оценка капитальных затрат	294,3
11	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Заобье (расширение РУ 110 кВ до схемы «110-5Н»)	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Заобье (расширение ОРУ-110 кВ до схемы «110-5Н», замена выключателей 110 кВ 3 шт; разъединителей 110 кВ 8 шт; ОПУ)	-	-	2029	2029	АО «Россети Тюмень»	Повышение надежности электроснабжения потребителей	ИПР АО «Россети Тюмень»	948,82
12	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Быстринская (расширение РУ 110 кВ до схемы «110-5Н»)	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Быстринская (реконструкция ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ, КРУН-6 кВ, ОПУ, кабельного хозяйства, замена оборудования АСУ ТП, СДТУ, РЗА, выполнение охранных мероприятий видеонаблюдения и периметральной сигнализации)	-	-	2029	2029	АО «Россети Тюмень»	Повышение надежности электроснабжения потребителей	ИПР АО «Россети Тюмень»	1098,42
13	Реконструкция ВЛ 110 кВ Западно-Камынская – Пимская-2 отп. на ПС 110 кВ Сытомино с отпайкой на ПС 110 кВ Песчаная	Проектирование реконструкции ВЛ 110 кВ на ПС Сытомино с отпайкой на ПС Песчаная	46,83	-	2029 ПИР	2029 ПИР	АО «Россети Тюмень»	Устранение дефектов ВЛ в соответствии с Актом технического состояния от 22.09.2017 № 43	ИПР АО «Россети Тюмень»	52,93
14	Реконструкция ПС 110 кВ Промысловая с заменой существующих трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Промысловая (реконструкция ОРУ-110, ОРУ-35, КРУН-6, ТСО, установка ОПУ, замена силовых трансформаторов с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА до 80 МВА с сооружением ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 2х1,8 км)	2х3	2х40	2025	2027 3,6 км 80 МВА	АО «Россети Тюмень»	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Юганскнефтегаз»	ИПР АО «Россети Тюмень»	1608,5

№ п/п	Наименование проекта (строительство/ реконструкция/ проектирование)	Наименование титула по ИПР филиалов ПАО «Россети», предусматривающего выполнение рекомендуемого мероприятия	Параметры		Год ввода по СиПР ЭЭС, предложениям к СиПР ЭЭС	Год ввода/ параметры по ИПР ДЗО ПАО «Россети»**	Исполнитель	Краткое техническое обоснование необходимости реализации мероприятия	Источник данных по стоимости	Стоимость в текущих ценах на 01.01.2025 г, млн руб. с НДС*
			Цепность х км	МВ.А / Мвар						
15	Реконструкция ПС 110 кВ Дорожная с заменой силовых трансформаторов 2х25 МВ.А на 2х40 МВ.А (путем перекатки с ПС 110 кВ КНС-4 трансформаторов 2х40 МВА) Реконструкция ПС 110 кВ КНС-4 в объеме замены силовых трансформаторов с 2х40 МВА на 2х25 МВА (путем перекатки с ПС 110 кВ Дорожная трансформаторов 2х25 МВА)	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Дорожная (увеличение трансформаторной мощности на 30 МВА до 80 МВА путем замены трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА с ПС 110/35/6 кВ КНС-4) Реконструкция ПС 110/35/6 кВ КНС-4 (уменьшение трансформаторной мощности на 30 МВА до 50 МВА путем замены трансформаторов 2х40 МВА на 2х25 МВА с ПС 110/35/6 кВ Дорожная)	-	2х40 2х25	2025	2026 80 МВА 50 МВА	АО «Россети Тюмень»	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Сургутнефтегаз»	ИПР АО «Россети Тюмень»	68,5 43,55
16	Реконструкция ПС 110 кВ Яун-Лор с заменой силовых трансформаторов 2х25 МВ.А на 2х40 МВ.А (путем перекатки с ПС 110 кВ Транспортная трансформаторов 2х40 МВА) Реконструкция ПС 110 кВ Транспортная в объеме замены силовых трансформаторов с 2х40 МВА на 2х25 МВА (путем перекатки с ПС 110 кВ Яун-Лор трансформаторов 2х25 МВА)	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Яун-Лор (увеличение трансформаторной мощности на 30 МВА до 80 МВА путем замены трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА с ПС 110/35/6 кВ Транспортная) Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Транспортная (уменьшение трансформаторной мощности на 30 МВА до 50 МВА путем замены трансформаторов 2х40 МВА на 2х25 МВА с ПС 110 кВ Яун-Лор)	-	2х40 2х25	2025	2026 80 МВА 50 МВА	АО «Россети Тюмень»	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Сургутнефтегаз»	ИПР АО «Россети Тюмень»	70,53 36,71
17	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Элегаз (увеличение трансформаторной мощности на 30 МВА до 80 МВА путем замены трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА с ПС 110/35/6 кВ Ладья) Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Ладья (уменьшение трансформаторной мощности на 30 МВА до 50 МВА путем замены трансформаторов 2х40 МВА на 2х25 МВА)	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Элегаз (увеличение трансформаторной мощности на 30 МВА до 80 МВА путем замены трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА с ПС 110/35/6 кВ Ладья) Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Ладья (уменьшение трансформаторной мощности на 30 МВА до 50 МВА путем замены трансформаторов 2х40 МВА на 2х25 МВА с ПС 110 кВ Элегаз)	-	2х40 2х25	2026	2026 80 МВА 50 МВА	АО «Россети Тюмень»	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Сургутнефтегаз»	ИПР АО «Россети Тюмень»	278,92 164,17
18	Строительство ПП 35 кВ в районе ПС 110/35/6 кВ Блочная с двумя линейными ячейками 35 кВ с присоединением ПП 35 кВ маркой провода АС-150 ориентировочной протяженностью 0,1 км к ОРУ 35 кВ ПС 110 кВ Блочная	ПП 35 кВ в районе ПС 110/35/6 кВ Блочная для подключения энергопринимающих устройств АО «ЮТЭК-Региональные сети» (строительство переключательного пункта с 2-мя линейными ячейками 35 кВ, ВЛ 35 кВ – 0,1 км, замена выключателей 35 кВ – 2 шт., разъединителей 35 кВ – 2 шт., ошиновки 35 кВ – 1 компл., установка ПУ – 2 шт.)	0,1	-	2026	2026 0,1 км	АО «Россети Тюмень»	Для присоединения объектов электросетевого хозяйства АО «ЮТЭК-Региональные сети»	ИПР АО «Россети Тюмень»	84,66

