



УКАЗ ГУБЕРНАТОРА ПСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ

от 14.07.2020 № 134-УГ
г. ПСКОВ

Об утверждении Схемы и программы
развития электроэнергетики Псковской
области на 2020-2024 годы

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» ПОСТАНОВЛЯЮ:

1. Утвердить прилагаемую Схему и программу развития электроэнергетики Псковской области на 2020-2024 годы.
2. Признать утратившим силу указ Губернатора области от 26 апреля 2019 г. № 36-УГ «Об утверждении Схемы и программы развития электроэнергетики Псковской области на 2019-2023 годы».
3. Настоящий указ вступает в силу со дня его официального опубликования.
4. Контроль за исполнением настоящего указа возложить на заместителя Губернатора области Осипова В.В.

Губернатор области



М.Ведерников

УТВЕРЖДЕНА
указом Губернатора области
от 14.07.2020 № 134-УГ

СХЕМА И ПРОГРАММА
развития электроэнергетики Псковской области на 2020-2024 годы

ПАСПОРТ
Схемы и программы развития электроэнергетики Псковской области
на 2020-2024 годы

Наименование	Схема и программа развития электроэнергетики Псковской области на 2020-2024 годы (далее - Схема и программа)
Правовая основа Схемы и программы	Постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»
Исполнители мероприятий Схемы и программы	ПАО «МРСК Северо-Запада» (Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»), ПАО «ФСК ЕЭС» (Магистральные электрические сети Северо-Запада (МЭС Северо-Запада) - филиал ПАО «ФСК ЕЭС» (далее - МЭС Северо-Запада), Новгородское ПМЭС филиала МЭС Северо-Запада ПАО «ФСК ЕЭС» (далее - Новгородское ПМЭС) в части мероприятий, включенных в проект схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы (далее - проект СиПР ЕЭС на период 2020-2026 годов), ПАО «ОГК-2» (филиал ПАО «ОГК-2» - Псковская ГРЭС, далее - Псковская ГРЭС), АО «ОЭЗ ППТ «Моглино», АО «Оборонэнерго» (филиал «Северо-Западный» АО «Оборонэнерго»), ООО «Энергосети»
Обоснование Схемы и программы	Схема и программа разработана в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823, и с учетом данных проекта СиПР ЕЭС на период 2020-2026 годов. Схема и программа базируется на опыте реализации государственной энергетической политики и оценки основных тенденций в социально-экономическом развитии Псковской области в среднесрочной перспективе. Схема и программа - это, прежде всего, инструмент управления территорией, где все пространственно-территориальные факторы в части электроэнергетики представлены в системной взаимосвязи с ее перспективами развития. Развитие Псковской области невозможно без реализации комплекса мероприятий по развитию объектов энергетической инфраструктуры. Схема и программа ориентирована на повышение экономической значимости Псковской области и наиболее полное использование инвестиционного потенциала. Схема и программа определяет основные направления развития электроэнергетики Псковской области, учитывая сложившуюся ситуацию в потреблении топливно-энергетических ресурсов Псковской области, оценку имеющихся проблем и факторов влияния, перспектив развития и ожидаемые результаты реализации Схемы и программы
Цели Схемы и программы	Развитие сетевой инфраструктуры Псковской области; обеспечение удовлетворения среднесрочного спроса на электрическую энергию;

	обеспечение стабильного и благоприятного инвестиционного климата на территории Псковской области для привлечения инвестиций
Задачи Схемы и программы	Предотвращение возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии, мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей, повышение надежности и качества отпускаемой электрической энергии; информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов, развитие системообразующей сети Псковской энергосистемы, обеспечение ее целостности и интеграции с другими энергообъединениями, обеспечение энергетической безопасности
Сроки реализации Схемы и программы	2020-2024 годы
Источники финансирования Схемы и программы	Финансирование Схемы и программы: в части объектов классом 110 кВ и ниже осуществляется за счет средств Псковского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада», Псковской ГРЭС, АО «ОЭЗ ППТ «Моглино», филиала «Северо-Западный» АО «Оборонэнерго», ООО «Энергосети»; в части объектов классом 110 кВ и выше, входящих в состав Единой национальной электрической сети (далее - ЕНЭС), осуществляется за счет средств ПАО «ФСК ЕЭС»
Ожидаемые конечные результаты реализации Схемы и программы	Создание эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие и экологически ответственное использование энергии и энергетических ресурсов на территории Псковской области
Орган, уполномоченный на проведение мониторинга реализации Схемы и программы	Мониторинг реализации Схемы и программы осуществляет Комитет по тарифам и энергетике Псковской области

I. Общая характеристика Псковской области

Псковская область занимает 55,3 тыс. кв. км, что составляет 3,3% территории Северо-Западного федерального округа (далее – СЗФО) и 0,32% территории России.

По оценке Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Псковской области численность населения Псковской области на 1 января 2020 года составила 626,1 тыс. человек (4,5% населения СЗФО, 0,43% населения России), в том числе городское население – 443,8 тыс. человек (70,9%), сельское население – 182,4 тыс. человек (29,1%). Численность населения Псковской области имеет тенденцию к незначительному снижению. Плотность населения на 1 кв. км – 11,3 человека.

Административным центром Псковской области является город Псков площадью 95,6 кв. км, с численностью населения 210,3 тыс. человек.

Наиболее крупными городами Псковской области являются: Великие Луки (90,9 тыс. человек), Остров (20,5 тыс. человек), Невель (14,5 тыс. человек).

Климат умеренно-континентальный. Средняя температура января - 6,8 °С, июля +17,8 °С.

По состоянию на 01 января 2020 г. на территории Псковской области образовано 136 муниципальных образований, из них: 2 городских округа (город Псков, город Великие Луки), 24 муниципальных района, 25 городских поселений и 85 сельских поселений.

На территории Псковской области зарегистрировано более 17 тыс. юридических лиц всех форм собственности и хозяйствования. Экономическое развитие по видам деятельности базируется на предприятиях обрабатывающей промышленности, таких, как производство пищевых продуктов, производство машин и оборудования, текстильное и швейное производство, обработка древесины, а также на развитой инфраструктуре, в т.ч. транспортной отрасли, и экономически выгодном территориальном расположении Псковской области.

Перспективы развития экономики Псковской области связаны с созданием вблизи г. Пскова АО «ОЭЗ ППТ «Моглино».

Создание АО «ОЭЗ ППТ «Моглино» поможет Псковской области увеличить объем валового регионального продукта, сделать Псковскую область более привлекательной для иностранных инвестиций.

II. Анализ существующего состояния электроэнергетики Псковской области

1. Общая характеристика энергосистемы. Информация по электросетевым, генерирующим и сбытовым компаниям.

Структура управления электросетевых объектов Псковской области

Энергосистема (далее - ЭС) Псковской области входит в Объединенную энергосистему Северо-Запада. Режимом работы

Объединенной энергосистемы Северо-Запада (далее – ОЭС) управляет филиал акционерного общества «Системный оператор Единой Энергетической системы» - Оперативно-диспетчерское управление Северо-Запада (далее - филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада).

Управление режимом работы энергосистемы Псковской области осуществляет расположенный в Великом Новгороде филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада - филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистем Новгородской и Псковской областей» (далее – филиал АО «СО ЕЭС» Новгородское РДУ).

ЭС Псковской области охватывает площадь 55,3 тыс. кв. км, численность населения, по данным на 01 января 2020 г., составляет 626,1 тыс. человек.

В настоящее время на территории Псковской области находится в эксплуатации около пяти тысяч километров воздушных и кабельных линий напряжением 35 – 330 кВ. В ЭС Псковской области действуют электрические сети напряжением 330-110-35-10-6-0,4 кВ.

В 2019 году собственной электрической энергией Псковская область была обеспечена на 9,6%. Покрытие дефицита электроресурсов осуществляется по линиям электропередачи 110-330 кВ от смежных ЭС. Схема ЭС по сетям единой национальной энергетической системы (ЕНЭС) 330 кВ транзитная, ЭС входит в состав транзита 330 кВ «Северо-Запад – Центр» и является составной частью «электрического кольца Беларуси, России, Эстонии, Латвии и Литвы».

Основным производителем электрической энергии на территории Псковской области является Псковская ГРЭС. Кроме электростанции филиала ПАО «ОГК-2» – Псковской ГРЭС на территории Псковской области действуют две гидроэлектростанции АО «Норд Гидро» – Шильская ГЭС и Максютинская ГЭС суммарной установленной мощностью 3,04 МВт, а также промышленное предприятие, осуществляющее выработку электрической энергии – закрытое акционерное общество «Завод электротехнического оборудования» (далее - ЗАО «ЗЭТО») с мощностью 2,7 МВт.

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Псковской области по состоянию на 01.01.2020

составляет 445,74 МВт.

Максимум потребления мощности энергосистемы Псковской области в 2019 году составил 412,5 МВт.

Основные сетевые компании, осуществляющие свою деятельность на территории Псковской области в 2020 г.:

филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Новгородское предприятие магистральных электрических сетей (осуществляет услуги по транспорту электрической энергии по сетям 330 кВ);

Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (осуществляет услуги по транспорту и распределению электрической энергии по сетям 110 кВ и ниже);

филиал ОАО «РЖД» «Трансэнерго»;

филиал «Северо-Западный» АО «Оборонэнерго»;

ООО «Энергосети».

2. Динамика и структура потребления электрической энергии

Для анализа динамики потребления электрической энергии использовались данные следующих источников: отчет о функционировании ЕЭС России в 2015-2019 гг., а также материалы, полученные от Псковского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада».

Общее потребление электрической энергии на территории Псковской области, по данным АО «СО ЕЭС», в 2019 году составило 2211,4 млн кВт.ч. По сравнению с 2018 годом спад потребления электрической энергии составил 1,5 %. Динамика потребления электрической энергии в Псковской области в период 2015-2019 гг. представлена в таблице 1 и на рисунке 1.

Таблица 1

Динамика потребления электрической энергии Псковской области
в период 2015-2019 гг.

Показатель	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт.ч	2139,9	2226,0	2241,4	2244,9	2211,4
Темп роста, % (к предыдущему году)	-1,0	4,0	0,7	0,2	-1,5

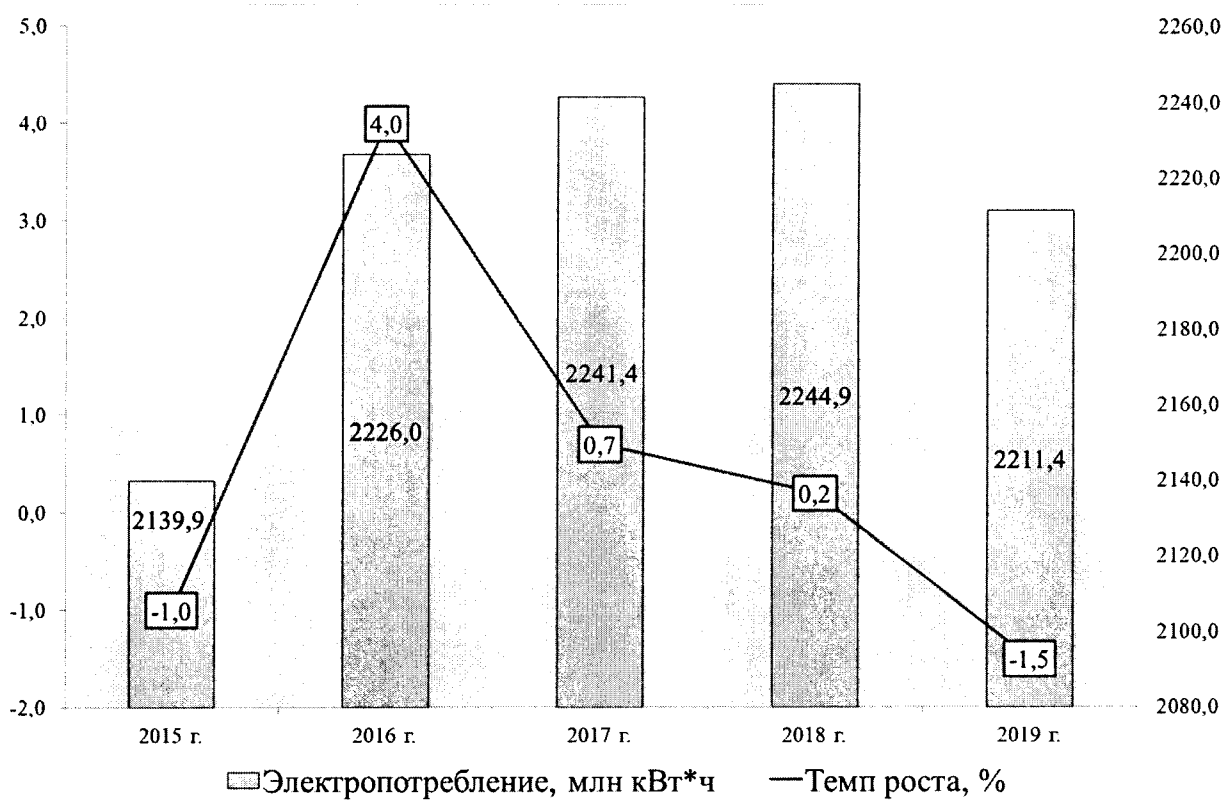


Рисунок 1. Динамика потребления электрической энергии Псковской области в период 2015-2019 гг.

По данным филиала АО «СО ЕЭС» Новгородское РДУ в 2016, 2017 и в 2018 годах в Псковской области зафиксирован незначительный рост потребления электрической энергии, в 2019 году зафиксирован спад. На рост потребления электрической энергии в большей степени повлиял климатический фактор (более холодные зимние месяцы и увеличение количества пасмурных дней). В 2019 году наблюдался спад потребления электрической энергии на 1,5% по сравнению с 2018 годом, что объясняется совместным влиянием экономических и климатических факторов (потепление в зимний период года). В таблице 2 и на рисунке 2 представлена структура потребления электрической энергии за 2015-2019 годы.

Таблица 2

Динамика структуры потребления электрической энергии в Псковской области в 2014-2018 гг., млн кВт.ч.¹

№ п/п	Сфера потребления	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
1	Промышленное производство (добыча полезных ископаемых,	524,2	537,4	553,2	640,0	624,8

№ п/п	Сфера потребления	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
	обрабатывающие производства, производство и распределение электрической энергии, газа и воды)					
2	Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	81,1	93,3	112,5	127,6	139,4
3	Строительство	37,3	36,2	37,7	31,3	36,6
4	Оптовая и розничная торговля	161,5	173,8	156,8	142,4	133,3
5	Транспорт и связь/транспортировка и хранение	90,9	91,5	92,3	20,1	20,9
6	Деятельность в области информации и связи	-	-	-	33,6	42,1
7	Городское и сельское население	541,2	540,1	560,9	640,5	662,8
8	Потери в электросетях	275,5	270,8	278,6	264,6	255,2
9	Другие виды экономической деятельности	208	195,8	224,4	231,8	212,4
Потреблено электрической энергии, всего		1919,7	1938,9	2016,4	2132,0	2127,5

¹В соответствии с Федеральным планом статистических работ, утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации от 06 мая 2008 г. № 671-р, валовой региональный продукт за год, предшествующий предыдущему году, предоставляется (распространяется) ежегодно 27 февраля. Так как валовой региональный продукт за 2019 год будет предоставлен (распространен) 27 февраля 2021 г., в Схеме и программе приведена информация за 2014-2018 гг.

Как видно из таблицы 2, основную долю потребления электрической энергии в Псковской области составляют потребители сектора городского и сельского населения, а также предприятия сектора промышленного производства (добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства и производство и распределение электрической энергии, газа и воды) в 2014-2018 годах. Доля потребления электрической энергии данных секторов экономики имеет незначительную тенденцию роста с 28,2 и 27,3% в 2014 г. до 31,2 и 29,4 % в 2018 г. соответственно. Самые низкие доли в структуре общего потребления электрической энергии составили потребители сектора строительства, а также секторов транспорта и связи/транспортировки и хранения и деятельности в области информации и связи. За указанный период доля потребления электрической энергии предприятиями сектора строительства и транспорта и связи/транспортировки и хранения снижалась. К концу рассматриваемого периода она упала с 1,9 и 4,7 % в 2014 г. до 1,7 и 3,0 %

в 2018 г. соответственно. В Псковской области структура потребления электрической энергии в рассматриваемом отчетном периоде не претерпела значительных изменений.

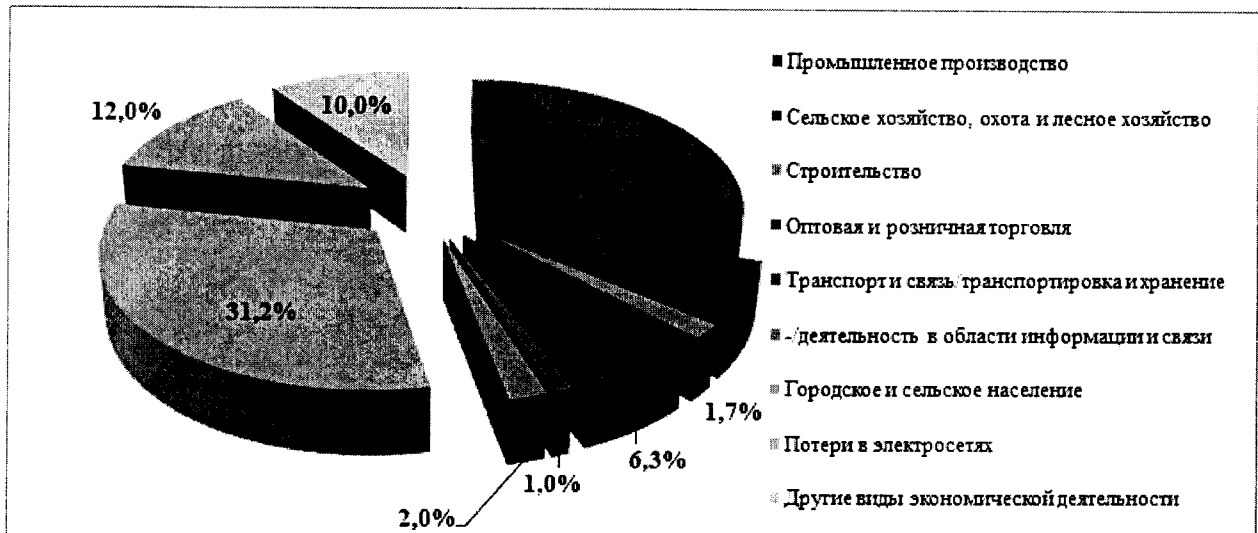


Рисунок 2. Структура потребления электрической энергии Псковской области в 2018 г.

3. Перечень и характеристика основных крупных потребителей электрической энергии

Наиболее крупными потребителями электрической энергии в энергосистеме Псковской области являются предприятия сельского хозяйства, пищевой промышленности, жилищно-коммунального хозяйства, машиностроения и металлообработки.

Показатели по потреблению электрической энергии и мощности по крупным предприятиям представлены в таблицах 3 и 4. К крупным потребителям отнесены предприятия, участие которых в энергетической системе Псковской области оказывает на систему существенное влияние. Перечень предприятий составлен на основании данных Псковского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» с добавлением предприятий, относящихся к крупным потребителям по следующим критериям: объем производства продукции, среднесписочная численность работников, налоговые и другие обязательные платежи в консолидированный бюджет Псковской области, выпуск значимой для Псковской области продукции, присоединенная мощность электроустановок.