№ п/п	Наименование проекта (строительство/ реконструкция/ проектирование)	Наименование титула по ИПР филиалов ПАО «Россети», предусматривающего выполнение рекомендуемого мероприятия	Параметры		Год ввода по СиПР ЭЭС, предложениям к СиПР ЭЭС	Год ввода/ параметры по ИПР ДЗО ПАО «Россети»**	Исполнитель	Краткое техническое обоснование необходимости реализации мероприятия	Источник данных по стоимости	Стоимость в текущих ценах на 01.01.2025 г, млн руб. с НДС*
			Цепность х км	МВ.А / Мвар						
	Строительство двухцепной ВЛ 35 кВ ориентировочной протяженностью 16 км маркой провода АС-120/19 от вновь сооружаемого ПП 35 кВ до новой ПС 35/6 кВ Дачная	-	2х16	-	2026	-	АО «ЮТЭК-Региональные сети»		Оценка капитальных затрат	286,4
	Сооружение ПС 35/6 кВ Дачная		-	2х10	2026	-	АО «ЮТЭК-Региональные сети»		Оценка капитальных затрат	102,8
19	Реконструкция ВЛ 220 кВ Луговая – Сотник-1 с заменой провода ориентировочной протяженностью 2,35 км	-	2,35	-	2026	-	ПАО «Россети»	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «РН-Уватнефтегаз» СиПР ЭЭС России на 2026-2031 годы	Оценка капитальных затрат	72,7
20	Строительство новой модульной мобильной однотрансформаторной ПС 110 кВ (ММПС) с отпайками от ВЛ 110 кВ Красноленинская – Рогожниковская 1,2	-	2х1,6	1х10	2025	-	АО «РН-Няганьнефтегаз»	ТУ на ТП АО «РН-Няганьнефтегаз»	Оценка капитальных затрат	271,3
21	Реконструкция ПС 35 кВ Вач-Лор (замена силовых трансформаторов - 2 шт.)	Реконструкция ПС 35 кВ Вач-Лор (замена силовых трансформаторов 2х4 МВА)	-	2х4	2027	2027 8 МВА	АО «Россети Тюмень»	Тех.состояние	ИПР АО «Россети Тюмень»	59,81
22	Реконструкция ПС 35 кВ Солнечная с заменой силовых трансформаторов 2х10 МВА на 2х16 МВА	-	-	2х16	2025	-	АО «Россети Тюмень»	Для предотвращения ввода ГАО в ПАР	Оценка капитальных затрат	134,08

Примечания:

* - Для объектов, входящих в инвестиционную программу АО «Россети Тюмень», учтены прогнозные цены соответствующих лет;

**- наименование проекта и год ввода по ИПР приводится на основании проекта ИПР АО «Россети Тюмень» (публикация на сайте МЭ РФ 15.05.2025г.), а также изменений от 30.12.2020, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020 – 2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@

15 Разработка карты-схемы и схемы соединений электрических сетей ЭС ХМАО на период до 2031 года

На основании результатов расчётов электроэнергетических режимов за отчётный и на перспективные этапы, а также предоставленных исходных данных, в настоящей работе разработаны карта-схема и принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше ЭС ХМАО, на которых отображены:

- существующие объекты напряжением 35 кВ и выше;
- перспективные объекты напряжением 35 кВ и выше нового строительства и реконструкции с увеличением трансформаторной мощности.

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше ЭС ХМАО на период до 2031 года приведена в приложении В.

Принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше ЭС ХМАО на период до 2031 года приведена в приложении Г.

16 Анализ утвержденных Схем территориального планирования ХМАО и муниципальных образований ХМАО

В настоящем разделе выполнен анализ утвержденных схем территориального планирования ХМАО на наличие мероприятий, определенных настоящей работой для базового и умеренно-оптимистического вариантов развития электрических сетей ЭС ХМАО.

Основным документом по территориальному планированию является схема территориального планирования ХМАО №506-п от 26.12.2014, с учетом изменений, внесенных в соответствии с постановлениями Правительства ХМАО №493-п от 21.12.2018 и №1-п от 10 января 2020 г.

В таблице 16.1 представлен анализ действующих редакций схемы территориального планирования (далее – СТП) ХМАО и СиПР ЭЭС России на 2026-2031 годы в части наличия мероприятий, выполнение которых определено в настоящей работе в период до 2031 года в рамках рассмотрения базового варианта.

В таблице 16.2 представлен перечень мероприятий отсутствующих и/или требующих корректировки по параметрам СТП. Поскольку устройства ПА и РЗ не включаются в СТП, в представленных таблицах они не приведены.

Таблица 16.1 – Анализ действующих редакций СТП ХМАО и СиПРЭ ХМАО

№ п.п.	Мероприятие	Наименование титула по ИПР АО «Россети Тюмень», предусматривающего выполнение рекомендуемого мероприятия	Наличие													Место расположение	Техническое обоснование объекта	Рекомендации
			КПРЭ			СиПР			СТП			Организация, реализующая инвестпроект	ИПР					
			км	МВ.А	год ввода	км	МВ.А	год ввода	км	МВ.А	год ввода		км	МВ.А	год ввода			
	Базовый вариант развития																	
1	ПС 110/35/6 кВ Лемпино (Север) с двухцепной отпайкой от ВЛ 110 кВ Правдинская – Меркурий I,II цепь	Подстанция 110/35/6 кВ «Север» с питающей ВЛ 110 кВ Приразломного месторождения (новое строительство ПС с трансформаторной мощностью 2х40 МВ.А и ВЛ протяженностью 2х5 км)	2х5,04	2х40	2027	2х5,04	2х40	2027	2х5	2х40	2020	АО «Россети Тюмень»	2х5	2х40	2029	Нефтеюганские электрические сети	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «НК «Роснефть»	В СТП требуется актуализация года ввода. Принять в соответствии с КПРЭ.
2	ПС 110 кВ Чупальская-2 (Соколова) с двухцепной отпайкой от ВЛ 110 кВ Чупальская – Кузоваткинская – 1,2	ПС 110/35/6 кВ Московская (Соколова) с ВЛ 110 кВ (новое строительство ПС с трансформаторной мощностью 2х40 МВА и ВЛ протяженностью 2х2,44 км и 1х0,33 км)	2х2,44 +1х0,33	2х40	2025	2х2,44 +1х0,33	2х40	2025	2х17	2х40	2020	АО «Россети Тюмень»	5,21	2х40	2025.	Нефтеюганские электрические сети	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «НК «Роснефть»	В СТП требуется корректировка технических характеристик и года ввода,. Принять в соответствии с КПРЭ
3	Строительство надстройки 220 кВ на ПП 110 кВ Угутский (ПС 220 кВ Погорелова) трансформаторной мощностью 250 МВ.А (2х125 МВ.А) Строительство ВЛ 220 кВ Святогор – Погорелова I, II цепь ориентировочной протяженностью 159,874 км	Надстройки 220 кВ на ПП 110 кВ Угутский с ВЛ 220 кВ Святогор – Угутский (строительство надстройки с трансформаторной мощностью 2х125 МВА и ВЛ протяженностью 2х79,937 км))	2х79,937	2х125	2027	2х79,937	2х125	2027	2х90	2х125	2021	АО «Россети Тюмень»	2х79,937	2х125	2028	Нефтеюганские электрические сети	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «НК «Роснефть»	В СТП требуется актуализация технических характеристик и года ввода. Принять в соответствии с КПРЭ.
	Расширение ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Святогор на две линейные ячейки*	-	-	-		-	-		-	-		ПАО «Россети»	-	-	2028			-
	Расширение ПП 110 кВ Угутский на 2 ячейки	-	-	-		-	-		-	-		АО «Россети Тюмень»	-	-	2028			-
4	Реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Болчары до схемы «две рабочие системы шин» (220-13) с установкой четырех новых выключателей 220 кВ и двух АТ 220/110 кВ мощностью 125МВА каждый (2х125 МВА). Сооружение РУ 110 кВ Болчары по схеме «две рабочие системы шин» (110-13) с установкой 5 выключателей 110 кВ	-	-	2х125	2028	-	2х125	2028	-	-	-	ПАО «Россети»	-	-	-	Нефтеюганские электрические сети	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «НК «Роснефть», АО «НК «Конданефть», СиПР ЭЭС России 2026-2031	В СТП требуется добавление мероприятия. Принять в соответствии с КПРЭ.
	Сооружение двухцепного участка ЛЭП 110 кВ Болчары – Невская проводом АС-120 ориентировочной длиной 65 км с организацией ВЛ 110 кВ Болчары – Батово I, II цепь с отпайками	ВЛ 110 кВ от РУ 110 кВ ПС 220 кВ Болчары до точки врезки в ВЛ 110 кВ Батово – Чапровская I, II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Невская с образованием ВЛ 110 кВ Болчары – Батово I, II цепь с отпайками (новое строительство участка двухцепной ВЛ ориентировочной протяженностью 2х65 км) (проектирование)	2х65	-	2028	2х65	-	2028	-	-		АО «Россети Тюмень»	-	-	2028 ПИР			В СТП требуется добавление мероприятия. Принять в соответствии с КПРЭ.
	Двухцепная ВЛ 110 кВ от реконструируемой ПС 110 кВ Батово до точки врезки в ВЛ 110 кВ Снежная – Фоминская-1,2 с образованием ВЛ 110 кВ Снежная – Батово I,II цепь с отпайкой на ПС Горноправдинская и ВЛ 110 кВ Батово – Фоминская I,II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Выкатная	-	8,0639		2028	8,0639		2028	-	-	2021	АО «Россети Тюмень»	-	-	-			-
	Замена провода ВЛ 110 кВ Батово – Фоминская I,II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Выкатная на участке от ПС 110 кВ Фоминская до отпайки на ПС 110 кВ Выкатная на провод АС-150	-	2х6,141	-	2028	2х6,26	-	2028	-	-	-		-	-	-			В СТП требуется добавление мероприятия. Принять в соответствии с КПРЭ.
5	ПС 110/35/6 кВ в районе Усть-Балыкского м/р (Ямская) с ВЛ 110 кВ СП Лосинка –Ямская -1,2	ПС 110/35/6 кВ Юганская 2 с ВЛ 110 кВ (новое строительство ПС с трансформаторной мощностью 2х40	2х25,3	2х40	2026	2х25,3	2х40	2026	2х26	2х40	2020	АО «Россети Тюмень»	2х25,29	2х40	2027	Нефтеюганские электрические сети	ТУ на ТП энергопринимающих	В СТП требуется актуализация года ввода. Принять в соответствии с КПРЭ.