Таблица 3

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии Псковской области

№ п/п	Наименование потребителя	Вид деятельности	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт.ч				
			2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	ООО «Великолукский свиноводческий комплекс»	Сельское хозяйство	33,67	47,84	55,69	60,23	63,542
2	ОАО «Великолукский мясокомбинат»	Пищевая промышленность	36,74	43,34	48,94	52,06	59,767
3	ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»	Прочие отрасли	32,07	33,73	32,48	33,02	31,849
4	МП г. Пскова «Горводоканал»	Жилищно-коммунальное хозяйство	26,28	27,74	27,15	26,28	24,993
5	МП г. Пскова «ПТС»	Жилищно-коммунальное хозяйство	21,86	22,29	23,05	21,36	25,232
6	ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	Прочие отрасли	н/д	н/д	23,26	33,32	н/д
7	ЗАО «ЗЭТО»	Машиностроение и металлообработка	12,16	13,51	15,01	13,91	н/д
8	ОАО «Лужский абразивный завод»	Машиностроение и металлообработка	14,37	14,55	14,51	14,05	13,252
9	ООО «Псковэнерготранс»	Прочие отрасли	5,3	10,8	13,79	14,56	12,083
10	МУП «Тепловые сети г. Великие Луки»	Жилищно-коммунальное хозяйство	13,9	14,78	15,3	15,17	15,431

Таблица 4

Перечень основных крупных потребителей электрической мощности Псковской области

№ п/п	Наименование потребителя	Местонахождение	Вид деятельности	Максимальная потребляемая активная мощность, МВт				
				2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	ООО «Великолукский свиноводческий комплекс»	г. Великие Луки, Комсомольская улица, 10	Сельское хозяйство	3,55	10,57	9,26	9,71	7,01
2	ОАО «Великолукский мясокомбинат»	г. Великие Луки, Литейная улица, 17	Пищевая промышленность	4,32	5,9	6,57	7,29	7,06

№ п/п	Наименование потребителя	Местонахождение	Вид деятельности	Максимальная потребляемая активная мощность, МВт				
				2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
3	ООО РУСЭНЕРГОСБЫТ»	г. Нижний Новгород, улица Бульвар Мира, 17А	Прочие отрасли	н/д	14,19	14,76	9,06	8,74
4	МП г. Псков Горводоканал»	г. Псков, улица Советской Армии, 49А	Жилищно-коммунальное хозяйство	0,07	6,6	6,56	7,2	4,19
5	МП г. Пскова «ПТС»	г. Псков, Спортивная улица, 3А	Жилищно-коммунальное хозяйство	0,06	9,16	9,39	7,01	7,35
6	ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	г. Псков, улица Комдива Кирсанова, 9	Прочие отрасли	н/д	н/д	21,08	9,05	4,10
7	ЗАО «ЗЭТО»	г. Великие Луки, Октябрьский проспект, 79	Машиностроение и металлообработка	3,97	3,31	3,22	3,69	3,01
8	ОАО «Лужский абразивный завод»	г. Дно, улица Калинина, 65	Машиностроение и металлообработка	1,5	2,28	2,22	2,57	2,27
9	ООО «Псковэнерготранс»	г. Псков, Октябрьский проспект, 54	Прочие отрасли	н/д	н/д	4,1	3,03	1,37
10	МУП «Тепловые сети г. Великие Луки»	г. Великие Луки, улица Льва Толстого, 2	Жилищно-коммунальное хозяйство	0,04	5,19	5,21	4,93	4,81

4. Динамика изменения максимума потребления

Собственный максимум потребления электрической мощности Псковской области в 2019 году, по данным Филиала АО «СО ЕЭС» Новгородское РДУ, составил 412,5 МВт. По сравнению с 2018 годом собственный максимум потребления энергосистемы Псковской области увеличился на 12,7 МВт или на 3,18 %. Динамика изменения собственного максимума потребления электрической мощности Псковской области приведена в таблице 5 и на рисунке 3.

Таблица 5

Динамика изменения максимума потребления в Псковской области, МВт

Показатель	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Собственный максимум потребления, МВт	376,5	412,8	393,7	399,8	412,5
Абсолютный прирост максимума потребления, МВт	-41,7	36,3	-19,1	6,1	12,7
Темп роста, %	-9,97	9,64	-4,63	1,55	3,18

В период 2015-2019 годов динамика изменения собственного максимума потребления электрической мощности Псковской области носила разнонаправленный характер. Увеличение собственного максимума потребления в энергосистеме за анализируемый период (2015-2019 годы) составило 9,56 %.

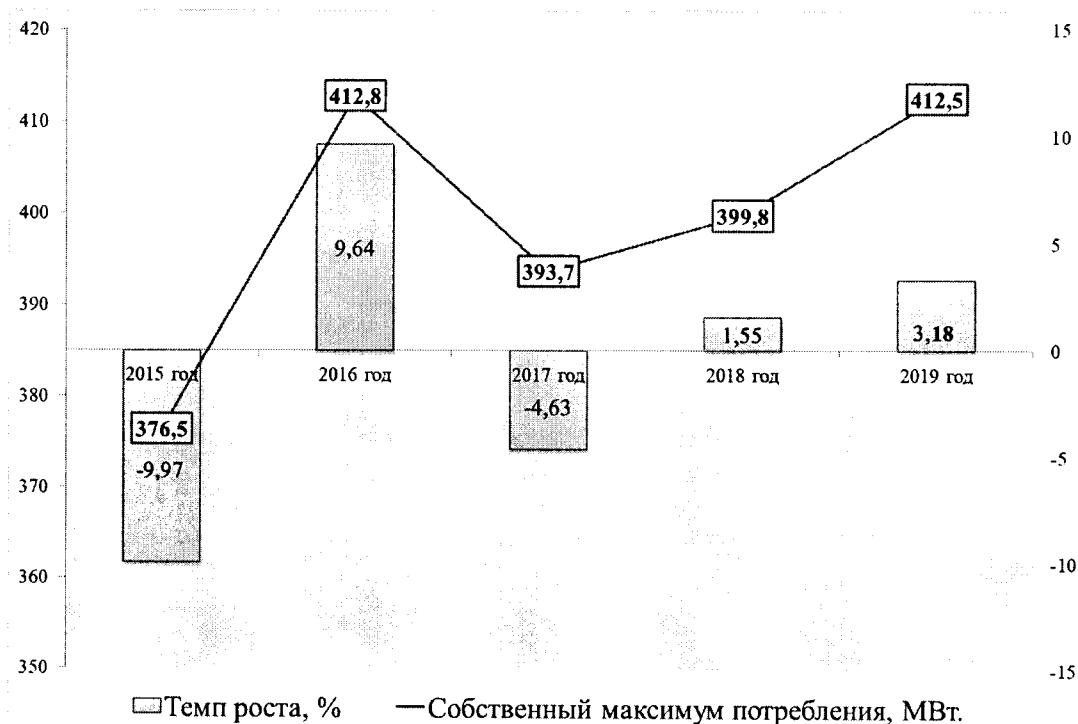


Рисунок 3. Динамика изменения максимума потребления в Псковской области, МВт

5. Структура и состав установленной мощности на территории Псковской области с выделением информации по вводам и демонтажам электроэнергетических объектов в 2019 году

Установленная мощность действующих электростанций на территории Псковской области по состоянию на 01.01.2020 составила 445,74 МВт.

Установленная мощность электростанций на территории Псковской области за период 2015-2019 годов не изменилась и составила 445,74 МВт.

Структура установленной мощности электростанций на территории Псковской области за период 2015-2019 годов представлена в таблице 6.

Таблица 6

Структура установленной мощности электростанций на территории Псковской области за период 2015-2019 гг.

Типы электростанций	31.12.2015		31.12.2016		31.12.2017		31.12.2018		31.12.2019	
	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
Всего	445,74	100	445,74	100	445,74	100	445,74	100	445,74	100
АЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭС*	442,7	99,3	442,7	99,3	442,7	99,3	442,7	99,3	442,7	99,3
ГЭС	3,04	0,7	3,04	0,7	3,04	0,7	3,04	0,7	3,04	0,7
ВЭС, СЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

* с учетом электростанций промышленных предприятий.

Динамика установленных и располагаемых мощностей электростанций энергосистемы Псковской области, осуществляющих централизованное электроснабжение потребителей, за 2015-2019 гг. приведена в таблице 7.

Таблица 7

Установленные и располагаемые мощности электростанций энергосистемы Псковской области, осуществляющих централизованное электроснабжение потребителей, за 2015-2019 гг.(МВт)

Наименование	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019
Всего по территории, в т. ч.:	445,74	445,74	445,74	445,74	445,74
ПАО «ОГК-2»	440	440	440	440	440
Псковская ГРЭС	440	440	440	440	440
АО «Норд Гидро»	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04
Шильская ГЭС	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52

Наименование	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2019
Максютинская ГЭС	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52
Электростанции промышленных предприятий	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
ЗАО «ЗЭТО»	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70

Установленная мощность электростанций на территории Псковской области за период 2015-2019 годов не изменилась и составила 445,74 МВт.

Состав функционирующих электростанций и электростанций промышленных предприятий на территории Псковской области с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям представлен в таблице 8.

Таблица 8

**Состав функционирующих электростанций и электростанций
промышленных предприятий на территории Псковской области
с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям**

Объект генерации	Место расположения	Ст. №	Тип турбины	Установленная электрическая мощность, МВт (на 31.12.2019)	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч (на 31.12.2019)
Псковская ГРЭС					
Псковская ГРЭС	Псковская обл., рп Дедовичи	всего		440	116,8*
		1	К-220-130-1	220	-
		2	К-220-130-1	220	-
АО «Норд Гидро»					
Шильская ГЭС	Псковская обл., Опочецкий район, деревня Шильское	всего		1,52	-
		1	Гидротурбина Каплана	0,76	-
		2	Гидротурбина Каплана	0,76	-
Максютинская ГЭС	Псковская обл., Себежский район, деревня Максютинское	всего		1,52	-
		1	Гидротурбина Каплана	0,76	-
		2	Гидротурбина Каплана	0,76	-
ЗАО «ЗЭТО»					
ЗАО «ЗЭТО»	г. Великие Луки	всего		2,7	-
		1	ТГ-0,6ПА/0,4Р13/6	0,6	-
		2	ТГ-2,1АЛ/6,3Р12/3	2,1	-

* с учетом общестанционного пикового бойлера и пяти электрических водогрейных котлов.

В структуре генерирующих мощностей в энергосистеме Псковской области доля Псковской ГРЭС составляет 98,71 % (440 МВт), АО «Норд Гидро» – 0,68 % (3,04 МВт) и электростанций промышленных предприятий – 0,61 % (2,7 МВт). Структура установленной мощности электростанций по видам собственности на территории Псковской области в 2019 году представлена на рисунке 4.

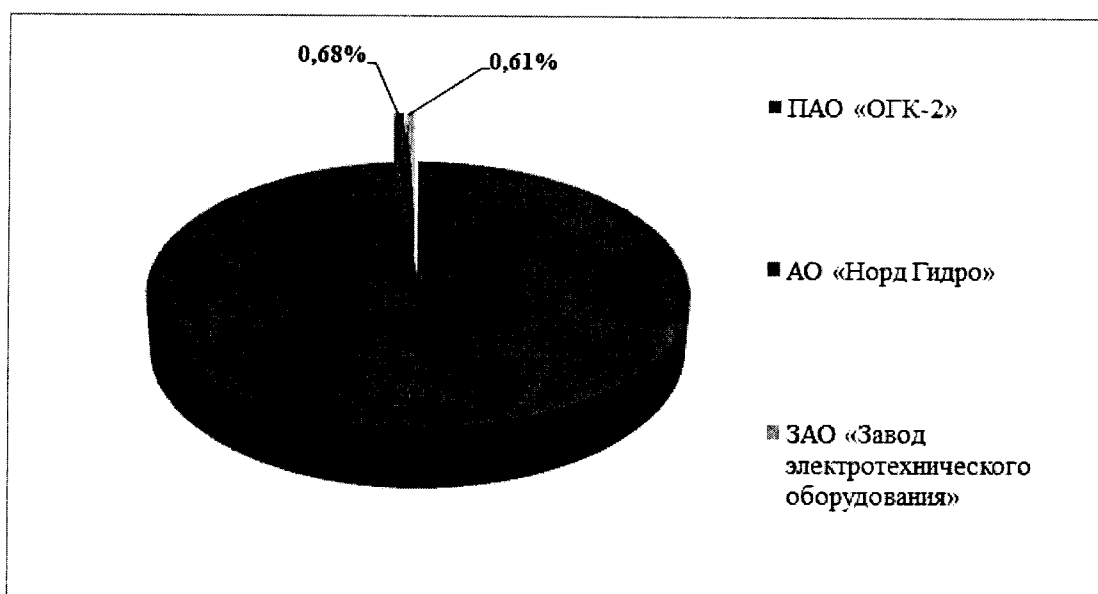


Рисунок 4. Структура установленной мощности электростанций по видам собственности на территории Псковской области в 2019 году

6. Структура выработки электрической энергии по видам собственности

Структура выработки электрической энергии по типам электростанций и видам собственности на территории Псковской области в период 2015-2019 годов представлена в таблице 9 и на рисунке 5.

Таблица 9

Структура выработки электрической энергии по типам электростанций и видам собственности на территории Псковской области в период 2015-2019 годов (млн кВт.ч)

Наименование	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Всего по территории, в т. ч.:	628,049	349,477	795,123	162,349	212,555
Псковская ГРЭС	615,480	333,638	775,191	149,256	196,337
Псковская ГРЭС	615,480	333,638	775,191	149,256	196,337
АО «Норд Гидро»	7,992	11,291	14,208	7,862	11,797
Максютинская ГЭС и Шильская ГЭС	7,992	11,291	14,208	7,862	11,797
Электростанции промышленных предприятий	4,577	4,549	5,724	5,231	4,421
ЗАО «ЗЭТО»	4,577	4,549	5,724	5,231	4,421

Из анализа динамики изменения структуры выработки электрической энергии по типам электростанций на территории Псковской области в период 2015 – 2019 годов видно, что в течение всего ретроспективного периода 2015-2019 годов структура выработки электрической энергии оставалась стабильной и составляла 98,00 - 91,94% на ТЭС (без учета электростанций промышленных предприятий) и 0,72 - 3,22% на электростанциях промышленных предприятий.

Как видно из приведенных данных, в 2019 году 92,37 % вырабатываемой электрической энергии производилось на энергоисточниках филиала ПАО «ОГК-2». Вторым наиболее крупным производителем электрической энергии является АО «Норд Гидро» – 5,55%, 2,08% от общего производства электрической энергии приходится на электростанции промышленных предприятий (ЗАО «ЗЭТО»).

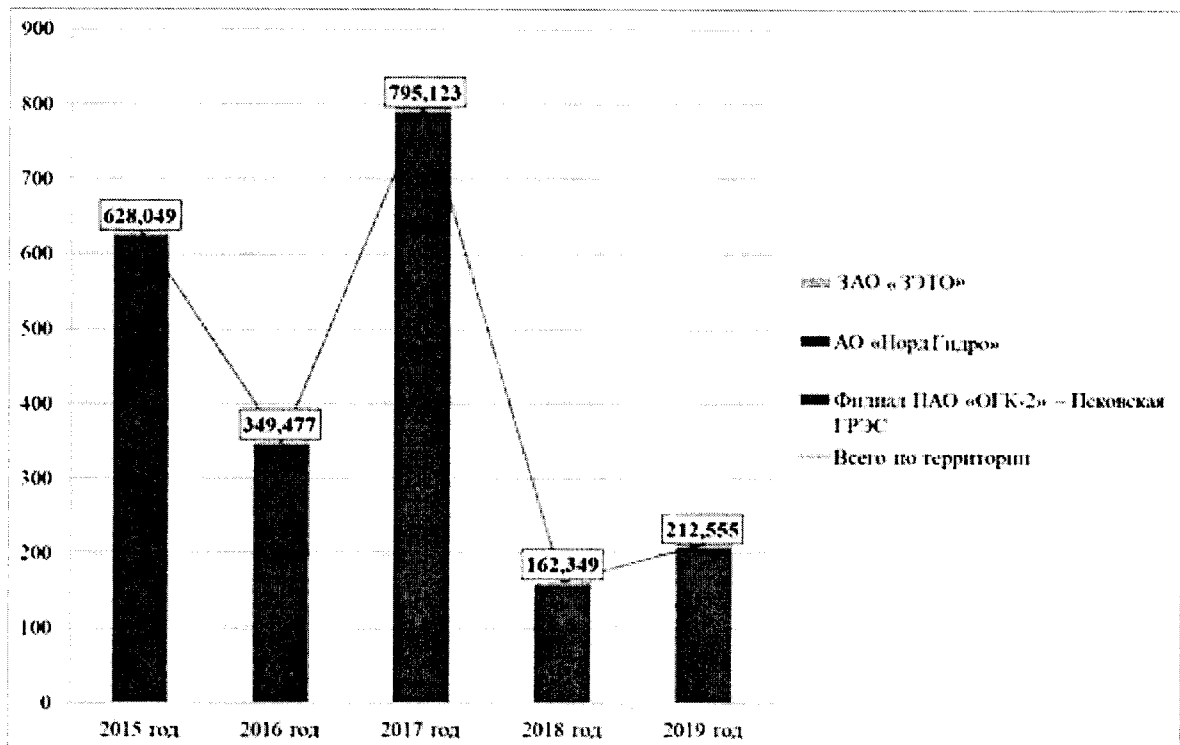


Рисунок 5. Структура выработки электрической энергии по видам собственности на территории Псковской области в период 2015-2019 годов (млн. кВт.ч)

7. Характеристика балансов электрической энергии и мощности

Баланс электрической энергии Псковской области за период 2015 - 2019 годов представлен в таблице 10.

Таблица 10

Баланс электрической энергии Псковской области (млн кВт.ч)

Показатель	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Потребление электрической энергии	2139,864	2225,989	2241,377	2244,930	2211,443
Выработка электрической энергии, в т.ч.:	628,049	349,477	795,123	162,349	212,555
ТЭС	615,480	333,638	775,191	149,256	196,337
ГЭС	7,992	11,291	14,208	7,862	11,797
Электростанции промышленных предприятий	4,577	4,549	5,724	5,231	4,421
Сальдо-переток	1511,815	1876,512	1446,254	2082,581	1998,888

В 2019 году общее потребление по территории Псковской области составило 2211,443 млн. кВт.ч, при этом электростанции, расположенные на территории Псковской области, выработали 212,555 млн. кВт.ч, т.е. 9,61 % от величины потребления. Объем сальдо-перетока составил 1998,888 млн. кВт.ч. По отношению к 2018 году величина сальдо-перетока уменьшилась на 83,693 млн кВт.ч и составила 90,39 % от потребления электрической энергии Псковской области. В 2015 году сальдо-переток составлял 70,65% от фактического потребления Псковской области. Баланс электрической энергии обеспечивается за счет выработки электростанций ЭС. Дефицит электрической энергии покрывается за счет получения электрической энергии из смежных ЭС (в основном из энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области).

Укрупненный баланс электрической энергии по территории Псковской области за период 2015-2019 годов приведен в таблице 11 и на рисунке 6.