№ п.п.	Мероприятие	Наименование титула по ИПР АО «Россети Тюмень», предусматривающего выполнение рекомендуемого мероприятия	Наличие									Организация, реализующая инвестпроект				Место расположение	Техническое обоснование объекта	Рекомендации
			КПРЭ			СиПР			СТП				ИПР					
			км	МВ.А	год ввода	км	МВ.А	год ввода	км	МВ.А	год ввода		км	МВ.А	год ввода			
		МВА и ВЛ протяженностью 2х25,52 км)															устройств ПАО «НК «Роснефть»	
	СП 110 кВ в районе ПС 110 кВ Лосинка с двумя линейными ячейками с присоединением к ПС 110 кВ Лосинка	СП 110 кВ Лосинка (строительство секционирующего пункта 110 кВ с установкой 2-х линейных ячеек 110 кВ)	-	-		-	-		-	-		АО «Россети Тюмень»	-	-	2027			
6	ПС 110 кВ Аметист с ВЛ 110 кВ Правдинская – Аметитст I, II цепь	-	2х17,11	2х40	2026	2х17,11	2х40	2026	-	-	-	ПАО «НК «Роснефть»	-	-	-	Нефтеюганские электрические сети	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «НК «Роснефть»	В СТП требуется добавление мероприятия. Принять в соответствии с КПРЭ.
	ПС 110 кВ Водозабор-2 с двухцепной отпайкой от ВЛ 110 кВ Правдинская – Аметист I, II цепь	-	2х42,35	2х40		2х42,35	2х40	2026	2х45	2х40	2021	ПАО «НК «Роснефть»	-	-	-			В СТП требуется актуализация года ввода. Принять в соответствии с КПРЭ.
	Расширение ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Правдинская на две линейные ячейки 110 кВ *	-	-	-		-	-	2026	-	-	-	ПАО «Россети»	-	-	2024			-
	Реконструкция ОРУ 110 кВ и 220 кВ ПС 220 кВ Правдинская с установкой и подключением третьего АТ 220/110 кВ мощностью 125 МВ.А на ПС 220 кВ Правдинская через два выключателя 220 и 110 кВ	-	125	-	2026	125	-	2026	-	-	-	ПАО «Россети»	-	-	2024			
7	ПС 110/35/6 кВ Восточно-Сургутская-2 (Брест) с ВЛ 110 кВ Вектор – Восточно-Сургутская-2 I, II цепь	-	2х28,5	2х40	2027	2х28,5	2х40	2027	2х30	2х40	2021	ПАО «НК «Роснефть»	-	-	-	Нефтеюганские электрические сети	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «НК «Роснефть»	-
	Расширение ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Вектор на две линейные ячейки 110 кВ*	-	-	-		-	-		-	-	-	ПАО «Россети»	-	-	2024			-
8	ПС 110 кВ Полюс с ВЛ 110 кВ Когалым – Полюс I, II цепь	-	2х47,988	2х40	2025	2х47,988	2х40	2025	-	-	-	ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	-		-	Когалымские электрические сети	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	В СТП требуется добавление мероприятия. Принять в соответствии с КПРЭ.
	Расширение ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Когалым на две линейные ячейки	-	-	-		-	-		-	-	-	ПАО «Россети»	-		-			-
9	Строительство участка двухцепной ВЛ 35 кВ ориентировочной протяженностью 10 км маркой провода АС -120 от ячеек 35 кВ Резерв-1,2 ПС 110 кВ Элегаз до точки врезки в существующие ВЛ 35 кВ «Восточная – 1, 2» в районе БСВ-35 кВ с переводом питания ПС 35/6 кВ № 121, № 68 от вновь сооружаемой ВЛ 35 кВ	-	2х10	-	2025	-	-	-	-	-	-	ООО «СГЭС»	-	-	-	Сургутский район	ТУ на ТП Т7/24/0020-ТУ от 03.07.2024	В СТП требуется добавление мероприятия. Принять в соответствии с КПРЭ.
10	Новая ПС на 3-Вар.м/р с ВЛ 110 кВ	-	1х3	1х10	2025	-	1х10	2025	-	-	-	ПАО НК «РуссНефть»	-	-	-	Нижневартовские электрические сети	Для подключения энергопринимающих устройств НВ- ПАО НК «РуссНефть»	В СТП требуется добавление мероприятия. Принять в соответствии с КПРЭ
11	Реконструкция ПС 110 кВ Быстринская (расширение РУ 110 кВ до схемы «110-5Н»)	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Быстринская (реконструкция ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ, КРУН-6 кВ, ОПУ, кабельного хозяйства, замена оборудования АСУ ТП, СДТУ, РЗА, выполнение охранных мероприятий видеонаблюдения и периметральной сигнализации)	-	-	2029	-	-	-	-	-	2021	АО «Россети Тюмень»	-		2029	Сургутские электрические сети	Исключение рисков в обеспечении бесперебойного электроснабжения потребителей	В СТП. Требуется актуализация года ввода. Принять в соответствии с КПРЭ.
12	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Заобье (расширение РУ 110 кВ до схемы «110-5Н»)	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Заобье (расширение ОРУ-110 кВ до схемы «110-5Н», замена выключателей 110 кВ 3 шт; разъединителей 110 кВ 8 шт; ОПУ)	-	-	2029	-	-	-	-	-	2020	АО «Россети Тюмень»	-	-	2029	Нижневартовские электрические сети	Исключение рисков в обеспечении бесперебойного электроснабжения потребителей	В СТП требуется актуализация года ввода. Принять в соответствии с КПРЭ.

№ п.п.	Мероприятие	Наименование титула по ИПР АО «Россети Тюмень», предусматривающего выполнение рекомендуемого мероприятия	Наличие												Место расположение	Техническое обоснование объекта	Рекомендации
			КПРЭ			СиПР			СТП			Организация, реализующая инвестпроект	ИПР				
			км	МВ.А	год ввода	км	МВ.А	год ввода	км	МВ.А	год ввода		км	МВ.А	год ввода		
13	Реконструкция ВЛ 110 кВ Западно-Камынская – Пимская-2 отп. на ПС 110 кВ Сытомино с отпайкой на ПС 110 кВ Песчаная	«Реконструкции ВЛ 110 кВ на ПС Сытомино с отпайкой на ПС Песчаная»	46,83	-	2029 ПИР	-	-	-	46,83	-	2023 (проект)	АО «Россети Тюмень»	-	-	2029 ПИР	Сургутский район	Устранение дефектов ВЛ в соответствии с Актом технического состояния от 22.09.2017 № 43	В СТП требуется актуализация года ввода. Принять в соответствии с КПРЭ.
14	Реконструкция ПС 110 кВ Промысловая с заменой существующих трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Промысловая (реконструкция ОРУ-110, ОРУ-35, КРУН-6, ТСО, установка ОПУ, замена силовых трансформаторов с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА до 80 МВА с сооружением ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 2х1,8 км)	2х3	2х40	2025	2х3	2х40	2025-	-	-	-	АО «Россети Тюмень»	3,6-	80	2026	Нефтеюганский район	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	В СТП требуется добавление мероприятия. Принять в соответствии с КПРЭ
15	Реконструкция ПС 110 кВ Дорожная с заменой силовых трансформаторов 2х25 МВ.А на 2х40 МВ.А (путем перекатки с ПС 110 кВ КНС-4 трансформаторов 2х40 МВА) Реконструкция ПС 110 кВ КНС-4 в объеме замены силовых трансформаторов с 2х40 МВА на 2х25 МВА (путем перекатки с ПС 110 кВ Дорожная трансформаторов 2х25 МВА)	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Дорожная (увеличение трансформаторной мощности на 30 МВА до 80 МВА путем замены трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА с ПС 110/35/6 кВ КНС-4) Реконструкция ПС 110/35/6 кВ КНС-4 (уменьшение трансформаторной мощности на 30 МВА до 50 МВА путем замены трансформаторов 2х40 МВА на 2х25 МВА с ПС 110/35/6 кВ Дорожная)	-	2х40 2х25	2025	-	2х40	2025-	-	-	-	АО «Россети Тюмень»	-	80 50	2026	Сургутские электрические сети	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Сургутнефтегаз»	В СТП требуется добавление мероприятия. Принять в соответствии с КПРЭ
16	Реконструкция ПС 110 кВ Яун-Лор с заменой силовых трансформаторов 2х25 МВ.А на 2х40 МВ.А (путем перекатки с ПС 110 кВ Транспортная трансформаторов 2х40 МВА) Реконструкция ПС 110 кВ Транспортная в объеме замены силовых трансформаторов с 2х40 МВА на 2х25 МВА (путем перекатки с ПС 110 кВ Яун-Лор трансформаторов 2х25 МВА)	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Яун-Лор (увеличение трансформаторной мощности на 30 МВА до 80 МВА путем замены трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА с ПС 110/35/6 кВ Транспортная) Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Транспортная (уменьшение трансформаторной мощности на 30 МВА до 50 МВА путем замены трансформаторов 2х40 МВА на 2х25 МВА с ПС 110 кВ Яун-Лор)	-	2х40 2х25	2025	-	2х40	2025-	-	-	-	АО «Россети Тюмень»	-	80 50	2026	Сургутские электрические сети	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Сургутнефтегаз»	В СТП требуется добавление мероприятия. Принять в соответствии с КПРЭ
17	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Элегаз (увеличение трансформаторной мощности на 30 МВА до 80 МВА путем замены трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА с ПС 110/35/6 кВ Ладья) Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Ладья (уменьшение трансформаторной мощности на 30 МВА до 50 МВА путем замены трансформаторов 2х40 МВА на 2х25 МВА)	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Элегаз (увеличение трансформаторной мощности на 30 МВА до 80 МВА путем замены трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА с ПС 110/35/6 кВ Ладья) Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Ладья (уменьшение трансформаторной мощности на 30 МВА до 50 МВА путем замены трансформаторов 2х40 МВА на 2х25 МВА с ПС 110 кВ Элегаз)	-	2х40 2х25	2026	-	2х63	2026	-	-	-	АО «Россети Тюмень»	-	80 50	2026	Сургутские электрические сети	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Сургутнефтегаз»	В СТП требуется добавление мероприятия. Принять в соответствии с КПРЭ
18	Строительство ПП 35 кВ в районе ПС 110/35/6 кВ Блочная с двумя линейными ячейками 35 кВ с присоединением ПП 35 кВ маркой провода АС-150 ориентировочной протяженностью 0,1 км к ОРУ 35 кВ ПС 110 кВ Блочная .	ПП 35 кВ в районе ПС 110/35/6 кВ Блочная для подключения энергопринимающих устройств АО «ЮТЭК-Региональные сети» (строительство переключательного пункта с 2-мя линейными ячейками 35 кВ, ВЛ 35 кВ – 0,1 км, замена выключателей 35 кВ – 2 шт., разъединителей 35 кВ – 2 шт., ошиновки 35 кВ – 1 компл., установка ПУ – 2 шт.)	0,1	-	2026	-	-	-	-	-	-	АО «Россети Тюмень»	0,1	-	2026	Сургутские электрические сети	Для присоединения объектов электросетевого хозяйства АО «ЮТЭК-Региональные сети»	В СТП требуется добавление мероприятия. Принять в соответствии с КПРЭ
19	Строительство двухцепной ВЛ 35 кВ ориентировочной протяженностью 16 км маркой провода АС-120/19 от вновь	-	2х16	-	2026	-	-	-	-	-	-	АО «ЮТЭК-Региональные сети»	-	-	-	Сургутские электрические сети		В СТП требуется добавление мероприятия. Принять в соответствии с КПРЭ