Таблица 11

Укрупненный баланс электрической энергии Псковской области
(млн кВт.ч)

Показатель	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Потребление электрической энергии	2139,864	2225,989	2241,377	2244,930	2211,443
удельный вес, %	100	100	100	100	100
Выработка электрической энергии	628,049	349,477	795,123	162,349	212,555
удельный вес, %	29,35	15,70	35,47	7,23	9,61
Сальдо-переток	1511,815	1876,512	1446,254	2082,581	1998,888
удельный вес, %	70,65	84,30	64,53	92,77	90,39

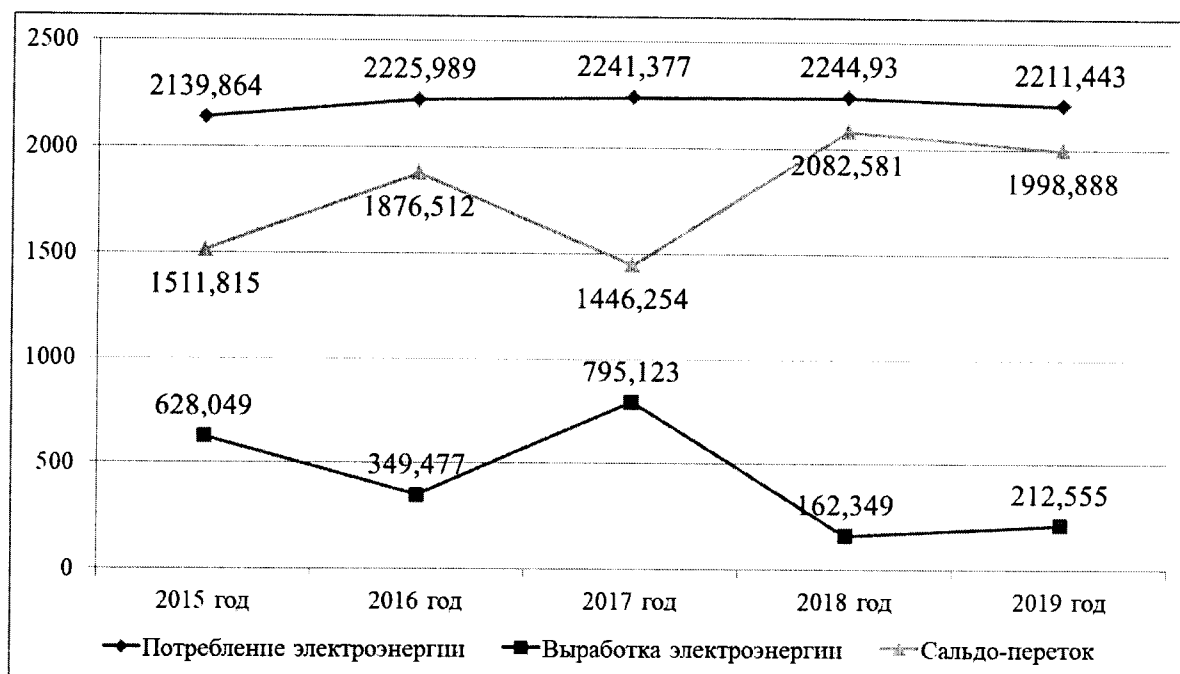


Рисунок 6. Баланс электрической энергии Псковской области на этап 2015-2019 гг. (млн кВт.ч)

Динамика мощности на час собственного максимума потребления по территории энергосистемы Псковской области за период 2015 - 2019 годов представлена в таблице 12.

Таблица 12.

Баланс мощности на час собственного максимума потребления по территории Псковской области за период 2015-2019 годов (МВт)

Показатель	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Дата, час максимума потребления, температура наружного воздуха	06.02.2015 10-00 час. $t_{\text{нв}} = -6,8 \text{ } ^\circ\text{C}$	11.01.2016 10-00 час. $t_{\text{нв}} = -15,2 \text{ } ^\circ\text{C}$	09.01.2017 11-00 час. $t_{\text{нв}} = -8,6 \text{ } ^\circ\text{C}$	28.02.2018 10-00 час. $t_{\text{нв}} = -17,1 \text{ } ^\circ\text{C}$	25.01.19 10-00 час. $t_{\text{нв}} = -14,8 \text{ } ^\circ\text{C}$
Установленная мощность	445,74	445,74	445,74	445,74	445,74
Располагаемая мощность	440,00	440,00	440,00	440,00	440
Снижение мощности из-за вывода оборудования в ремонт	220,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Рабочая мощность	220,00	440,00	440,00	440,00	440,00
Фактическая генерация	110,00	208,55	0,00	0,00	208,67
Резерв	110,00	231,45	440,00	440,00	231,33
Максимум потребления	376,46	412,80	393,68	399,79	412,54

Показатель	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Сальдо-переток	266,46	204,25	393,68	399,79	203,87

За рассматриваемый период 2015-2019 гг. балансы по активной мощности и электрической энергии сложились с дефицитом, во время прохождения зимнего максимума потребления потребность в мощности покрывается за счет перетоков от сетей ПАО «ФСК ЕЭС» из смежных ЭС (в основном из ЭС г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области).

8. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Псковской области

Система теплоснабжения Псковской области на 01.01.2020 включает в себя 316 котельных (по регулируемым организациям) суммарной тепловой мощностью 2147,3 Гкал/ч и Псковскую ГРЭС установленной тепловой мощностью 116,8 Гкал/ч (с учетом общестанционного пикового бойлера и пяти электрических водогрейных котлов).

Данные на 01.01.2020 о количестве котельных с разбивкой по мощности приведены в таблице 13, по видам потребляемого топлива – на рисунке 7.

Таблица 13

Количество котельных Псковской области с разбивкой по мощности

Котельных всего	в том числе мощностью, Гкал/ч			
	до 3	от 3 до 20	от 20 до 100	от 100 и выше
316	210	83	21	2

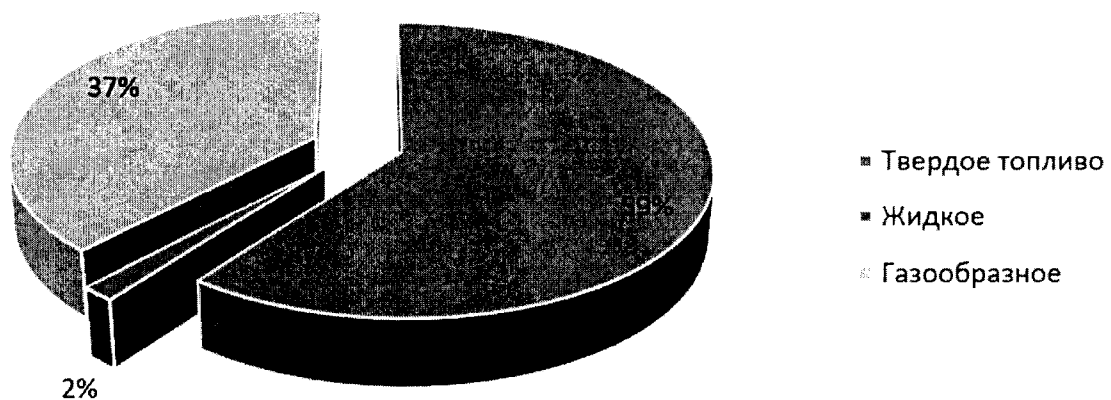


Рисунок 7. Структура котельных по видам потребляемого топлива

Динамика потребления тепловой энергии в Псковской области за период 2015-2019 гг. приведена в таблице 14 и на рисунке 8.

Таблица 14

Динамика потребления тепловой энергии по централизованной зоне энергоснабжения Псковской области за период 2015-2019 гг.

Показатель	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	2954,918	3175,956	3131,482	3095,363	2642,1
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	-171,561	221,038	-44,474	-36,119	-453,263
Среднегодовые темпы прироста, %	-5,49	7,48	-1,40	-1,15	-14,64

Снижение потребления тепловой энергии в 2019 году связано с воздействием климатических факторов (оказала влияние более высокая температура наружного воздуха: средняя температура за зимние месяцы в 2019 году -1,5 °С, в 2018 году -4,8 °С).

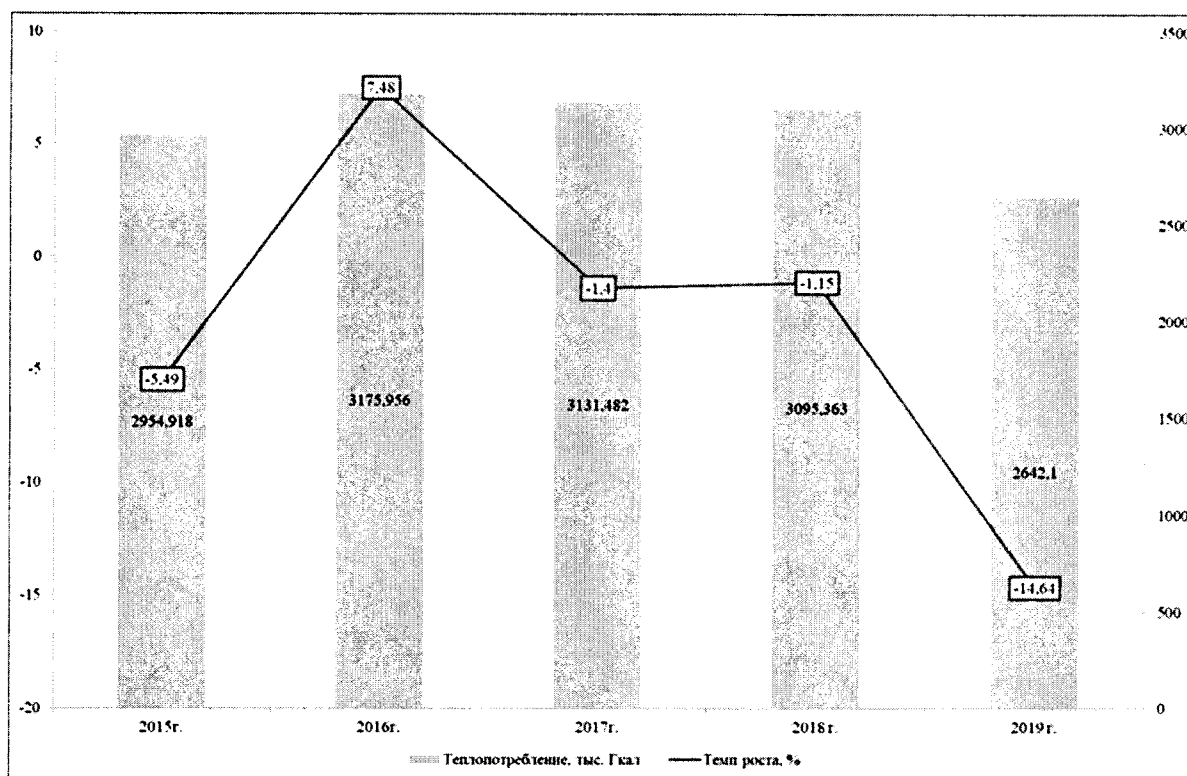


Рисунок 8. Динамика потребления тепловой энергии Псковской области за период 2015-2019 гг., тыс. Гкал

9. Структура отпуска тепловой энергии по основным группам потребителей

Отпуск тепловой энергии потребителям осуществляется от различных источников. Структура отпуска тепловой энергии представлена в таблице 15.

Таблица 15.

**Структура отпуска тепловой энергии от электростанций
и котельных генерирующих компаний по организациям,
осуществляющим регулируемые виды деятельности на территории
Псковской области за 2019 г.**

№ п/п	Наименование энергоисточника	Отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал	Отпуск теплоэнергии, %	Параметры пара, вид топлива
	Всего	2696,923	100	
1	Филиал ПАО «ОГК-2»			
	Псковская ГРЭС	55,945	2,07	Горячая вода, природный газ, электрическая энергия
2	Котельные энергокомпаний, муниципальные котельные			
		2640,978	97,93	
	в том числе:			
	Муниципальные	2270,437	84,19	Острый и редуцированный пар, горячая вода; уголь, газ, мазут, дрова, опилки, торф, печное бытовое топливо, пеллеты
	ООО «Газпром теплоэнерго Псков»	107,255	3,98	Горячая вода, газ
	ЗАО «ЗЭТО»	102,071	3,78	Горячая вода, газ
	ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	91,946	3,41	Острый и редуцированный пар, горячая вода, уголь, мазут, газ
	ОАО «РЖД»	69,269	2,57	Пар 2,5-7,5, горячая вода, газ, мазут, другие виды топлива

В Псковской области 55 организаций поставляют тепловую энергию потребителям, из них 27 или 49,09% – муниципальные организации. Крупнейшими поставщиками тепловой энергии являются МП г. Пскова «ПТС», полезный отпуск которого составляет 47,02 % от общего количества потребляемой потребителями тепловой энергии; МУП «Тепловые сети» города Великие Луки, полезный отпуск которого составляет 16,70 % от общего количества потребляемой потребителями тепловой энергии.

10. Основные характеристики электросетевого хозяйства Псковской области 35 кВ и выше

В данном подразделе представлена информация по основным характеристикам электросетевого хозяйства Псковской области.

В ЭС Псковской области в электрической сети основной является шкала напряжений 330/110/35 кВ.

Основные внешние электрические связи ЭС Псковской области:

СЭС г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области:

Воздушная линия (далее – ВЛ) 330 кВ Кингисеппская – Псков;

ВЛ 330 кВ Псков – Лужская;

ВЛ 110 кВ Сланцы-Цемент – Добручи (Л.Сланцевская-5);

ВЛ 110 кВ Плюсса – Серебрянка (Л.Плюсская-2);

ВЛ 35 кВ Володарская – Заплюсье (Л.Заплюсская-1).

СЭС Новгородской области:

ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Старорусская;

ВЛ 110 кВ Дно – Светлицы (Л.Светлая-2);

ВЛ 110 кВ Дунаево – Подберезье (Л.Холмская-1).

СЭС Смоленской области:

ВЛ 330 кВ Новосokolьники – Талашкино.

СЭС Тверской области:

ВЛ 110 кВ Воробьи - Кунья с отпайкой на ПС Пустыньки (Л.Нелидовская-2);

ВЛ 10 кВ Л. 67-04 (от ПС 35 кВ Каськово).

СЭС Эстонии:

ВЛ 330 кВ Псков – Тарту (Л-358).

СЭС Латвии:

ВЛ 330 кВ Великорецкая – Резекне (Л 309).

СЭС Беларуси:

ВЛ 330 кВ Полоцк – Новосokolьники (Л 345).

Общая протяженность электрических сетей (35 кВ и выше) ЭС Псковской области на 01.01.2020 составляет 5739,74 км (полная длина ЛЭП с учетом участков, находящихся за пределами границ Псковской области). В ЭС Псковской области три ПС 330 кВ, 103 подстанции 110 кВ и 70 подстанций 35 кВ. Суммарная установленная мощность подстанций напряжением 35-330 кВ на этих подстанциях составляет 3431,1 МВА (с учетом АТ-1 и АТ-2 Псковской ГРЭС). В настоящее время электросетевые объекты напряжением 330 кВ являются составной частью Единой национальной электрической сети и принадлежат филиалу ПАО «ФСК ЕЭС» – Новгородское ПМЭС.

В таблице 16 содержится информация о протяженности воздушных линиях электропередач и установленной мощности трансформаторов напряжением 35-330 кВ в ЭС Псковской области на 01.01.2020.

Таблица 16

Протяженность ЛЭП в одноцепном исполнении и установленная мощность подстанций, напряжением 35 кВ и выше энергосистемы Псковской области на 01.01.2020

Класс напряжения	Протяженность, км
ВЛ 330 кВ	1522,33
ВЛ 110 кВ	2456,27
ВЛ 35 кВ	1761,14
Итого 35-330 кВ:	5739,74
Класс напряжения подстанции	Мощность ПС, МВА
ПС 330 кВ	1300* (3 шт.)
ПС 110 кВ	1866 (103 шт.)
ПС 35 кВ	265,1 (70 шт.)
Всего	3431,1**

*с учетом АТ-1 и АТ-2 Псковской ГРЭС;

**в таблице приведены данные протяженности ЛЭП с учетом полной длины в одноцепном исполнении.

В таблицах 17 и 18 приведены характеристики части Единой национальной электрической сети напряжением 330 кВ, расположенной на территории Псковской области.

Таблица 17

Автотрансформаторы 330 кВ энергосистемы Псковской области на 01.01.2020

№ п/п	Наименование электроподстанции	Диспетчерское название	Установленная мощность, МВА
1	ПС 330 кВ Великорецкая	АТ-1	200
		АТ-2	200
2	ПС 330 кВ Новоскольники	АТ-1	125
		АТ-2	125
3	ПС 330 кВ Псков	АТ-1	200
		АТ-2	200
4	Псковская ГРЭС	АТ-1	125
		АТ-2	125
Итого:			1300

Таблица 18

Линии напряжением 330 кВ ЭС Псковской области на 01.01.2020

№ п/п	Наименование объекта	Адрес месторасположения (перечень субъектов РФ через которые проходит ВЛ)	Класс напряжения, кВ	Протяженность, км
1	ВЛ 330 кВ Великорецкая – Резекне (Л 309)	Псковская область, Латвия	330	157,5
2	ВЛ 330 кВ Полоцк – Новосокольники (Л 345)	Псковская область, Беларусь	330	160,28
3	ВЛ 330 кВ Псков – Тарту (Л-358)	Псковская область, Эстония	330	137,0
4	ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков	Псковская область	330	22,45
5	ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Псков	Псковская область, Ленинградская область	330	225,68
6	ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Великорецкая	Псковская область	330	137,13
7	ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Новосокольники	Псковская область	330	144,42
8	ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Старорусская	Псковская область, Новгородская область	330	115,15
9	ВЛ 330 кВ Новосокольники – Талашкино	Псковская область, Смоленская область	330	261,48
10	ВЛ 330 кВ Псков – Лужская	Псковская область, Ленинградская область	330	161,24
Итого:				1522,33*

*в таблице приведены данные протяженности ЛЭП с учетом полной длины в одноцепном исполнении.

В ЭС Псковской области основными сетевыми компаниями являются:

филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Новгородское предприятие магистральных электрических сетей;

Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»;

филиал ОАО «РЖД» «Трансэнерго»;

филиал «Северо-Западный» АО «Оборонэнерго»;

ООО «Энергосети».

Общая протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи (в одноцепном исполнении), количество и установленная мощность подстанций напряжением 0,4-110 кВ, находящиеся на балансе Псковского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада», по состоянию на 01.01.2020 представлена в таблице 19.

Таблица 19

ЛЭП и ПС 110 кВ и ниже ЭС Псковской области, находящиеся на балансе Псковского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» на 01.01.2020

№ п/п	Класс напряжения, кВ	Протяженность, км	Количество подстанций, шт.	Мощность ПС, МВА
1	110	2456,27	100	1749,7
2	35	1761,14	70	265,1
3	0,4-10(6)	44985,31	н/д	1794,2
Итого:		49202,72	н/д	3809

Общая протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи (в одноцепном исчислении), количество и установленная мощность трансформаторов ПС напряжением 220 кВ и выше на территории Псковской области, находящиеся на балансе филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Новгородское ПМЭС, по классам напряжения по состоянию на 01.01.2020 представлена в таблице 20.