№ п.п.	Мероприятие	Наименование титула по ИПР АО «Россети Тюмень», предусматривающего выполнение рекомендуемого мероприятия	Наличие													Место расположение	Техническое обоснование объекта	Рекомендации
			КПРЭ			СиПР			СТП			Организация, реализующая инвестпроект	ИПР					
			км	МВ.А	год ввода	км	МВ.А	год ввода	км	МВ.А	год ввода		км	МВ.А	год ввода			
	сооружаемого ПП 35 кВ до вновь сооружаемой ПС 35/6 кВ Дачная																	
20	Сооружение ПС 35/6 кВ Дачная	-	-	2х10	2026	-	-	-	-	-	-	АО «ЮТЭК-Региональные сети»	-	-	-	Сургутские электрические сети		
21	Строительство новой модульной мобильной однотрансформаторной ПС 110 кВ (ММПС) с отпайками от ВЛ 110 кВ Красноленинская – Рогожниковская 1,2	-	2х1,6	1х10	2025	-	-	-	-	-	-	АО «РН-Няганьнефтегаз»	-	-	-	Энергокомплекс	ТУ на ТП АО «РН-Няганьнефтегаз»	В СТП требуется добавление мероприятия. Принять в соответствии с КПРЭ
22	Реконструкция ПС 35 кВ Вач-Лор (замена силовых трансформаторов - 2 шт.)	Реконструкция ПС 35 кВ Вач-Лор (замена силовых трансформаторов 2х4 МВА)	-	2х4	2027	-	-	-	-	-	-	АО «Россети Тюмень»	-	8	2027	Сургутский район	Тех.состояние	-
23	Реконструкция ПС 35 кВ Солнечная с заменой силовых трансформаторов 2х10 МВА на 2х16 МВА	-	-	2х16	2025	-	-	-	-	-	-	АО «Россети Тюмень»	-	-	-	Сургутский район	Для предотвращения ввода ГАО в ПАР	В СТП требуется добавление мероприятия. Принять в соответствии с КПРЭ