Таблица 20

ЛЭП и ПС 330 кВ ЭС Псковской области, находящиеся на балансе филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Новгородское ПМЭС на 01.01.2020

№ п/п	Класс напряжения, кВ	Протяженность, км	Количество подстанций, шт.	Мощность ПС, МВА
1	330	1522,33*	3	1050
Итого:		1522,33*	3	1050

*в таблице приведены данные протяженности ЛЭП с учетом полной длины в одноцепном исполнении.

Как видно из данных, эксплуатацию подавляющего большинства распределительных сетей 35-110 кВ осуществляет Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада».

Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» включает в себя 4 производственных отделения (ПО), обеспечивающих бесперебойное и надежное снабжение потребителей электрической энергией:

ПО «Северные электрические сети» (ПО «СЭС») обслуживает г. Псков, Плюсский, Струго-Красненский, Печорский, Палкинский, Псковский районы;

ПО «Восточные электрические сети» (ПО «ВЭС») обслуживает

Дновский, Порховский, Бежаницкий, Новоржевский, Локнянский, Пушкиногорский районы;

ПО «Южные электрические сети» (ПО «ЮЭС») обслуживает Куньинский, Усвятский, Великолукский, Новосокольнический, Невельский районы;

ПО «Западные электрические сети» (ПО «ЗЭС») Островский, Пыталовский, Красногородский, Себежский, Опочецкий, Пустошкинский районы.

ПО «СЭС»:

На балансе ПО «СЭС» Псковского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» находятся:

33 подстанции с высшим классом напряжения 110 кВ;

17 подстанций с высшим классом напряжения 35 кВ.

Общее количество трансформаторов с высшим классом напряжения 110 кВ 58 шт. суммарной установленной мощностью - 680,1 МВА. Общее количество трансформаторов с высшим классом напряжения 35 кВ – 32 шт. суммарной установленной мощностью 79,5 МВА.

В таблицах 21 и 22 приведен список подстанций с высшим классом напряжения 5-110 кВ ПО «СЭС» и характеристики установленных на них трансформаторов.

Таблица 21

Перечень ПС напряжением 110 кВ ПО «СЭС»

№ п/п	Диспетчерское наименование ПС	Диспетчерское наименование оборудования	Sном, МВА	Уном, кВ (ВН/СН/НН)			Год ввода	Эксплуатация, лет	Индекс технического состояния
				ВН	СН	НН			
1	ПС 110 кВ Верхолино (ПС 240)	T-1	2,5	110	-	10	1976	43	72,602
		T-2	2,5	110	-	10	1982	37	72,097
2	ПС 110 кВ Гдов (ПС 192)	T-1	10	110	35	10	1982	37	70,075
		T-2	10	110	35	10	1982	37	50,000
3	ПС 110 кВ ГИК (ПС 205)	T-1	10	110	-	10	1989	30	70,075
4	ПС 110 кВ Добручи (ПС 508)	T-1	2,5	110	-	10	1986	33	79,758
		T-2	2,5	110	-	10	1986	33	85,384
5	ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283)	T-1	40	110	-	10	1979	40	99,748
		T-2	40	110	-	10	1979	40	99,748
6	ПС 110 кВ Заводская (ПС 328)	T-1	25	110	10	6	1978	41	79,253
		T-2	25	110	10	6	1978	41	79,253
7	ПС 110 кВ Изборск (ПС 69)	T-1	10	110	35	10	1972	47	74,375
		T-2	6,3	110	35	10	1972	47	80,172
8	ПС 110 кВ Карамышево (ПС 64)	T-1	10	110	35	10	1981	38	75,464
		T-2	10	110	35	10	1981	38	80,010
9	ПС 110 кВ Качаново (ПС 386)	T-1	6,3	110	35	10	1978	41	85,223

№ п/п	Диспетчерское наименование ПС	Диспетчерское наименование оборудования	Сном, МВА	Уном, кВ (ВН/СН/НН)			Год ввода	Эксплуатация, лет	Индекс технического состояния
				ВН	СН	НН			
10	ПС 110 кВ Кебь (ПС 505)	T-2	2,5	110	-	10	1986	33	82,108
11	ПС 110 кВ Кирово (ПС 385)	T-2	6,3	110	-	10	1986	33	80,677
12	ПС 110 кВ Крипецы (ПС 217)	T-1	2,5	110	-	10	1978	41	75,977
13	ПС 110 кВ Крупп (ПС 361)	T-1	2,5	110	-	10	1982	37	80,325
14	ПС 110 кВ Лудони (ПС 314)	T-1	2,5	110	-	10	1982	37	79,758
15	ПС 110 кВ Лынокомбинат (ПС 73)	T-1	16	110	-	6	1970	49	79,360
		T-2	16	110	-	6	1980	39	79,758
16	ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	T-1	6,3	110	35	10	1981	38	90,183
		T-2	1,6	-	35	10	1981	38	90,183
17	ПС 110 кВ Новоселье (ПС 163)	T-1	2,5	110	-	10	1971	48	74,375
		T-2	6,3	110	-	10	1971	48	80,172
18	ПС 110 кВ Овсище (ПС 282)	T-1	25	110	-	10	1977	42	90,435
		T-2	25	110	-	10	1977	42	81,091
19	ПС 110 кВ Печоры (ПС 74)	T-1	10	110	-	10	1965	54	79,769
		T-2	6,3	110	-	10	1965	54	71,400
20	ПС 110 кВ Писковичи (ПС 172)	T-1	10	110	-	10	1968	51	79,516
		T-2	10	110	-	10	1968	51	84,304
21	ПС 110 кВ ПКК (ПС 504)	T-1	16	110	-	10	1970	49	77,814
		T-2	16	110	-	10	1970	49	80,677
22	ПС 110 кВ Плюсса (ПС 113)	T-1	6,3	110	35	10	1967	52	85,889
		T-2	6,3	110	35	10	1967	52	80,010
23	ПС 110 кВ Полна (ПС 146)	T-1	2,5	110	-	10	1985	34	72,097
		T-2	2,5	110	-	10	1985	34	79,758
24	ПС 110 кВ Псков (ПС 53)	T-1	40	110	10	6	1957	62	79,758
		T-2	40	110	10	6	1957	62	75,717
25	ПС 110 кВ Псковкирпич (ПС 198)	T-1	10	110	-	10	1971	48	84,052
		T-2	6,3	110	-	10	1971	48	81,189
26	ПС 110 кВ Речная (ПС 126)	T-1	15	110	-	6	1966	53	74,680
		T-2	25	110	-	6	2010	9	75,470
27	ПС 110 кВ Родовое (ПС 373)	T-1	2,5	110	-	10	1983	36	85,384
28	ПС 110 кВ Северная (ПС 100)	T-1	6,3	110	-	10	1990	29	75,464
		T-2	6,3	110	-	10	1990	29	71,171
29	ПС 110 кВ Середка (ПС 138)	T-1	6,3	110	-	10	1979	40	74,546
		T-2	6,3	110	-	10	1979	40	74,675
30	ПС 110 кВ Стремутка (ПС 255)	T-1	6,3	110	-	10	1976	43	79,758
		T-2	6,3	110	-	10	1976	43	79,758
31	ПС 110 кВ Струги Красные (ПС 61)	T-1	10	110	35	10	1966	53	79,769
		T-2	10	110	35	10	1966	53	75,725
32	ПС 110 кВ Тямша (ПС 253)	T-1	10	110	-	10	1976	43	76,834
		T-2	10	110	-	10	1976	43	76,896
33	ПС 110 кВ ЭТЗ (ПС 399)	T-1	25	110	-	10	1975	44	80,010
		T-2	25	110	-	10	1975	44	80,010

Перечень ПС напряжением 35 кВ ПО «СЭС»

№ п/п	Диспетчерское наименование ПС	Диспетчерское наименование оборудования	Сном, МВА	Уном, кВ (ВН/СН/НН)			Год ввода	Эксплуатация, лет	Индекс технического состояния
				ВН	СН	НН			
1	ПС 35 кВ Андромед (ПС 27)	T-1	1,6	35	-	10	1976	43	н/д
		T-2	1,6	35	-	10	1977	42	н/д
2	ПС 35 кВ Большое Загорье (ПС 72)	T-1	1,6	35	-	10	1983	36	н/д
		T-1	1,6	35	-	10	1983	36	н/д
3	ПС 35 кВ Владимирские Лагеря (ПС 17)	T-1	6,3	35	-	10	1995	24	н/д
		T-2	6,3	35	-	10	1995	24	н/д
4	ПС 35 кВ Должицы (ПС 2)	T-1	1,6	35	-	10	1983	36	н/д
		T-2	1,6	35	-	10	1983	36	н/д
5	ПС 35 кВ Ждани (ПС 45)	T-1	1,6	35	-	10	1976	43	н/д
		T-2	1,6	35	-	10	1976	43	н/д
6	ПС 35 кВ Заплюсье (ПС 85)	T-1	1,6	35	-	10	1960	59	н/д
		T-2	1,6	35	-	10	1960	59	н/д
7	ПС 35 кВ Лавры (ПС 11)	T-1	1,6	35	-	10	1974	45	н/д
		T-2	1,6	35	-	10	1974	45	н/д
8	ПС 35 кВ Новая Уситва (ПС 25)	T-1	2,5	35	-	10	1975	44	н/д
		T-2	2,5	35	-	10	1975	44	н/д
9	ПС 35 кВ Палкино (ПС 7)	T-1	4	35	-	10	1966	53	н/д
		T-2	4	35	-	10	1966	53	н/д
10	ПС 35 кВ Ротово (ПС 9)	T-1	2,5	35	-	10	1970	49	н/д
		T-2	1,6	35	-	10	1970	49	н/д
11	ПС 35 кВ Смурявьево (ПС 8)	T-1	4	35	-	6	1964	55	н/д
		T-3	4	35	-	10	1964	55	н/д
12	ПС 35 кВ Талецы (ПС 3)	T-1	1,6	35	-	10	1963	56	н/д
13	ПС 35 кВ Творожково (ПС 15)	T-1	1,6	35	-	10	1970	49	н/д
14	ПС 35 кВ Чернево (ПС 45)	T-1	2,5	35	-	10	1974	45	н/д
		T-2	2,5	35	-	10	1974	45	н/д
15	ПС 35 кВ Чудская (ПС 80)	T-1	4	35	-	10	1989	30	н/д
		T-2	4	35	-	10	1989	30	н/д
16	ПС 35 кВ Юбилейная (ПС 5)	T-1	1,6	35	-	10	1975	44	н/д
		T-2	1,6	35	-	10	1975	44	н/д
17	ПС 35 кВ Юшково (ПС 6)	T-1	1,6	35	-	10	1991	28	н/д
		T-2	1,6	35	-	10	1991	28	н/д

По данным, приведенным в таблицах 21 и 22, видно, что 58 трансформаторов (100% от общего количества) с высшим классом напряжения 110 кВ суммарной установленной мощностью 680,1 МВА, а также 30 трансформаторов (93,75% от общего количества) с высшим классом напряжения 35 кВ суммарной установленной мощностью 66,9 МВА находятся в эксплуатации более 25 лет.

ПО «ВЭС»:

На балансе ПО «ВЭС» Псковского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» находятся:

24 подстанции с высшим классом напряжения 110 кВ;

16 подстанций с высшим классом напряжения 35 кВ.

Общее количество трансформаторов с высшим классом напряжения 110 кВ 42 шт. суммарной установленной мощностью 274,4 МВА. Общее количество трансформаторов с высшим классом напряжения 35 кВ – 23 шт. суммарной установленной мощностью 45,5 МВА.

В таблицах 23 и 24 приведен список подстанций с высшим классом напряжения 35-110 кВ Восточных электрических сетей и характеристики установленных на них трансформаторов.

Таблица 23

Перечень ПС напряжением 110 кВ ПО «ВЭС»

№ п/п	Диспетчерское наименование ПС	Диспетчерское наименование оборудования	Сном, МВА	Уном, кВ (ВН/СН/НН)			Год ввода	Эксплуатация, лет	Индекс технического состояния
				ВН	СН	НН			
1	ПС 110 кВ Ашево (ПС 254)	T-2	2,5	110	-	10	1976	43	75,717
		T-1	2,5	110	-	10	1976	43	75,464
2	ПС 110 кВ Бежаницы (ПС 147)	T-1	10	110	35	10	1969	50	74,675
		T-2	16	110	35	10	1969	50	75,977
3	ПС 110 кВ Дедовичи (ПС 117)	T-1	6,3	110	35	10	1966	53	74,375
		T-2	10	110	35	10	1966	53	70,252
4	ПС 110 кВ Дно (ПС 116)	T-1	16	110	35	10	1965	54	74,959
		T-2	10	110	35	10	1965	54	75,725
5	ПС 110 кВ ЗСК (ПС 388)	T-1	10	110	-	10	1987	32	80,447
		T-2	10	110	-	10	1987	32	79,253
6	ПС 110 кВ Крестилово (ПС 241)	T-1	2,5	110	-	10	1975	44	79,758
		T-2	2,5	110	-	10	1975	44	72,097
7	ПС 110 кВ Кудеверь (ПС 201)	T-1	6,3	110	35	10	1988	31	84,052
8	ПС 110 кВ Вольшево (ПС 302)	T-1	2,5	110	-	10	1980	39	79,758
		T-2	6,3	110	-	10	1980	39	84,052
9	ПС 110 кВ Локня (ПС 119)	T-1	10	110	35	10	1989	30	74,238
		T-2	6,3	110	35	10	1989	30	74,959
10	ПС 110 кВ Махновка (ПС 220)	T-1	6,3	110	35	10	1989	30	80,172
11	ПС 110 кВ Новоржев (ПС 284)	T-1	6,3	110	35	10	1978	41	71,171
		T-2	6,3	110	35	10	1978	41	82,108
12	ПС 110 кВ Павы (ПС 112)	T-1	6,3	110	35	10	1991	28	70,252
13	ПС 110 кВ Пионерный (ПС 219)	T-1	6,3	110	-	6	1973	46	76,025
14	ПС 110 кВ Подберезье (ПС 202)	T-1	4	110	-	10	1974	45	80,050
15	ПС 110 кВ Пожеревицы (ПС 387)	T-1	2,5	110	-	10	1986	33	74,959
		T-2	2,5	110	-	10	1986	33	79,758
16	ПС 110 кВ Полоное (ПС 358)	T-1	6,3	110	-	10	1982	37	79,253
		T-2	6,3	110	-	10	1982	37	70,940
17	ПС 110 кВ Поляне (ПС 384)	T-1	2,5	110	-	10	1982	37	74,959
		T-2	2,5	110	-	10	1982	37	74,959
18	ПС 110 кВ Порхов (ПС 115)	T-1	16	110	-	10	1995	24	82,204
		T-2	10	110	-	10	1976	43	81,442
19	ПС 110 кВ Пушкинские Горы (ПС 76)	T-1	10	110	35	10	1967	52	71,400
		T-2	16	110	35	10	1967	52	82,522
20	ПС 110 кВ Славковичи (ПС 197)	T-1	3,2	110	-	10	1971	48	76,148
		T-2	2,5	110	-	10	1971	48	74,959
21	ПС 110 кВ СУ ГРЭС (ПС 281)	T-1	6,3	110	-	6	1978	41	81,675
22	ПС 110 кВ Фишнево	T-1	2,5	110	-	10	1987	32	85,384

№ п/п	Диспетчерское наименование ПС	Диспетчерское наименование оборудования	Сном, МВА	Уном, кВ (ВН/СН/НН)			Год ввода	Эксплуатация, лет	Индекс технического состояния
				ВН	СН	НН			
	(ПС 200)	Т-2	2,5	110	-	10	1987	32	82,522
23	ПС 110 кВ Хилово (ПС 357)	Т-1	2,5	110	-	10	1981	38	75,464
		Т-2	2,5	110	-	10	1981	38	74,546
24	ПС 110 кВ Чихачево (ПС 118)	Т-1	6,3	110	-	10	1966	53	80,325
		Т-2	6,3	110	-	10	1966	53	70,252

Таблица 24
Перечень ПС напряжением 35 кВ ПО «ВЭС»

№ п/п	Диспетчерское наименование ПС	Диспетчерское наименование оборудования	Сном, МВА	Уном, кВ (ВН/СН/НН)			Год ввода	Эксплуатация, лет	Индекс технического состояния
				ВН	СН	НН			
1	ПС 35 кВ Адорье (ПС 60)	Т-1	1,6	35	-	10	1992	27	н/д
		Т-2	1,6	35	-	10	1981	38	н/д
2	ПС 35 кВ Боровичи (ПС 55)	Т-1	1,6	35	-	10	1979	40	н/д
3	ПС 35 кВ Велье (ПС 23)	Т-1	1,6	35	-	10	1977	42	н/д
		Т-2	1,6	35	-	10	1977	42	н/д
4	ПС 35 кВ Вехно (ПС 21)	Т-1	1,6	35	-	10	1975	44	н/д
		Т-2	1,6	35	-	10	1975	44	н/д
5	ПС 35 кВ Выбор (ПС 16)	Т-1	1,6	35	-	10	1970	49	н/д
		Т-2	1,6	35	-	10	1970	49	н/д
6	ПС 35 кВ Вышгород (ПС 12)	Т-1	1,6	35	-	10	1968	51	н/д
7	ПС 35 кВ Дубровно (ПС 26)	Т-1	2,5	35	-	10	1979	40	н/д
8	ПС 35 кВ Жадрицы (ПС 24)	Т-1	1,6	35	-	10	1977	42	н/д
		Т-2	1,6	35	-	10	1977	42	н/д
9	ПС 35 кВ Красный Луч (ПС 18)	Т-1	4	35	-	10	1974	45	н/д
		Т-2	4	35	-	10	1974	45	н/д
10	ПС 35 кВ Миритинцы (ПС 57)	Т-1	2,5	35	-	10	1981	38	н/д
		Т-2	2,5	35	-	10	1981	38	н/д
11	ПС 35 кВ Оснюги (ПС 59)	Т-1	1,6	35	-	10	1982	37	н/д
12	ПС 35 кВ Полисто (ПС 62)	Т-1	1,6	35	-	10	1999	20	н/д
13	ПС 35 кВ Поцелуево (ПС 52)	Т-1	2,5	35	-	10	1981	38	н/д
14	ПС 35 кВ Ратьково (ПС 46)	Т-1	1,6	35	-	10	1969	50	н/д
15	ПС 35 кВ Северное Устье (ПС 19)	Т-1	1	35	-	10	1977	42	н/д
16	ПС 35 кВ Хотовань (ПС 51)	Т-1	2,5	35	-	10	1982	37	н/д

По данным, приведенным в таблицах 23 и 24, видно, что 41 трансформатор (97,62 % от общего количества) с высшим классом напряжения 110 кВ суммарной установленной мощностью 258,4 МВА и 22 трансформатора (95,65 % от общего количества) с высшим классом напряжения 35 кВ общей установленной мощностью 43,9 МВА находятся в эксплуатации более 25 лет.

ПО «ЮЭС»:

На балансе ПО «ЮЭС» Псковского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» находятся:

22 подстанции с высшим классом напряжения 110 кВ;

20 подстанций с высшим классом напряжения 35 кВ.

Общее количество трансформаторов с высшим классом напряжения 110 кВ 36 шт. суммарной установленной мощностью 534,4 МВА. Общее количество трансформаторов с высшим классом напряжения 35 кВ – 34 шт. суммарной установленной мощностью 81,3 МВА.

В таблицах 25 и 26 приведен список подстанций с высшим классом напряжения 35-110 кВ Южных электрических сетей и характеристики установленных на них трансформаторов.

Таблица 25

Перечень ПС напряжением 110 кВ ПО «ЮЭС»

№ п/п	Диспетчерское наименование ПС	Диспетчерское наименование оборудования	Сном, МВА	Уном, кВ (ВН/СН/НН)			Год ввода	Эксплуатация, лет	Индекс технического состояния
				ВН	СН	НН			
1	ПС 110 кВ Булынино (ПС 136)	T-1	6,3	110	-	10	1994	25	80,010
2	ПС 110 кВ Рябики (ПС 130)	T-1	25	110	10	6	1968	51	83,279
		T-2	25	110	10	6	1968	51	86,142
3	ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70)	T-1	40	110	35	6	1974	45	90,435
		T-2	40	110	35	6	1973	46	90,435
4	ПС 110 кВ Великие Луки-ФТП (ПС 157)	T-1	25	110	-	6	1969	50	74,798
		T-2	25	110	-	6	1969	50	78,067
5	ПС 110 кВ ВЗЦА (ПС 348)	T-1	25	110	-	10	1980	39	74,798
		T-2	63	110	-	10	1980	39	90,435
6	ПС 110 кВ Кунья (ПС 139)	T-1	10	110	35	10	1964	55	91,488
		T-2	10	110	35	10	1964	55	74,675
7	ПС 110 кВ Маево (ПС 311)	T-1	6,3	110	-	10	1979	40	80,929
		T-2	6,3	110	-	10	1979	40	74,798
8	ПС 110 кВ Малахово (ПС 507)	T-1	2,5	110	-	10	1980	39	73,367
9	ПС 110 кВ Насва (ПС 173)	T-1	6,3	110	-	10	1969	50	80,929
		T-2	6,3	110	-	10	1969	50	70,504
10	ПС 110 кВ Невель (ПС 114)	T-1	16	110	35	10	1967	52	75,717
		T-2	16	110	35	10	1967	52	72,854
11	ПС 110 кВ Невель-2 (ПС 129)	T-1	10	110	-	10	1992	27	86,142
		T-2	10	110	-	10	1992	27	70,504
12	ПС 110 кВ Недомерки (ПС 286)	T-1	6,3	110	-	10	1978	41	94,729
		T-2	6,3	110	-	10	1978	41	90,435
13	ПС 110 кВ НПС Великие Луки (ПС 343)	T-1	25	110	-	10	1984	35	75,717
		T-2	25	110	-	10	1984	35	80,929
14	ПС 110 кВ НПС Невель (ПС 342)	T-1	25	110	-	10	1982	37	86,142
15	ПС 110 кВ Переслегино (ПС 236)	T-1	6,3	110	-	10	1975	44	89,517
		T-2	6,3	110	-	10	1975	44	86,142
16	ПС 110 кВ Плаксино (ПС 168)	T-1	6,3	110	35	10	1989	30	80,325
17	ПС 110 кВ Поречье (ПС 359)	T-1	10	110	35	10	1982	37	85,975
		T-2	6,3	110	35	10	1982	37	86,142
18	ПС 110 кВ Пустыньки (ПС 204)	T-1	2,5	110	-	10	1968	51	91,625
19	ПС 110 кВ Реостат (ПС 206)	T-1	10	110	-	6	2007	12	86,175
20	ПС 110 кВ Сиверст (ПС 167)	T-1	6,3	110	35	10	1989	30	83,792
		T-2	10	110	35	10	1989	30	70,075
21	ПС 110 кВ Суханово (ПС 352)	T-2	6,3	110	-	10	1981	38	88,950
22	ПС 110 кВ Щербино (ПС 506)	T-1	2,5	110	-	10	1984	35	75,717

Перечень ПС напряжением 35 кВ ПО «ЮЭС»

№ п/п	Диспетчерское наименование ПС	Диспетчерское наименование оборудования	Sном, МВА	Уном, кВ (ВН/СН/НН)			Год ввода	Эксплуатация, лет	Индекс технического состояния
				ВН	СН	НН			
1	ПС 35 кВ Борки (ПС 37)	T-1	1,6	35	-	10	1974	45	н/д
		T-2	2,5	35	-	10	1974	45	н/д
2	ПС 35 кВ Глазуново (ПС 30)	T-1	1,6	35	-	10	1985	34	н/д
		T-2	1,6	35	-	10	1985	34	н/д
3	ПС 35 кВ Демидово (ПС 77)	T-1	1,6	35	-	10	1987	32	н/д
		T-2	2,5	35	-	10	1987	32	н/д
4	ПС 35 кВ Дубрава (ПС 78)	T-1	6,3	35	-	10	1986	33	н/д
5	ПС 35 кВ Каськово (ПС 67)	T-1	2,5	35	-	10	1984	35	н/д
		T-2	2,5	35	-	10	1984	35	н/д
6	ПС 35 кВ Лехово (ПС 39)	T-1	4	35	-	10	2014	5	н/д
		T-2	4	35	-	10	2014	5	н/д
7	ПС 35 кВ Назимово (ПС 54)	T-1	1,6	35	-	10	1978	41	н/д
8	ПС 35 кВ Новохованск (ПС 65)	T-1	2,5	35	-	10	1986	33	н/д
		T-2	2,5	35	-	10	1986	33	н/д
9	ПС 35 кВ Опухлики (ПС 82)	T-1	1,6	35	-	10	1991	28	н/д
		T-2	1,6	35	-	10	1991	28	н/д
10	ПС 35 кВ Пухново (ПС 56)	T-1	2,5	35	-	10	1979	40	н/д
11	ПС 35 кВ Раменье (ПС 44)	T-1	1,6	35	-	10	1986	33	н/д
		T-2	1,6	35	-	10	1986	33	н/д
12	ПС 35 кВ Рожковичи (ПС 34)	T-1	2,5	35	-	10	1980	39	н/д
		T-2	2,5	35	-	10	1980	39	н/д
13	ПС 35 кВ Островки (ПС 33)	T-1	1,6	35	-	10	1975	44	н/д
		T-2	1,6	35	-	10	1975	44	н/д
14	ПС 35 кВ Тарасы (ПС 58)	T-1	1,6	35	-	10	1979	40	н/д
15	ПС 35 кВ Тимофеевка (ПС 48)	T-1	2,5	35	-	10	1984	35	н/д
		T-2	2,5	35	-	10	1984	35	н/д
16	ПС 35 кВ Туричино (ПС 50)	T-1	2,5	35	-	10	1989	30	н/д
		T-2	2,5	35	-	10	1973	46	н/д
17	ПС 35 кВ Усвяты (ПС 40)	T-1	4	35	-	10	1968	51	н/д
		T-2	4	35	-	10	1968	51	н/д
18	ПС 35 кВ Усмынь (ПС 38)	T-1	2,5	35	-	10	1970	49	н/д
19	ПС 35 кВ Усть-Долыссы (ПС 49)	T-1	1,6	35	-	10	1970	49	н/д
		T-2	1,6	35	-	10	1970	49	н/д
20	ПС 35 кВ Черпесса (ПС 35)	T-1	1,6	35	-	10	1982	37	н/д

По данным, приведенным в таблицах 25 и 26, видно, что 35 трансформаторов (97,22% от общего количества) с высшим классом напряжения 110 кВ суммарной установленной мощностью 524,4 МВА и 34 трансформатора (100% от общего количества) с высшим классом напряжения 35 кВ суммарной установленной мощностью 81,3 МВА находятся в эксплуатации более 25 лет.

ПО «ЗЭС»:

На балансе ПО «ЗЭС» Псковского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» находятся:

21 подстанция с высшим классом напряжения 110 кВ;

17 подстанций с высшим классом напряжения 35 кВ.

Общее количество трансформаторов с высшим классом напряжения 110 кВ 33 шт. суммарной установленной мощностью 260,8 МВА. Общее количество трансформаторов с высшим классом напряжения 35 кВ – 30 шт. суммарной установленной мощностью 58,8 МВА.

В таблицах 27 и 28 приведен список подстанций с высшим классом напряжения 35-110 кВ Западных электрических сетей и характеристики установленных на них трансформаторов.

Таблица 27

Перечень ПС напряжением 110 кВ ПО «ЗЭС»

№ п/п	Диспетчерское наименование ПС	Диспетчерское наименование оборудования	Сном, МВА	Уном, кВ (ВН/СН/НН)			Год ввода	Эксплуатация, лет	Индекс технического состояния
				ВН	СН	НН			
1	ПС 110 кВ Беляево (ПС 289)	T-1	2,5	110	-	10	1977	42	79,758
		T-2	2,5	110	-	10	1977	42	75,725
2	ПС 110 кВ Воронцово (ПС 149)	T-1	6,3	110	-	10	1985	34	74,959
		T-2	6,3	110	-	10	1985	34	81,675
3	ПС 110 кВ Гавры (ПС 287)	T-1	2,5	110	-	10	1979	40	87,328
4	ПС 110 кВ Гривы (ПС 203)	T-2	2,5	110	-	10	1988	31	75,464
5	ПС 110 кВ Идрица (ПС 133)	T-1	16	110	35	10	1977	42	70,252
		T-2	10	110	35	10	1978	41	90,435
6	ПС 110 кВ Красногородск (ПС 285)	T-1	10	110	35	10	1981	38	91,488
		T-2	10	110	35	10	1981	38	75,725
7	ПС 110 кВ Крюки (ПС 216)	T-1	6,3	110	-	10	1975	44	74,675
		T-2	6,3	110	-	10	1975	44	76,025
8	ПС 110 кВ Линово (ПС 288)	T-1	2,5	110	-	10	1977	42	75,464
9	ПС 110 кВ Ляпуны (ПС 313)	T-2	10	110	-	10	1980	39	85,889
10	ПС 110 кВ Макушино (ПС 160)	T-1	2,5	110	-	10	1990	29	80,010
11	ПС 110 кВ Мякишево (ПС 372)	T-1	2,5	110	-	10	1982	37	74,546
12	ПС 110 кВ Опочка (ПС 161)	T-1	16	110	35	10	1969	50	79,516
		T-2	16	110	35	10	1969	50	73,840
13	ПС 110 кВ Остров (ПС 68)	T-1	25	110	35	10	1978	41	75,717
		T-2	16	110	35	10	1982	37	77,148
14	ПС 110 кВ Подлилье (ПС 356)	T-1	6,3	110	-	10	1982	37	74,959
		T-2	6,3	110	-	10	1982	37	77,822
15	ПС 110 кВ Пустошка (ПС 309)	T-1	6,3	110	35	10	1982	37	74,041
		T-2	6,3	110	35	10	1982	37	74,041
16	ПС 110 кВ Пыталово (ПС 148)	T-1	6,3	110	35	10	1982	37	74,041
		T-2	6,3	110	35	10	1982	37	74,959
17	ПС 110 кВ Рубилово (ПС 221)	T-2	6,3	110	-	10	1974	45	72,097
18	ПС 110 кВ Себеж (ПС 312)	T-1	10	110	35	10	1979	40	70,504
		T-2	10	110	35	10	1979	40	85,245
19	ПС 110 кВ Скуратово (ПС 371)	T-1	2,5	110	-	10	1977	42	79,253
20	ПС 110 кВ СОМ (ПС 363)	T-1	10	110	-	10	1978	41	74,546
		T-2	10	110	-	10	1978	41	84,304
21	ПС 110 кВ Черская (ПС 140)	T-1	2,5	110	-	10	1964	55	71,017

Перечень ПС напряжением 35 кВ ПО «ЗЭС»

№ п/п	Диспетчерское наименование ПС	Диспетчерское наименование оборудования	Сном, МВА	Уном, кВ (ВН/СН/НН)			Год ввода	Эксплуатация, лет	Индекс технического состояния
				ВН	СН	НН			
1	ПС 35 кВ Алексеевка (ПС 83)	Т-1	2,5	35	-	10	1992	27	н/д
2	ПС 35 кВ Алоль (ПС 32)	Т-1	1,6	35	-	10	1975	44	н/д
		Т-2	1,6	35	-	10	1975	44	н/д
3	ПС 35 кВ Бояриново (ПС 31)	Т-1	1,6	35	-	10	1985	34	н/д
		Т-2	1,6	35	-	10	1985	34	н/д
4	ПС 35 кВ Остров-3 (ПС 14)	Т-1	2,5	35	-	6	1967	52	н/д
		Т-2	2,5	35	-	6	1967	52	н/д
5	ПС 35 кВ Дружба (ПС 79)	Т-1	2,5	35	-	10	1986	33	н/д
		Т-2	2,5	35	-	10	1986	33	н/д
6	ПС 35 кВ Духново (ПС 71)	Т-1	1,6	35	-	10	1985	34	н/д
		Т-2	1,6	35	-	10	1985	34	н/д
7	ПС 35 кВ Жавры (ПС 22)	Т-1	1,6	35	-	10	1976	43	н/д
		Т-2	1,6	35	-	10	1976	43	н/д
8	ПС 35 кВ Каленидово (ПС 43)	Т-1	2,5	35	-	10	1986	33	н/д
		Т-2	2,5	35	-	10	1986	33	н/д
9	ПС 35 кВ Криуха (ПС 20)	Т-1	1,6	35	-	10	1976	43	н/д
10	ПС 35 кВ Максютинo (ПС 29)	Т-1	1	35	-	10	1956	63	н/д
		Т-2	1,6	35	-	10	1956	63	н/д
11	ПС 35 кВ Осыно (ПС 75)	Т-1	1,6	35	-	10	1984	35	н/д
		Т-2	1,6	35	-	10	1984	35	н/д
12	ПС 35 кВ Платишино (ПС 63)	Т-1	1,6	35	-	10	1982	37	н/д
		Т-2	1,6	35	-	10	1982	37	н/д
13	ПС 35 кВ Поддубье (ПС 10)	Т-1	1,6	35	-	10	1990	29	н/д
		Т-2	1,6	35	-	10	1990	29	н/д
14	ПС 35 кВ Сергейцево (ПС 66)	Т-1	2,5	35	-	10	1982	37	н/д
		Т-2	2,5	35	-	10	1982	37	н/д
15	ПС 35 кВ Сосновый Бор (ПС 42)	Т-1	1,6	35	-	6	1966	53	н/д
		Т-2	1,6	35	-	6	1966	53	н/д
16	ПС 35 кВ Шильское (ПС 41)	Т-1	2,5	35	-	10	1957	62	н/д
17	ПС 35 кВ Березка (ПС 81)	Т-1	4	35	-	10	1990	29	н/д

По данным, приведенным в таблицах 27 и 28, видно, что 33 трансформатора (100% от общего количества) с высшим классом напряжения 110 кВ суммарной установленной мощностью 260,8 МВА и 30 трансформаторов (100% от общего количества) с высшим классом напряжения 35 кВ суммарной установленной мощностью 58,8 МВА находятся в эксплуатации более 25 лет.

В таблице 29 представлены данные по подстанциям иных сетевых организаций, функционирующих на территории Псковской области, с высшим классом напряжения 35-330 кВ и характеристики установленных на них трансформаторов.

Таблица 29

**Перечень подстанций иных сетевых организаций, функционирующих
на территории Псковской области с высшим классом напряжения
35-330 кВ**

№ п/п	Диспетчерское наименование ПС	Диспетчерское наименование оборудования	Sном, МВА	Уном, кВ (ВН/СН/НН)			Год ввода	Эксплуатация, лет	Индекс технического состояния	Собственник объекта
				ВН	СН	НН				
1	ПС 110 кВ Судома (ПС 218)	Т-1	6,3	110	-	10	2015	н/д	н/д	ООО «Лесозавод «Судома»
2	ПС 110 кВ Радиозаводская (ПС 175)	Т-1	15	110	-	6	1968	52	97	ООО «Энергосети»
		Т-2	15	110	35	6	1959	61	96	
3	ПС 330 кВ Новосokolьники	Т-1	10	110	35	10	1966	54	70,93	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Северо-Запада Новгородское ПМЭС
		Т-2	10	110	35	10	1976	44	85,38	
4	ПС 110 кВ Моглино (ПС 103)	Т-1	40	110	-	10	2016	4	н/д	АО «ОЭЗ ППТ «Моглино»
		Т-2	40	110	-	10	2016	4	н/д	

По данным, приведенным в таблице 29, видно, что 4 трансформатора с высшим классом напряжения 110 кВ суммарной установленной мощностью 50,0 МВА находятся в эксплуатации более 25 лет.

В таблице 30 представлены данные по ЛЭП 35-110 кВ ЭС Псковской области.