Таблица 16.2 – Перечень мероприятий, отсутствующих и/или требующих корректировки по параметрам в СТП

№ п.п.	Мероприятие	Наличие			Техническое обоснование объекта	Рекомендации
		км	МВ.А	год ввода		
Базовый вариант развития						
1	ПС 110 кВ Чупальская-2 (Соколова) с двухцепной отпайкой от ВЛ 110 кВ Чупальская – Кузоваткинская – 1,2	2х2,44+1х0,33	2х40	2025	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «НК «Роснефть»	Требуется корректировка технических характеристик и года ввода.
2	ПС 110/35/6 кВ Лемпино (Север) с двухцепной отпайкой от ВЛ 110 кВ Правдинская – Меркурий I,II цепь	2х5,04	2х40	2027	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «НК «Роснефть»	Требуется актуализация года ввода.
3	ПС 110 кВ Аметист с ВЛ 110 кВ Правдинская – Аметист I, II цепь	2х17,11	2х40	2026	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «НК «Роснефть»	Требуется добавление мероприятия
	ПС 110 кВ Водозабор-2 с двухцепной отпайкой от ВЛ 110 кВ Правдинская – Аметист I, II цепь	2х42,35	2х40			Требуется актуализация года ввода.
4	ПС 110/35/6 кВ в районе Усть-Балыкского м/р (Ямская) с ВЛ 110 кВ СП Лосинка – Ямская -1,2	2х25,3	2х40	2026	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «НК «Роснефть»	Требуется актуализация года ввода.
	СП 110 кВ в районе ПС 110 кВ Лосинка с двумя линейными ячейками с присоединением к ПС 110 кВ Лосинка	-	-			-
5	Строительство надстройки 220 кВ на ПП 110 кВ Угутский (ПС 220 кВ Погорелова) трансформаторной мощностью 250 МВ.А (2х125 МВ.А) Строительство ВЛ 220 кВ Святогор - Погорелова I, II цепь ориентировочной протяженностью 159,874 км	2х79,937	2х125	2027	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «НК «Роснефть»	Требуется корректировка технических характеристик и года ввода.
6	Реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Болчары до схемы «две рабочие системы шин» (220-13) с установкой четырех новых выключателей 220 кВ и двух АТ 220/110 кВ мощностью 125МВА каждый (2х125 МВА). Сооружение ПП 110 кВ Болчары по схеме «две рабочие системы шин» (110-13)	-	2х125	2028	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «НК «Роснефть», АО «НК «Конданефть»,	Требуется добавление мероприятия
	Сооружение двухцепного участка ЛЭП 110 кВ Болчары – Невская проводом АС-120 ориентировочной длиной 65 км с организацией ВЛ 110 кВ Болчары – Батово I, II цепь с отпайками	2х65	-	2028		Требуется добавление мероприятия
	Замена провода ВЛ 110 кВ Батово – Фоминская I,II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Выкатная на участке от ПС 110 кВ Фоминская до отпайки на ПС 110 кВ Выкатная на провод АС-150	2х6,141	-	2028		Требуется добавление мероприятия
7	ПС 110 кВ Полюс с ВЛ 110 кВ Когалым – Полюс I, II цепь	2х47,988	2х40	2025	ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	Требуется добавление мероприятия