Таблица 30

Характеристика ЛЭП 35-110 кВ энергосистемы Псковской области

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения, кВ	Марка провода	Протяженность ЛЭП, км	Год ввода в эксплуатацию	Индекс технического состояния
1	ВЛ 110 кВ Л.Бежаницкая-1	110	АС-120/19	39,5	1978	97,495
2	ВЛ 110 кВ Бежаницы – Фишнево (Л.Бежаницкая-2)	110	АС-120/19	10	1968	76,61
3	ВЛ 110 кВ Новосokolьники – Великие Луки I цепь с отпайками (Л.Великолукская-1)	110	АС-120/19	31,5	1966	97,721
4	ВЛ 110 кВ Новосokolьники – Великие Луки II цепь с отпайками (Л.Великолукская-2)	110	АС-120/19	35,4	1966	90,815
5	ВЛ 110 кВ Новосokolьники –	110	АС-185/24	32,84	1977	90,815

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения, кВ	Марка провода	Протяженность ЛЭП, км	Год ввода в эксплуатацию	Индекс технического состояния
	ВЗЩА I цепь с отпайкой на ПС Переслегино (Л.Великолукская-3)					
6	ВЛ 110 кВ Новосokolьники – Реостат – ВЗЩА II цепь с отпайкой на ПС Переслегино (Л.Великолукская-4)	110	АС-185/24	35,14	1977	90,815
7	ВЛ 110 кВ Великие Луки – ВЗЩА (Л.Великолукская-5)	110	АС-185/24	11,2	1990	91,65
8	ВЛ 110 кВ Воронцово – Остров (Л.Воронцовская-1)	110	АС-120/19	30,42	1967	64,488
9	ВЛ 110 кВ Л.Воронцовская-2	110	АС-185/24	22,9	1983	77,151
10	ВЛ 110 кВ Гавры – Подлипье (Л.Гавровская-1)	110	АС-70/11	11,2	1978	88,454
11	ВЛ 110 кВ Гавры – Красногородск (Л.Гавровская-2)	110	АС-70/11	26,45	1978	93
12	ВЛ 110 кВ Гдов – Полна (Л.Гдовская-1)	110	АС-120/19	48,8	1975	93
13	ВЛ 110 кВ Гдов – Добручи (Л.Гдовская-2)	110	АС-120/19	14,4	1975	93
14	ВЛ 110 кВ Л.Городская-1	110	АС-120/19	2,64	1974	66,6
15	ВЛ 110 кВ Л.Городская-2	110	АС-120/19	2,64	1974	90,815
16	ВЛ 110 кВ Псковская ГРЭС – Дедовичи с отпайками (Л.Дедовическая-1)	110	АС-120/19	9,235	1973	81,818
17	ВЛ 110 кВ Вольшево – Дедовичи (Л.Дедовическая-2)	110	АС-120/19	22,664	1966	79,313
18	ВЛ 110 кВ Порхов – Полоное (Л.Дновская-1)	110	АС-120/19	7,6	1965	80,148
19	ВЛ 110 кВ ЗСК – Полоное (Л.Дновская-2)	110	АС-120/19	27	1965	80,148
20	ВЛ 110 кВ Дно – ЗСК (Л.Дновская-3)	110	АС-120/19	5,28	1965	80,148
21	ВЛ 110 кВ Л.Заводская-1	110	АС-120/19	6,545	1962	76,61
22	ВЛ 110 кВ Л.Заводская-2	110	АС-120/19	6,545	1962	53,014
23	ВЛ 110 кВ Л.Западная-1	110	АС-120/19	8,3	1969	93
24	ВЛ 110 кВ Л.Западная-2	110	АС-120/19	20,46	1969	93,835
25	ВЛ 110 кВ Верхолино – Середка (Л.Западная-3)	110	АС-120/19	18,41	1970	93,835

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения, кВ	Марка провода	Протяженность ЛЭП, км	Год ввода в эксплуатацию	Индекс технического состояния
26	ВЛ 110 кВ Полна – Середка (Л.Западная-4)	110	АС-120/19	30	1972	35,686
27	ВЛ 110 кВ Новосокольники – Маево (Л.Идрицкая-1)	110	АС-120/19	26,42	1967	90,815
28	ВЛ 110 кВ Опочка – Идрица (Л.Идрицкая-2)	110	АС-120/19	52,61	1970	74,818
29	ВЛ 110 кВ Идрица – Пустошка (Л.Идрицкая-3)	110	АС-120/19	38,1	1968	74,818
30	ВЛ 110 кВ Маево – Пустошка (Л.Идрицкая-4)	110	АС-120/19	27,6	1975	74,818
31	ВЛ 110 кВ Л.Изборская-1	110	АС-120/19	9,46	1962	93
32	ВЛ 110 кВ Изборск – Тямша (Л.Изборская-2)	110	АС-120/19	20,4	1963	93
33	ВЛ 110 кВ Завеличье - ГИК (Л.Изборская-3)	110	АС-150/24	29,3	1980	98,48
34	ВЛ 110 кВ Псков – Карамышево (Л.Карамышевская-1)	110	АС-120/19	30,9	1971	93
35	ВЛ 110 кВ Л.Карамышевская-2	110	АС-120/19	10,31	1986	95,333
36	ВЛ 110 кВ Л.Качановская-3	110	АС-70/11	16,1	1985	95,333
37	ВЛ 110 кВ Опочка – Макушино (Л.Красногородская-1)	110	АС-70/11	17,3	1978	74,818
38	ВЛ 110 кВ Красногородск – Макушино (Л.Красногородская-2)	110	АС-70/11	22,2	1978	74,818
39	ВЛ 110 кВ Л.Крюковская-1	110	АС-120/19	19,85	1977	93
40	ВЛ 110 кВ Л.Крюковская-2	110	АС-120/19	13,9	1988	95,333
41	ВЛ 110 кВ Л.Кудеверьская-1	110	АС-120/19	36,9	1988	80,148
42	ВЛ 110 кВ Л.Линовская-1	110	АС-70/11	15,83	1977	78,943
43	ВЛ 110 кВ Л.Линовская-2	110	АС-70/11	15,52	1983	95,333
44	ВЛ 110 кВ Новосокольники – Недомерки (Л.Локнянская-1)	110	АС-120/19	20,5	1968	34,851
45	ВЛ 110 кВ Локня – Фишнево (Л.Локнянская-2)	110	АС-120/19	15,4	1968	70,549
46	ВЛ 110 кВ Крестилово – Насва (Л.Локнянская-3)	110	АС-120/19	18,2	1968	79,313

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения, кВ	Марка провода	Протяженность ЛЭП, км	Год ввода в эксплуатацию	Индекс технического состояния
47	ВЛ 110 кВ Локня – Крестилово (Л.Локнянская-4)	110	АС-120/19	15,4	1968	79,313
48	ВЛ 110 кВ Насва – Недомерки (Л.Локнянская-5)	110	АС-120/19	18,6	1968	34,851
49	ВЛ 110 кВ Лудони – Павы (Л.Лудонская-1)	110	АС-185/24	21,14	1990	95,333
50	ВЛ 110 кВ Порхов – Павы (Л.Лудонская-2)	110	АС-185/29	43,4	1991	72,205
51	ВЛ 110 кВ Псков – Новоселье с отпайками (Л.Лужская-3)	110	АС-150/24	52,61	1967	93
52	ВЛ 110 кВ Л.Лядская-1	110	АС-70/11	45	1982	94,724
53	ВЛ 110 кВ Новосокольники – Малахово (Л.Малаховская-1)	110	АС-120/19	16,15	1986	85,589
54	ВЛ 110 кВ Малахово – Поречье с отпайкой на ПС Булынино (Л.Малаховская-2)	110	АС-120/19	37,4	1988	91,65
55	ВЛ 110 кВ Махновка – Скуратово (Л.Махновская-1)	110	АС-185/29	18,5	1989	79,313
56	ВЛ 110 кВ Псковская ГРЭС – Махновка (Л.Махновская-2)	110	АС-185/24	52,8	1990	75,603
57	ВЛ 110 кВ Л.Моглинская-1	110	АС-240/32	3,273	2017	90,891
58	ВЛ 110 кВ Л.Моглинская-2	110	АС-240/32	3,329	2017	90,891
59	ВЛ 110 кВ Л.Невельская-1	110	АС-120/19	37,6	1974	35,686
60	ВЛ 110 кВ Л.Невельская-2	110	АС-120/19	37,2	1974	91,642
61	ВЛ 110 кВ Великие Луки – Суханово (Л.Нелидовская-1)	110	АС-120/19	12,1	1962	90,815
62	ВЛ 110 кВ Воробьи – Кунья с отпайкой на ПС Пустыньки (Л.Нелидовская-2)	110	АС-120/19	24,1	1962	90,815
63	ВЛ 110 кВ Кунья – Суханово (Л.Нелидовская-3)	110	АС-120/19	20,6	1968	90,815
64	ВЛ 110 кВ Л.Нефтяная-1	110	АС-95/16	37,23	1981	91,65
65	ВЛ 110 кВ Л.Нефтяная-2	110	АС-95/16	37,24	1981	91,65
66	ВЛ 110 кВ Поляне – Пушкинские Горы (Л.Опочецкая-1)	110	АС-120/19	16,7	1969	79,313

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения, кВ	Марка провода	Протяженность ЛЭП, км	Год ввода в эксплуатацию	Индекс технического состояния
67	ВЛ 110 кВ Опочка – Ляпуны (Л.Опочецкая-2)	110	АС-120/19	10,2	1969	74,818
68	ВЛ 110 кВ Л.Опочецкая-3	110	АС-120/19	30,9	1983	73,811
69	ВЛ 110 кВ Ляпуны – Поляне (Л.Опочецкая-4)	110	АС-120/19	24,88	1969	93
70	ВЛ 110 кВ Псков – Остров I цепь с отпайками (Л.Островская-1)	110	АС-120/19	80,32	1963	26
71	ВЛ 110 кВ Псков – Остров II цепь с отпайками (Л.Островская-2)	110	АС-185/24	81,78	1976	93
72	ВЛ 110 кВ Изборск – Печоры (Л.Печорская-1)	110	АС-120/19	19,73	1966	93
73	ВЛ 110 кВ ГИК – ПКК с отпайкой на ПС Крупп (Л.Печорская-2)	110	АС-150/24	35,1	1980	95,333
74	ВЛ 110 кВ Печоры – ПКК (Л.Печорская-3)	110	АС-150/24	4,74	1981	95,333
75	ВЛ 110 кВ Плюсса – Лудони (Л.Плюсская-1)	110	АС-70/11	36,9	1978	93
76	ВЛ 110 кВ Плюсса – Серебрянка (Л.Плюсская-2)	110	АС-120/19	21,462	1969	93
77	ВЛ 110 кВ Локня – Подберезье (Л.Подберезинская-1)	110	АС-70/11	34,9	1973	93
78	ВЛ 110 кВ Порхов – Хилово (Л.Порховская-1)	110	АС-120/19	22	1964	93
79	ВЛ 110 кВ Порхов – Вольшево (Л.Порховская-2)	110	АС-120/19	14,5	1966	88,454
80	ВЛ 110 кВ Славковичи – Хилово (Л.Порховская-3)	110	АС-120/19	39	1964	93
81	ВЛ 110 кВ Псков – Завеличье I цепь с отпайкой на ПС Овсище (Л.Псковская-1)	110	АС-240/32	12,85	1980	95,333
82	ВЛ 110 кВ Псков – Завеличье II цепь с отпайкой на ПС Овсище (Л.Псковская-2)	110	АС-240/32	12,85	1980	63,603
83	ВЛ 110 кВ Л.Псковская-3	110	АС-120/19	11,73	1980	95,333
84	ВЛ 110 кВ Воронцово – Пушкинские Горы (Л.Пушкиногорская-1)	110	АС-120/19	35,66	1967	93
85	ВЛ 110 кВ Пыталово – Рубилово (Л.Пыталовская-1)	110	АС-120/19	26,5	1966	93
86	ВЛ 110 кВ Подлилье – Пыталово (Л.Пыталовская-2)	110	АС-70/11	9,4	1978	93

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения, кВ	Марка провода	Протяженность ЛЭП, км	Год ввода в эксплуатацию	Индекс технического состояния
87	ВЛ 110 кВЛ.Радиозаводская-1	110	АС-120/19	11,73	1971	93
88	ВЛ 110 кВ Л.Радиозаводская-2	110	АС-120/19	11,73	1971	93
89	ВЛ 110 кВ Остров – Рубилово (Л.Рубиловская-1)	110	АС-120/19	19,3	1966	76,61
90	ВЛ 110 кВ Л.Светлая-2	110	АС-120/19	15,15	1977	79,313
91	ВЛ 110 кВ Л.Себежская-2	110	АС-120/19	25,2	1969	76,61
92	ВЛ 110 кВ Великие Луки – Сиверст с отпайками (Л.Сиверстская-1)	110	АС-70/11	42,12	1969	90,815
93	ВЛ 110 кВ Поречье – Сиверст (Л.Сиверстская-2)	110	АС-70/11	27,82	1980	91,65
94	ВЛ 110 кВ Карамышево – Славковичи (Л.Славковская-1)	110	АС-120/19	29,81	1976	25,009
95	ВЛ 110 кВ Сланцы-Цемент – Добручи (Л.Сланцевская-5)	110	АС-120/19	27	1982	95,333
96	ВЛ 110 кВ Л.Сосновская-1	110	АС-120/19	19,58	1981	91,642
97	ВЛ 110 кВ Плюсса – Струги Красные (Л.Стругокрасненская-1)	110	АС-120/19	28,6	1969	76,61
98	ВЛ 110 кВ Новоселье – Струги Красные (Л.Стругокрасненская-2)	110	АС-120/19	21,9	1967	93
99	ВЛ 110 кВ Псковская ГРЭС – Пожеревицы с отпайкой на ПС СУ ГРЭС (Л.Чихачевская-1)	110	АС-120/19	16,826	1966	93
100	ВЛ 110 кВ Ашево – Чихачево (Л.Чихачевская-2)	110	АС-120/19	20,5	1969	93
101	ВЛ 110 кВ Ашево – Бежаницы (Л.Чихачевская-3)	110	АС-120/19	20,7	1969	93
102	ВЛ 110 кВ Пожеревицы – Чихачево (Л.Чихачевская-4)	110	АС-120/19	25,2	1966	70,549
103	ВЛ 110 кВ Великорецкая – Тямша (Л.Южная-1)	110	АС-120/19	0,88	1976	62,105
104	ВЛ 110 кВ Великорецкая – Завеличье №1 с отпайкой на ПС Заболотье (Л.Южная-2)	110	АС-185/24	10,202	2004	97,667
105	ВЛ 110 кВ Великорецкая – Завеличье №2	110	АС-240/32	10,238	2018	72,254

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения, кВ	Марка провода	Протяженность ЛЭП, км	Год ввода в эксплуатацию	Индекс технического состояния
	с отпайкой на ПС Заболотье (Л.Южная-3)					
106	ВЛ 35 кВ Л.Адоринская-1	35	АС-70/11	13,3	1980	95,333
107	ВЛ 35 кВ Л.Адоринская-2	35	АС-70/11	13,3	1980	91,642
108	ВЛ 35 кВ Л.Алольская-1	35	АС-50/8	23,2	1975	76,61
109	ВЛ 35 кВ Л.Алольская-2	35	АС-120/19	24,7	1989	93
110	ВЛ 35 кВ Л.Алексеевская-2	35	АС-120/19, АС-70/11, АС-95/16	9,486	1992	93
111	ВЛ 35 кВ Л.Борковская-1	35	АС-95/16	20,855	1969	93
112	ВЛ 35 кВ Л.Борковская-2	35	АС-95/16	19,199	1969	93
113	ВЛ 35 кВ Л.Бояриновская-1	35	АС-50/8	25,7	1971	70,549
114	ВЛ 35 кВ Л.Бояриновская-2	35	АС-70/11	16,95	1985	62,105
115	ВЛ 35 кВ Л.Бояриновская-3	35	АС-70/11	22,4	1985	97,667
116	ВЛ 35 кВ Л.Велейская-1	35	АС-70/11	25,3	1969	72,254
117	ВЛ 35 кВ Л.Владимирская-1	35	АС-95/16	5,194	1995	81,277
118	ВЛ 35 кВ Л.Владимирская-2	35	АС-95/16	5,174	1995	62,072
119	ВЛ 35 кВ Л.Вехновская-1	35	АС-70/11	21	1967	76,61
120	ВЛ 35 кВ Л.Вышегородская-1	35	АС-50/8	20,1	1968	76,61
121	ВЛ 35 кВ Л.Губановская-1	35	АС-50/8, АС-70/11	15,405	1980	78,943
122	ВЛ 35 кВ Л.Губановская-2	35	АС-70/11	27,169	1989	78,943
123	ВЛ 35 кВ Л.Губановская-3	35	АС-70/11	17,185	1982	26
124	ВЛ 35 кВ Л.Губановская-4	35	АС-70/11	18,293	1980	72,882
125	ВЛ 35 кВ Л.Дубравская-1	35	АС-50/8	3,666	1980	86,375
126	ВЛ 35 кВ Л.Должицкая-1	35	АС-50/8	18,602	1974	78,943
127	ВЛ 35 кВ Л.Должицкая-2	35	АС-50/8, АС-	26,546	1973	77,445

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения, кВ	Марка провода	Протяженность ЛЭП, км	Год ввода в эксплуатацию	Индекс технического состояния
			70/11			
128	ВЛ 35 кВ Л.Жавровская-1	35	АС-70/11	14,664	1977	78,943
129	ВЛ 35 кВ Л.Жавровская-2	35	АС-70/11	28,271	1976	66,822
130	ВЛ 35 кВ Л.Ждановская-1	35	АС-50/8	18,15	1981	78,943
131	ВЛ 35 кВ Л.Ждановская-2	35	АС-50/8, АС-70/11	36,187	1987	78,938
132	ВЛ 35 кВ Л.Жадрицкая-1	35	АС-50/8	14	1977	78,943
133	ВЛ 35 кВ Л.Жадрицкая-2	35	АС-70/11	21,065	1984	66,822
134	ВЛ 35 кВ Л.Заплюсская-3	35	АС-95/16	14,8	1973	77,445
135	ВЛ 35 кВ Л.Каленидовская-1	35	АС-120/19, АС-70/11, АС-95/16	27,6	1971	77,445
136	ВЛ 35 кВ Л.Каленидовская-2	35	АС-70/11	17,4	1986	78,943
137	ВЛ 35 кВ Л.Каськовская-1	35	АС-70/11	21,225	1984	78,943
138	ВЛ 35 кВ Л.Качановская-2	35	АС-50/8, АС-70/11	10,75	1976	78,943
139	ВЛ 35 кВ Л.Кр. Лученская-1	35	АС-120/19	16,2	1969	76,61
140	ВЛ 35 кВ Л.Криухинская-1	35	АС-50/8	25,4	1975	66,822
141	ВЛ 35 кВ Л.Лавровская-1	35	АС-50/8	9,783	1975	78,943
142	ВЛ 35 кВ Л.Лавровская-2	35	АС-50/8, АС-70/11	16,386	1977	78,943
143	ВЛ 35 кВ Л.Леховская-1	35	АС-120/19, АС-70/11, АС-95/16	31,624	1974	66,822
144	ВЛ 35 кВ Л.Максютинская-1	35	АС-70/11, АС-95/16	19,167	1959	76,61
145	ВЛ 35 кВ Л.Назимовская-1	35	АС-70/11	16,308	1978	77,445
146	ВЛ 35 кВ Л.Назимовская-2	35	АС-50/8	16,783	1980	78,943

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения, кВ	Марка провода	Протяженность ЛЭП, км	Год ввода в эксплуатацию	Индекс технического состояния
147	ВЛ 35 кВ Л.Новоржевская-1	35	АС-70/11	9,6	1967	76,61
148	ВЛ 35 кВ Л.Новоржевская-2	35	АС-50/8	36	1967	76,61
149	ВЛ 35 кВ Л.Оснюговская-1	35	АС-70/11	32,227	1980	78,943
150	ВЛ 35 кВ Л.Павская-1	35	АС-50/8	32,65	1969	77,445
151	ВЛ 35 кВ Л.Павская-2	35	АС-50/8	15,609	1969	77,445
152	ВЛ 35 кВ Л.Павская-3	35	АС-70/11	18,24	1979	78,943
153	ВЛ 35 кВ Л.Платишинская-1	35	АС-50/8	13,4	1982	66,822
154	ВЛ 35 кВ Л.Палкинская-1	35	АС-50/8, АС-70/11	23,604	1973	77,445
155	ВЛ 35 кВ Л.Палкинская-2	35	АС-95/16	13,336	1978	78,943
156	ВЛ 35 кВ Л.Панкратовская-1	35	АС-70/11	18,17	1980	78,943
157	ВЛ 35 кВ Л.Полистовская-1	35	АС-50/8	27	1981	78,943
158	ВЛ 35 кВ Л.Пореченская-2	35	АС-95/16	16,723	1973	77,445
159	ВЛ 35 кВ Л.Ротовская-1	35	АС-50/8	23,2	1974	69,257
160	ВЛ 35 кВ Л.Ратьковская-1	35	АС-120/19, АС-70/11, АС-95/16	33	1969	77,445
161	ВЛ 35 кВ Л.Ратьковская-2	35	АС-70/11	15,9	1979	78,943
162	ВЛ 35 кВ Л.Себежская-1	35	АС-70/11	33,32	1977	78,943
163	ВЛ 35 кВ Л.Себежская-3	35	АС-70/11	13,1	1978	78,943
164	ВЛ 35 кВ Л.Сев. Устье-1	35	АС-50/8	24,9	1977	78,943
165	ВЛ 35 кВ Л.Смуравьевская-2	35	АС-70/11	11,4	1973	67,759
166	ВЛ 35 кВ Л.Санаторная-1	35	АС-70/11	7,242	1991	79,778
167	ВЛ 35 кВ Л.Сергейцевская-1	35	АС-70/11	10,7	1983	78,943
168	ВЛ 35 кВ Л.Сушинская-1	35	АС-50/8	17,964	1974	77,445
169	ВЛ 35 кВ Л.Сушинская-2	35	АС-70/11	13,925	1980	78,943
170	ВЛ 35 кВ Л.Сушинская-3	35	АС-50/8	14,722	1974	78,943

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения, кВ	Марка провода	Протяженность ЛЭП, км	Год ввода в эксплуатацию	Индекс технического состояния
171	ВЛ 35 кВ Л.Талецкая-1	35	АС-70/11	20,341	1971	77,445
172	ВЛ 35 кВ Л.Талецкая-2	35	АС-50/8, АС-70/11	9,766	1971	77,445
173	ВЛ 35 кВ Л.Талецкая-3	35	АС-70/11	20,559	1979	66,822
174	ВЛ 35 кВ Л.Творожковская-1	35	АС-50/8	29,598	1972	65,323
175	ВЛ 35 кВ Л.Тинейская-1	35	АС-50/8, АС-70/11	25,24	1971	77,445
176	ВЛ 35 кВ Л.Тинейская-2	35	АС-70/11	24,6	1979	69,257
177	ВЛ 35 кВ Л.Туриченская-1	35	АС-70/11	23,805	1970	77,445
178	ВЛ 35 кВ Л.Туриченская-2	35	АС-70/11	14,128	1970	77,445
179	ВЛ 35 кВ Л.Усвятская-1	35	АС-50/8	20,43	1970	77,445
180	ВЛ 35 кВ Л.Усвятская-2	35	АС-50/8	28,62	1979	78,943
181	ВЛ 35 кВ Л.Усвятская-3	35	АС-50/8	17,775	1970	77,445
182	ВЛ 35 кВ Л.Усмынская-1	35	АС-50/8	19,625	1970	77,445
183	ВЛ 35 кВ Л.Усмынская-2	35	АС-50/8	13,704	1970	77,445
184	ВЛ 35 кВ Л.Усть-Долысская-1	35	АС-120/19, АС-70/11, АС-95/16	21,564	1970	77,445
185	ВЛ 35 кВ Л.Усть-Долысская-2	35	АС-70/11	34,1	1978	78,943
186	ВЛ 35 кВ Л.Фестивальная-1	35	АС-120/19, АС-70/11	12,117	1969	77,445
187	ВЛ 35 кВ Л.Фестивальная-2	35	АС-120/19, АС-70/11	12,117	1969	92,475
188	ВЛ 35 кВ Л.Фестивальная-3	35	АС-95/16	16,507	1978	78,943
189	ВЛ 35 кВ Л.Хотованская-1	35	АС-70/11	16,35	1981	78,943
190	ВЛ 35 кВ Л.Хотованская-2	35	АС-70/11	21,51	1982	78,943
191	ВЛ 35 кВ Л.Черневская-1	35	АС-50/8	26,709	1975	78,938

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения, кВ	Марка провода	Протяженность ЛЭП, км	Год ввода в эксплуатацию	Индекс технического состояния
192	ВЛ 35 кВ Л.Черневская-2	35	АС-70/11	43,2	1979	78,943
193	ВЛ 35 кВ Л.Чудская-1	35	АС-70/11	6,696	1989	66,822
194	ВЛ 35 кВ Л.Чудская-2	35	АС-70/11	6,75	1989	66,822
195	ВЛ 35 кВ Л.Шильская-2	35	АС-70/11	9,4	1968	76,61
196	ВЛ 35 кВ Л.Юбилейная-1	35	АС-95/16	4,201	1975	78,943
197	ВЛ 35 кВ Л.Юбилейная-2	35	АС-95/16	17,308	1974	78,943

11. Единый топливно-энергетический баланс Псковской области

Единый топливно-энергетический баланс Псковской области за 2018 год сформирован согласно приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 14 декабря 2011 г. № 600 «Об утверждении Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований».

Единый топливно-энергетический баланс Псковской области за 2018 год отражается в единых энергетических единицах (т.у.т. – тоннах условного топлива) и показывает формирование предложения всех видов энергоресурсов, преобразование одних энергоресурсов в другие и конечное потребление энергии.

Единый топливно-энергетический баланс Псковской области сформирован за 2018 год в связи с отсутствием верифицированных данных за 2019 год на момент разработки настоящей Схемы и программы и представлен в таблице 31.

Единый топливно-энергетический баланс Псковской области за 2018 г.

Показатель	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ*	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	0	0	0	0	52579	4895	0	-	-	57474
Ввоз	53529	19481	921602	2083912	55636	-	-	584606	-	3718766
Вывоз	-1535	-2830	-207246	-1008969	0	-4895	-	-265362	-	-1490837
Изменение запасов	-1455	-529	16478	-4	2927	-	-	-	-	17417
Потребление первичной энергии	45021	14804	726881	1074935	52579	4895	0	319244	-	2238359
Статистическое расхождение	237	1871	-4928	386738	-4786	4895	-	-3557,5	-4678	375792
Производство электрической энергии	0	0	0	-405637	0	0	0	411284	-	816921
Производство тепловой энергии	-23326	0	-40912	-103307	-40102	0	0	94737	518442	405532
Теплоэлектростанции	0	0	0	-10089	0	-	-	0	7995	-2103
Котельные	-23326	0	-40912	-225300	-40102	-	-	94737	510447	275544
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	0	0	0	0	0	-	-	0	0	0
Преобразование топлива	0	0	0	0	0	-	-	-97337,5	494597	397259,5
Переработка нефти	0	0	0	0	0	-	-	0	0	0
Переработка газа	0	0	0	0	0	-	-	-97337,5	494597	397259,5
Обогащение угля	0	0	0	0	0	-	-	0	0	0
Собственные нужды	0	0	0	0	0	-	-	-17425	0	-17425
Потери при передаче	0	0	0	0	0	-	-	-81120	-70726	-151846
Конечное потребление энергетических ресурсов	21310	11065	703848	290303	23772	-	-	716037	453908	2220243
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	0	3374	22531	20756	362	-	-	41170	14305	102498
Промышленность	9736	68	47248	110438	9314	-	-	243652	37486	457942
Кондитерские изделия	0	0	4	207	0	-	-	-	79	290
Хлеб и хлебобулочные изделия	0	0	261	1343	843	-	-	-	3534	5981
Цельномолочная продукция (в пересчете на молоко)	612	0	0	0	0	-	-	0	1670	2282

Показатель	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ*	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Масло сливочное и пасты масляные	9	0	10	57	0	-	-	0	626	702
Материалы строительные (нерудные)	0	0	77	0	0	-	-	-	77	77
Смеси асфальтобетонные дорожные, аэродромные и асфальтобетон (холодные, горячие и теплые)	0	0	0	0	0	-	-	-	0	0
Мясо и субпродукты	0	0	0	0	0	-	-	-	5889	5889
Сыры и продукты сырные	0	0	0	222	694	-	-	-	2651	3567
Мебель	0	0	0	0	0	-	-	-	2291	2291
Провода и кабели изолированные (кроме волоконно-оптических)	0	0	0	0	0	-	-	-	668	668
Прочая промышленность	9176	68	46622	108757	7776	-	-	75335	29895	277629
Строительство	503	0	2879	4362	0	-	-	10173	0	17917
Транспорт и связь	3551	3790	194115	18192	1288	-	-	17453	111	236123
Железнодорожный	1518	0	156481	0	0	-	-	195	0	158194
Трубопроводный	0	0	0	0	0	-	-	1788	0	1788
Автомобильный	0	3688	11155	0	0	-	-	1235	111	16189
Прочий	2033	0	24102	18192	1288	-	-	14234	0	59849
Сфера услуг	6563	50	16203	6419	11694	-	-	46280	95116	182325
Население	593	3716	378925	80807	56	-	-	208163	300312	972572
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	99	55	654	28154	533	-	-	0	0	29495

*НВИЭ – нетрадиционные и возобновляемые источники энергии (далее – НВИЭ)

Представленный в таблице 31 единый топливно-энергетический баланс Псковской области за 2018 год позволяет сделать следующие выводы.

Хозяйственная деятельность, в том числе по производству электрической энергии и тепла в Псковской области, осуществляется за счет внешних первичных топливно-энергетических ресурсов на 98,2%. В силу этого любые колебания цен на топливно-энергетические ресурсы приводят к росту себестоимости продукции (услуг) и снижают финансовые показатели. Данный фактор является сдерживающим при реализации широкомасштабных инвестиционных проектов. Внутренними первичными ресурсами в структуре единого топливно-энергетического баланса Псковской области за 2018 год являются прочее твердое топливо, гидроэнергия и НВИЭ. Прочее твердое топливо расходуется на производство тепла в размере 62,8% и 37,2% используется в конечном потреблении. Доля внутренних ресурсов покрывает 2,7% потребности Псковской области и не может оказывать существенного влияния на топливно-энергетический баланс Псковской области. Для обеспечения 100% потребности генерации электрической энергии в Псковскую область осуществляется поставка природного газа.

Валовое потребление топливно-энергетических ресурсов в части привозных ресурсов сбалансировано с поставками. В структуре потребления первичных энергоресурсов основную долю составляют природный газ и нефтепродукты – 56,9% и 37,3% соответственно. Природный газ, поступающий на территорию Псковской области, обеспечивает генерацию электрической энергии и тепла и только 36,5% его используется в конечном потреблении.

Как видно из таблицы 31, в Псковской области было произведено 57,474 тыс. т.у.т. первичной энергии. Из-за пределов Псковской области было поставлено 3718,766 тыс. т.у.т. При этом с учетом увеличения запасов энергоресурсов на 17,417 тыс. т.у.т. потребление первичной энергии составило 2238,359 тыс. т.у.т., на сектор «Конечное потребление» пришлось 2220,243 тыс. т.у.т., на производство электрической энергии – 816,921 тыс. т.у.т., на производство тепловой энергии – 405,532 тыс. т.у.т.

III. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики Псковской области

В результате анализа режимов работы электрической сети 35 кВ и выше в 2019 г. (таблицы 32 и 33), анализа ретроспективных загрузок центров питания 35-110 кВ (таблица 34) выявлены следующие особенности функционирования сети 35 кВ и выше Псковской области.

Ограничение пропускной способности трансформаторных связей питающих центров 35-330 кВ.

С целью выявления дефицитных по мощности центров питания (ЦП) напряжением 35 кВ и выше по состоянию на 2019 год в ЭС Псковской области произведен анализ загрузки ЦП напряжением 35 кВ и выше на основании данных о максимальных нагрузках, зафиксированных на ЦП в течение 2017-2019 годов. Анализ ретроспективной нагрузки ЦП в режиме отключения трансформатора большей мощности выявил, что загрузка трансформаторов центров питания не превышает допустимый уровень загрузки.

Таблица 32

Загрузка (авто) трансформаторов ЦП 330 кВ в характерных режимах 2019 г. энергосистемы Псковской области

№ п/п	Наименование питающего центра	Наименование АТ	S _{ном} , МВА	I _{ном} , А	Класс напряжения трансформатора, кВ	Режим, в котором наблюдается максимальная нагрузка АТ	Нормальная схема сети				Загрузка при отключении одного сетевого элемента			
							P, МВА	Q, МВар	I, А	I/I _{ном} , %	P, МВА	Q, МВар	I, А	I/I _{ном} , %
1	ПС 330 кВ Новосokolьники	АТ-1	125	218	330	Зима (максимальные нагрузки)	58,16	66,65	150,56	69,06	101,79	110,13	254,04	116,53
2	ПС 330 кВ Новосokolьники	АТ-2	125	219	330	Зима (максимальные нагрузки)	54,96	63,15	142,49	65,06	100,46	109,76	252,03	115,08
3	ПС 330 кВ Великорецкая	АТ-1	200	350	330	Зима (максимальные нагрузки)	26,94	60,42	110,32	31,52	37,99	92,90	167,16	47,76
4	ПС 330 кВ Великорецкая	АТ-2	200	350	330	Зима (максимальные нагрузки)	26,63	59,76	109,10	31,17	37,71	92,46	166,31	47,52
5	ПС 330 кВ Псков	АТ-1	200	350	330	Зима (максимальные нагрузки)	84,49	61,20	173,67	49,62	125,59	85,51	251,91	71,97
6	ПС 330 кВ Псков	АТ-2	200	350	330	Зима (максимальные нагрузки)	83,20	60,39	171,15	48,90	125,38	85,50	251,64	71,90
7	Псковская ГРЭС	АТ-1	125	218	330	Зима (максимальные нагрузки)	19,81	4,82	34,00	15,60	33,95	9,84	58,94	27,04
8	Псковская ГРЭС	АТ-2	125	218	330	Зима (максимальные нагрузки)	19,85	4,79	34,06	15,62	33,96	9,83	58,96	27,04

Загрузка ЛЭП 110-330 кВ в характерных режимах 2019 г. энергосистемы Псковской области

№ п/п	Линия	I _{длит. доп.} , А		Зима (режим максимальных нагрузок) 2019				Зима (режим минимальных нагрузок) 2019				Лето (режим максимальных нагрузок) 2019				Лето (режим минимальных нагрузок) 2019			
		-5	25	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/ном, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/ном, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/ном, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/ном, %
1	ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Великорецкая	1718	1256	117,46	6,19	210,64	12,26	35,82	17,85	87,71	5,11	102,47	24,34	174,04	13,86	34,29	31,15	74,97	5,97
2	ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков	1561	1210	340,59	26,55	570,92	36,57	159,08	21,33	264,27	16,93	52,68	3,28	86,9	7,18	79,28	0,92	129,59	10,71
3	ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Новосокольники	1774	1234	218,85	22,03	384,04	21,65	130,06	5,55	278,18	15,68	101,89	37,04	285,92	23,17	53,78	13,42	215,43	17,46
4	ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Старорусская	1774	1234	144,28	16,37	260,99	14,71	127,70	14,42	230,82	13,01	93,16	7,4	176,4	14,29	114,93	1,97	200,19	16,22
5	ВЛ 330 кВ Великорецкая – Резекне (Л.Волжская)	1500	1210	168,69	102,52	329,19	21,95	85,72	76,97	187,95	12,53	112,92	76,29	223,35	18,46	91,5	62,19	179,28	14,82
6	ВЛ 330 кВ Псков – Тарту (Л-358)	1500	612	33,82	10,01	123,54	8,24	39,78	12,28	99,04	6,60	82,69	4,81	168,28	27,50	56,63	15,81	114,83	18,76
7	ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Псков	1774	1234	255,67	34,2	421,3	23,75	154,40	63,48	272,30	15,35	103,49	55,34	191,71	15,54	104,53	64,08	199	16,13
8	ВЛ 330 кВ Псков – Лужская	2000	1689	227,54	38	383,57	19,18	156,21	52,07	269,69	13,48	119,14	41,97	207,07	12,26	97,39	50,08	178,07	10,54
9	ВЛ 330 кВ Новосокольники – Талашкино	2000	1606	16,22	45,99	105,16	5,26	76,93	7,78	209,02	10,45	145,69	15,04	311,71	19,41	120,79	17,29	284,88	17,74
10	ВЛ 330 кВ Полоцк – Новосокольники (Л 345)	1000	1000	118,85	104,96	269,88	26,99	125,16	74,65	242,82	24,28	154,29	84,63	295,08	29,51	122,48	63,33	227,83	22,78
11	ВЛ 110 кВ Бежаницы – Фишнево (Л.Бежаницкая-2)	510	390	7,46	6,57	52,03	10,20	3,59	4,82	31,23	6,12	6,77	3,85	39,34	10,09	1,1	0,59	6,07	1,56
12	ВЛ 110 кВ Новосокольники – Великие Луки I цепь с отпайками (Л.Великолукская-1)	300	300	20,85	8,72	116,35	38,78	14,01	5,33	75,74	25,25	17,56	10	102,48	34,16	9,5	4,26	53,1	17,70
13	ВЛ 110 кВ Новосокольники – Великие Луки II цепь с отпайками (Л.Великолукская-2)	300	300	20,94	8,82	116,99	39,00	14,15	5,45	76,61	25,54	16,87	9,46	98,19	32,73	9,25	4,05	51,57	17,19
14	ВЛ 110 кВ Новосокольники – ВЗЩА I цепь с отпайкой на ПС Переслегино (Л.Великолукская-3)	630	510	15,9	9,47	95,63	15,18	10,71	6,29	62,25	9,88	12,01	8,97	76,94	15,09	6,69	4,41	40,82	8,00
15	ВЛ 110 кВ Новосокольники – Реостат – ВЗЩА II цепь с отпайкой на ПС	630	510	15,73	8,69	93,2	14,79	10,58	5,55	60,70	9,63	11,51	8,89	73,57	14,43	6,35	4,43	39,11	7,67

№ п/п	Линия	I _{длит. доп.} , А		Зима (режим максимальных нагрузок) 2019				Зима (режим минимальных нагрузок) 2019				Лето (режим максимальных нагрузок) 2019				Лето (режим минимальных нагрузок) 2019			
		-5	25	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %
	Переслегино (Л.Великолукская-4)																		
16	ВЛ 110 кВ Великие Луки – ВЗЩА (Л.Великолукская-5)	300	300	7,17	4,64	45,14	15,05	5,56	3,25	33,27	11,09	8,51	7,14	57,28	19,09	5,04	3,15	30,61	10,20
17	ВЛ 110 кВ Воронцово – Скуратово (Л.Воронцовская-2)	600	510	8,61	5,47	54,96	9,16	8,12	0,53	41,18	6,86	20,96	2,09	105,31	20,65	7,95	1,69	40,59	7,96
18	ВЛ 110 кВ Гавры – Подлипые (Л.Гавровская-1)	345	265	9,51	2,76	52,3	15,16	5,71	1,65	30,06	8,71	3,49	0,42	18,21	6,87	2,4	0,34	11,89	4,49
19	ВЛ 110 кВ Гавры – Красногородск (Л.Гавровская-2)	345	265	8,77	2,93	48,95	14,19	5,07	1,72	27,09	7,85	3,07	0,41	16,93	6,39	1,96	0,36	10,05	3,79
20	ВЛ 110 кВ Псковская ГРЭС – Дедовичи с отпайками (Л.Дедовичская-1)	510	390	11,29	9,09	73,57	14,43	10,01	0,85	49,98	9,80	28,95	3,64	142,34	36,50	12,77	2,53	62,76	16,09
21	ВЛ 110 кВ Волышево – Дедовичи (Л.Дедовичская-2)	510	390	6,24	7,19	48,89	9,59	6,91	0,03	34,71	6,81	24,43	0,82	120,9	31,00	9,31	0,77	45,29	11,61
22	ВЛ 110 кВ Порхов – Полоное (Л.Дновская-1)	400	390	6,74	2,59	37,72	9,43	5,24	1,80	28,17	7,04	4,32	2,17	24,71	6,34	2,62	0,96	14,11	3,62
23	ВЛ 110 кВ ЗСК – Полоное (Л.Дновская-2)	510	390	5,73	2,22	33,69	6,61	4,52	1,56	25,87	5,07	3,49	1,73	21,96	5,63	2,1	0,73	13,25	3,40
24	ВЛ 110 кВ Дно – ЗСК (Л.Дновская-3)	510	390	2,5	1,27	15,02	2,95	1,64	0,77	9,53	1,87	1,74	1,25	11,3	2,90	0,94	0,7	6,34	1,63
25	ВЛ 110 кВ Псков – Верхолино с отпайкой на ПС Писковичи (Л.Западная-1+Л.Западная-2) (уч. от ПС Псков до отп. на ПС Писковичи)	510	390	12,85	3,29	67,64	13,26	8,14	0,56	40,41	7,92	8,71	2,42	45,48	11,66	5,22	0,28	25,42	6,52
26	ВЛ 110 кВ Новоскольники – Маево (Л.Идрицкая-1)	510	390	8,99	12,84	80,86	15,85	7,96	6,21	50,44	9,89	11,59	6,47	66,7	17,10	5,79	0,53	29,51	7,57
27	ВЛ 110 кВ Опочка – Идрица (Л.Идрицкая-2)	510	390	9,75	6,07	61,38	12,04	4,77	3,08	28,90	5,67	2,37	0,28	14,35	3,68	1,57	1,5	18,54	4,75
28	ВЛ 110 кВ Идрица – Пустошка (Л.Идрицкая-3)	510	390	4,2	11,99	67,92	13,32	4,85	6,49	41,28	8,09	7,62	5,46	48,22	12,36	3,51	0,08	18,83	4,83
29	ВЛ 110 кВ Маево – Пустошка (Л.Идрицкая-4)	300	300	7,66	12,82	78,36	26,12	6,99	6,49	48,08	16,03	10,59	6,52	63,2	21,07	5,36	0,03	26,95	8,98
30	ВЛ 110 кВ Изборск – Тямша (Л.Изборская-2)	510	390	11,7	4,61	64,21	12,59	9,22	2,59	47,89	9,39	10,07	4,7	55,99	14,36	6,11	1,76	31,4	8,05