№ п.п.	Мероприятие	Наличие			Техническое обоснование объекта	Рекомендации
		км	МВ.А	год ввода		
8	Строительство участка двухцепной ВЛ 35 кВ ориентировочной протяженностью 10 км маркой провода АС -120 от ячеек 35 кВ Резерв-1,2 ПС 110 кВ Элегаз до точки врезки в существующие ВЛ 35 кВ «Восточная - 1, 2» в районе БСВ-35 кВ с переводом питания ПС 35/6 кВ № 121, № 68 от вновь сооружаемой ВЛ 35 кВ	2х10	-	2025	ТУ на ТП Т7/24/0020-ТУ от 03.07.2024	Требуется добавление мероприятия
9	Новая ПС на З-Вар.м/р с ВЛ 110 кВ	1х3	1х10	2025	Для подключения энергопринимающих устройств НВ-ПАО НК "РуссНефть"	Требуется добавление мероприятия
10	Реконструкция ПС 110 кВ Быстринская (расширение РУ 110 кВ до схемы «110-5Н»)	-	-	2027	Исключение рисков в обеспечении бесперебойного электроснабжения потребителей	Требуется актуализация года ввода.
11	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Заобье (расширение РУ 110 кВ до схемы «110-5Н»)	-	-	2028	Исключение рисков в обеспечении бесперебойного электроснабжения потребителей	Требуется актуализация года ввода.
12	Реконструкция ПС 110 кВ Промысловая с заменой существующих трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА	3,6	2х40	2025	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	Требуется добавление мероприятия
13	Реконструкция ПС 110 кВ Дорожная с заменой силовых трансформаторов 2х25 МВ.А на 2х40 МВ.А (путем перекатки с ПС 110 кВ КНС-4 трансформаторов 2х40 МВА) Реконструкция ПС 110 кВ КНС-4 в объеме замены силовых трансформаторов с 2х40 МВА на 2х25 МВА (путем перекатки с ПС 110 кВ Дорожная трансформаторов 2х25 МВА)	-	2х40 2х25	2025	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Сургутнефтегаз»	Требуется добавление мероприятия
14	Реконструкция ПС 110 кВ Яун-Лор с заменой силовых трансформаторов 2х25 МВ.А на 2х40 МВ.А (путем перекатки с ПС 110 кВ Транспортная трансформаторов 2х40 МВА) Реконструкция ПС 110 кВ Транспортная в объеме замены силовых трансформаторов с 2х40 МВА на 2х25 МВА (путем перекатки с ПС 110 кВ Яун-Лор трансформаторов 2х25 МВА)	-	2х40 2х25	2025	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Сургутнефтегаз»	Требуется добавление мероприятия
15	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Элегаз (увеличение трансформаторной мощности на 30 МВА до 80 МВА путем замены трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА с ПС 110/35/6 кВ Ладья)	-	2х40 2х25	2026	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений.	Требуется добавление мероприятия

№ п.п.	Мероприятие	Наличие			Техническое обоснование объекта	Рекомендации
		км	МВ.А	год ввода		
	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Ладья (уменьшение трансформаторной мощности на 30 МВА до 50 МВА путем замены трансформаторов 2х40 МВА на 2х25 МВА)				ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «Сургутнефтегаз»	
16	Строительство ПП 35 кВ в районе ПС 110/35/6 кВ Блочная с двумя линейными ячейками 35 кВ с присоединением ПП 35 кВ маркой провода АС-150 ориентировочной протяженностью 0,1 км к ОРУ 35 кВ ПС 110 кВ Блочная	2х0,1	-	2026	Для присоединения объектов электросетевого хозяйства АО «ЮТЭК-Региональные сети»	Требуется добавление мероприятия
17	Строительство двухцепной ВЛ 35 кВ ориентировочной протяженностью 16 км маркой провода АС-120/19 от вновь сооружаемого ПП 35 кВ до вновь сооружаемой ПС 35/6 кВ Дачная	2х16	-	2026	Для присоединения объектов электросетевого хозяйства АО «ЮТЭК-Региональные сети»	Требуется добавление мероприятия
18	Сооружение ПС 35/6 кВ Дачная	-	2х10	2026	Для присоединения объектов электросетевого хозяйства АО «ЮТЭК-Региональные сети»	Требуется добавление мероприятия
19	Строительство новой модульной мобильной однотрансформаторной ПС 110 кВ (ММПС) с отпайками от ВЛ 110 кВ Краснoленинская – Рогожниковская 1,2	2х1,6	1х10	2025	ТУ на ТП АО «РН-Няганьнефтегаз»	Требуется добавление мероприятия
20	Реконструкция ПС 35 кВ Солнечная с заменой силовых трансформаторов 2х10 МВА на 2х16 МВА	-	2х16	2025	Для предотвращения ввода ГАО в ПАР	Требуется добавление мероприятия

17 Разработка программы комплексного развития электрических сетей ЭС ХМАО на период до 2031 года

Комплексная программа развития электрических сетей ЭС ХМАО на период до 2031 года для базового варианта представлена в приложении Б.

Приложение А
Техническое задание

Приложение Б
Комплексная программа развития электрических сетей ЭС ХМАО на период до 2031 года

Таблица Б.1 - Комплексная программа развития электрических сетей АО "Россети Тюмень" на пятилетний период 2025 - 2031 гг. Базовый вариант развития

Приложение В
Схема размещения объектов электроэнергетики Ханты-Мансийского автономного округа - Югры до 2031 года. Базовый вариант развития

Приложение Г
Принципиальная схема электрических сетей энергосистемы Тюменской области, ХМАО, ЯНАО напряжением 35 кВ и выше с перспективой до 2031 года. Базовый вариант развития

Приложение Д
Перечень ЛЭП, находящихся в ремонтно-эксплуатационном обслуживании ДЗО ПАО «Россети»