№ п/п	Линия	I _{длит. доп.} , А		Зима (режим максимальных нагрузок) 2019				Зима (режим минимальных нагрузок) 2019				Лето (режим максимальных нагрузок) 2019				Лето (режим минимальных нагрузок) 2019			
		-5	25	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %
31	ВЛ 110 кВ Завеличье - ГИК (Л.Изборская-3)	585	450	5,53	3,29	32,88	5,62	4,84	3,71	30,45	5,20	6,43	5,53	42,79	9,51	4,56	4,5	31,61	7,02
32	ВЛ 110 кВ Псков – Карамышево (Л.Карамышевская-1)	510	390	12,38	2,24	63,83	12,52	6,69	1,06	33,47	6,56	3,34	1,45	20,98	5,38	1,67	2,09	13,02	3,34
33	ВЛ 110 кВ Опочка – Макушино (Л.Красногородская-1)	345	265	6,32	3,03	37,41	10,84	3,43	1,32	18,71	5,42	1,06	0,33	7,12	2,69	0,92	0,31	6,42	2,42
34	ВЛ 110 кВ Красногородск – Макушино (Л.Красногородская-2)	345	265	6,46	3,52	39,18	11,36	3,55	1,88	20,41	5,92	1,17	0,28	6,41	2,42	0,92	0,43	4,99	1,88
35	ВЛ 110 кВ Новосokolьники – Недомерки (Л.Локнянская-1)	300	300	7	6,73	51,86	17,29	4,38	2,15	25,96	8,65	7,11	0,74	36,1	12,03	3,69	5,34	31,97	10,66
36	ВЛ 110 кВ Локня – Фишнево (Л.Локнянская-2)	510	390	7,23	6,28	50,73	9,95	3,37	4,48	30,00	5,88	6,65	3,48	38,39	9,84	1	1	6,86	1,76
37	ВЛ 110 кВ Крестилово – Насва (Л.Локнянская-3)	400	390	8,28	7,13	57,79	14,45	5,33	2,80	31,45	7,86	8,19	1,1	41,47	10,63	4,24	4,56	30,39	7,79
38	ВЛ 110 кВ Локня – Крестилово (Л.Локнянская-4)	510	390	8,72	7,39	60,12	11,79	5,76	3,12	33,81	6,63	8,63	1,32	43,64	11,19	4,46	4,15	29,63	7,60
39	ВЛ 110 кВ Насва – Недомерки (Л.Локнянская-5)	510	390	7,78	7,48	55	10,78	4,92	3,13	28,86	5,66	7,67	1,59	38,79	9,95	4,03	4,29	31,28	8,02
40	ВЛ 110 кВ Лудони – Павы (Л.Лудонская-1)	300	300	0	2,12	10,97	3,66	1,20	0,14	6,79	2,26	7,13	0,72	36,36	12,12	2,54	0,3	12,62	4,21
41	ВЛ 110 кВ Порхов – Павы (Л.Лудонская-2)	400	390	0,8	1,83	10,33	2,58	1,86	0,41	13,67	3,42	8,07	0,94	42,16	10,81	3,18	0,17	17,86	4,58
42	ВЛ 110 кВ Псков – Новоселье с отпайками (Л.Лужская-3)	585	450	17,91	2,07	91,49	15,64	12,08	1,63	60,01	10,26	5,42	3,64	32,55	7,23	5,49	0,91	27,09	6,02
43	ВЛ 110 кВ Новосokolьники – Малахово (Л.Малаховская-1)	510	390	16,13	6,43	89,25	17,50	11,09	3,99	59,40	11,65	13,61	7,46	78,56	20,14	7,69	3,23	42,28	10,84
44	ВЛ 110 кВ Малахово – Поречье с отпайкой на ПС Булынино (Л.Малаховская-2)	510	390	15,53	6,57	87,47	17,15	10,84	4,34	59,24	11,62	13,13	7,57	77,34	19,83	7,46	3,75	42,22	10,83
45	ВЛ 110 кВ Махновка – Скуратово (Л.Махновская-1)	600	510	8,83	4,93	53,68	8,95	8,34	0,04	41,79	6,97	21,16	1,77	105,41	20,67	8,07	1,13	40,11	7,86
46	ВЛ 110 кВ Псковская	400	400	9,43	3,3	54,47	13,62	8,82	1,61	44,59	11,15	22	0,78	107,85	26,96	8,64	0,57	42,18	10,55

№ п/п	Линия	I _{длит. доп.} - А		Зима (режим максимальных нагрузок) 2019				Зима (режим минимальных нагрузок) 2019				Лето (режим максимальных нагрузок) 2019				Лето (режим минимальных нагрузок) 2019			
		-5	25	Р, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	Р, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	Р, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	Р, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %
	ГРЭС – Махновка (Л.Махновская-2)																		
47	ВЛ 110 кВ Великие Луки – Суханово (Л.Нелидовская-1)	300	300	5,63	0,09	29,15	9,72	4,04	0,87	20,72	6,91	4,28	0,02	21,75	7,25	2,75	1,2	14,91	4,97
48	ВЛ 110 кВ Воробьи – Куныя с отпайкой на ПС Пустыньки (Л.Нелидовская-2)	300	300	0,71	1,62	9,2	3,07	0,64	1,72	9,19	3,06	0,63	1,61	8,76	2,92	0,43	1,84	9,37	3,12
49	ВЛ 110 кВ Куныя – Суханово (Л.Нелидовская-3)	510	390	5,02	0,05	26,26	5,15	3,63	0,72	18,55	3,64	3,87	0,05	19,96	5,12	2,44	1,05	13,19	3,38
50	ВЛ 110 кВ Псков – Остров I цепь с отпайками (Л.Островская-1)	510	390	23,54	1,28	119,44	23,42	14,86	0,84	73,48	14,41	6,45	2,71	34,7	8,90	6,45	1,49	32,15	8,24
51	ВЛ 110 кВ Псков – Остров II цепь с отпайками (Л.Островская-2)	510	390	26,51	3,02	135,57	26,58	17,12	1,87	85,30	16,73	7,8	3,83	44,3	11,36	7,79	1,02	37,93	9,73
52	ВЛ 110 кВ Изборск – Печоры (Л.Печорская-1)	510	390	6,83	1,9	37,24	7,30	4,95	0,14	25,09	4,92	6,19	2,16	34,35	8,81	4,05	0,41	20,73	5,32
53	ВЛ 110 кВ ГИК – ПКК с отпайкой на ПС Крупп (Л.Печорская-2)	585	450	4,83	3,4	29,08	4,97	4,22	4,10	27,38	4,68	3,1	3,47	22,52	5,00	2,29	3,43	19,08	4,24
54	ВЛ 110 кВ Печоры – ПКК (Л.Печорская-3)	585	450	1,99	0,19	10,27	1,76	1,75	1,09	10,34	1,77	2,62	0,09	13,3	2,96	2,07	0,51	10,53	2,34
55	ВЛ 110 кВ Плюсса – Лудони (Л.Плюсская-1)	345	265	0,41	3,13	16,4	4,75	0,89	1,23	7,62	2,21	6,86	0,27	34,86	13,15	2,33	1,41	13,26	5,00
56	ВЛ 110 кВ Локня – Подберезье (Л.Подберезинская-1)	345	265	4,09	0,18	21,93	6,36	3,61	1,53	19,43	5,63	3,66	2,87	22,96	8,66	4,28	3,21	25,96	9,80
57	ВЛ 110 кВ Порхов – Хилово (Л.Порховская-1)	400	390	8,26	1,34	43,06	10,77	4,33	1,07	23,48	5,87	6,52	2,56	36,48	9,35	0,54	0,12	4,33	1,11
58	ВЛ 110 кВ Порхов – Вольшево (Л.Порховская-2)	400	390	5,72	7,29	47,8	11,95	6,91	0,20	34,71	8,68	24,43	0,82	120,9	31,00	9,31	1,01	45,29	11,61
59	ВЛ 110 кВ Славковичи – Хилово (Л.Порховская-3)	510	390	9,33	1,91	48,75	9,56	4,76	0,03	24,67	4,84	5,35	2,17	32,01	8,21	0,09	0,98	4,8	1,23
60	ВЛ 110 кВ Псков – Завеличье I цепь с отпайкой на ПС Овсище (Л.Псковская-1)	793	605	2,86	7,58	41,17	5,19	2,18	17,70	88,32	11,14	2,87	14,09	70,61	11,67	4,56	21,42	106,97	17,68
61	ВЛ 110 кВ Псков – Завеличье II цепь с отпайкой на ПС Овсище (Л.Псковская-2)	793	605	1,9	6,99	36,78	4,64	1,70	17,33	86,27	10,88	2,74	14,26	71,48	11,81	4,25	21,28	105,97	17,52

№ п/п	Линия	I _{дпт. доп.} , А		Зима (режим максимальных нагрузок) 2019				Зима (режим минимальных нагрузок) 2019				Лето (режим максимальных нагрузок) 2019				Лето (режим минимальных нагрузок) 2019			
		-5	25	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %
62	ВЛ 110 кВ Пыталово – Рубилово (Л.Пыталовская-1)	345	265	13,7	1,33	71,82	20,82	8,51	0,97	43,00	12,46	5,82	1,24	31,34	11,83	3,81	0,24	18,97	7,16
63	ВЛ 110 кВ Подлилье – Пыталово (Л.Пыталовская-2)	345	265	9,91	2,47	54,32	15,74	6,03	1,38	31,64	9,17	3,91	0,83	20,32	7,67	2,61	0,07	12,97	4,89
64	ВЛ 110 кВ Дно – Светлицы (Л.Светлая-2) (до оп. 67)	300	300	2,43	0,17	13,74	4,58	1,97	0,01	11,06	3,69	1,24	0,28	7,35	2,45	0,98	0,49	5,76	1,92
65	ВЛ 110 кВ Великие Луки – Сиверст с отпайками (Л.Сиверстская-1)	300	265	4,25	1,7	23,21	7,74	3,37	1,40	17,62	5,87	4,49	2,53	25,73	9,71	3,05	1,66	16,84	6,35
66	ВЛ 110 кВ Поречье – Сиверст (Л.Сиверстская-2)	300	265	0,51	0,11	4,78	1,59	0,39	0,24	4,00	1,33	0,26	0,05	4,59	1,73	0,2	0,33	3,26	1,23
67	ВЛ 110 кВ Карамышево – Славковичи (Л.Славковская-1)	300	300	9,89	2,48	52	17,33	4,98	0,82	25,02	8,34	4,62	1,75	26,95	8,98	0,62	1,61	8,36	2,79
68	ВЛ 110 кВ Сланцы-Цемент – Добручи (Л.Сланцевская-5)	300	300	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
69	ВЛ 110 кВ Плюсса – Струги Красные (Л.Стругокрасненская-1)	400	390	8,12	0,56	42,83	10,71	4,12	0,17	21,46	5,36	1,78	1,56	11,9	3,05	1,45	0,55	10,6	2,72
70	ВЛ 110 кВ Новоселье – Струги Красные (Л.Стругокрасненская-2)	400	390	13,56	1,68	70,65	17,66	8,68	1,67	44,20	11,05	2,13	3,59	21	5,38	3,79	0,33	18,67	4,79
71	ВЛ 110 кВ Псковская ГРЭС – Пожеревицы с отпайкой на ПС СУ ГРЭС (Л.Чихачевская-1)	510	390	17,55	5,69	93,55	18,34	9,99	6,37	58,85	11,54	14,52	3,09	72,3	18,54	5,78	1,34	28,6	7,33
72	ВЛ 110 кВ Ашево – Чихачево (Л.Чихачевская-2)	510	390	16,01	4,89	86,63	16,99	8,82	5,09	52,48	10,29	13,48	2,02	67,63	17,34	5,23	0,33	25,37	6,51
73	ВЛ 110 кВ Ашево – Бежаницы (Л.Чихачевская-3)	510	390	15,41	4,71	83,64	16,40	8,48	4,67	49,90	9,79	12,89	1,86	64,88	16,64	4,9	0,76	24,05	6,17
74	ВЛ 110 кВ Пожеревицы – Чихачево (Л.Чихачевская-4)	510	390	16,78	5,69	89,94	17,64	9,34	6,23	55,75	10,93	14,06	3,01	70,12	17,98	5,46	1,09	26,84	6,88
75	ВЛ 110 кВ Великоорецкая – Тямша (Л.Южная-1)	510	390	17,27	7,11	94,67	18,56	13,77	4,63	72,32	14,18	13,69	6,84	76,61	19,64	8,11	2,68	41,99	10,77
76	ВЛ 110 кВ Великоорецкая – Завеличье №1 с отпайкой на ПС Заболотье (Л.Южная-2)	630	510	19,25	4,99	100,92	16,02	12,78	10,43	82,05	13,02	14,78	3,26	75,73	14,85	7,83	14,09	79,25	15,54
77	ВЛ 110 кВ Великоорецкая	630	510	16,39	1,88	83,64	13,28	9,32	10,05	68,18	10,82	11,76	4,42	62,87	12,33	4,8	12,47	65,71	12,88

№ п/п	Линия	I _{длит. доп.} , А		Зима (режим максимальных нагрузок) 2019				Зима (режим минимальных нагрузок) 2019				Лето (режим максимальных нагрузок) 2019				Лето (режим минимальных нагрузок) 2019			
		-5	25	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %
	- Завеличье №2 с отпайкой на ПС Заболотье (Л.Южная-3)																		
78	ВЛ 110 кВ Остров – Рубилово (Л.Рубиловская-1)	510	390	14,82	2,14	78,7	15,43	9,53	1,76	49,38	9,68	6,87	0,57	34,85	8,94	4,95	0,89	25,45	6,53
79	ВЛ 110 кВ Воронцово – Остров (Л.Воронцовская-1)	510	390	10,97	5,86	64,65	12,68	5,28	2,21	28,71	5,63	8,35	0,92	42,34	10,86	1,14	3,11	16,21	4,16
80	ВЛ 110 кВ Воронцово – Пушкинские Горы (Л.Пушкингорская-1)	510	390	17,86	1,26	93,7	18,37	12,12	0,44	61,35	12,03	11,28	2,7	59,9	15,36	5,91	0,79	30,59	7,84
81	ВЛ 110 кВ Поляне – Пушкинские Горы (Л.Опочецкая-1)	510	390	12,06	0,9	63,86	12,52	6,88	1,40	35,55	6,97	7,48	1,14	38,91	9,98	3,92	0,67	20,22	5,18
82	ВЛ 110 кВ Опочка – Лягуны (Л.Опочецкая-2)	510	390	11,24	0,29	59,93	11,75	6,21	0,55	31,70	6,22	6,9	1,91	37,13	9,52	3,58	1,74	20,46	5,25
83	ВЛ 110 кВ Лягуны – Поляне (Л.Опочецкая-4)	510	390	11,74	0,03	62,69	12,29	6,63	0,23	34,17	6,70	7,33	2,33	39,32	10,08	3,8	2,01	21,16	5,43
84	ВЛ 110 кВ Гдов – Полна (Л.Гдовская-1)	510	390	6,96	2,17	41,03	8,05	4,13	0,64	23,74	4,66	5,22	2,09	32,62	8,36	3,3	0,68	20,22	5,18
85	ВЛ 110 кВ Псков – Верхолино с отпайкой на ПС Писковичи (Л.Западная-1+Л.Западная-2) (уч. от отп. на ПС Писковичи до ПС Верхолино)	510	390	11,62	2,95	61,77	12,11	7,19	0,43	35,94	7,05	8,08	2,3	42,87	10,99	4,9	0,16	23,95	6,14
86	ВЛ 110 кВ Верхолино – Середка (Л.Западная-3)	510	390	10,77	2,95	58,05	11,38	6,56	0,58	33,09	6,49	7,65	2,48	41,41	10,62	4,57	0,13	22,66	5,81
87	ВЛ 110 кВ Полна – Середка (Л.Западная-4)	510	390	8,67	3,2	47,93	9,40	5,18	1,35	26,71	5,24	6,46	3,12	36,38	9,33	3,82	1,2	19,63	5,03
88	ВЛ 110 кВ Плюсса – Серебрянка (Л.Плюсская-2)	459	328	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
89	ВЛ 110 кВ Псков – Писковичи (Л.Псковская-3)	345	265	9,23	4,58	52,26	15,15	5,79	2,83	31,83	9,23	7,27	4,91	43,73	16,50	3,87	2,49	22,4	8,45
90	ВЛ 110 кВ Гдов – Добручи (Л.Гдовская-2)	510	390	1,1	0,2	6,75	1,32	0,52	0,13	3,24	0,64	0,63	0,08	4,33	1,11	0,32	0,17	2,39	0,61
91	ВЛ 110 кВ Бежаницы – Новоржев (Л.Бежаницкая-1)	510	390	5,22	0,56	28,42	5,57	3,08	0,73	15,68	3,07	3,87	0,47	21,27	5,45	2,63	0,56	13,52	3,47
92	ВЛ 110кВ Невель-1-Невель-2 (Л.Городская-1)	510	390	7,49	4,32	44,61	8,75	5,87	3,43	34,13	6,69	4,95	3,33	30,18	7,74	2,73	1,66	16,06	4,12

№ п/п	Линия	I _{длит. доп.} , А		Зима (режим максимальных нагрузок) 2019				Зима (режим минимальных нагрузок) 2019				Лето (режим максимальных нагрузок) 2019				Лето (режим минимальных нагрузок) 2019			
		-5	25	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %
93	ВЛ 110кВ Невель1-Невель-2 (Л.Городская-2)	510	390	4,21	2,3	24,86	4,87	2,51	1,57	15,04	2,95	2,68	2,04	17,17	4,40	1,77	1,35	11,31	2,90
94	ВЛ 110 кВ Псков-Речная I цепь с отпайками (Л.Заводская-1)	510	390	14,23	7,35	81,42	15,96	8,90	5,44	51,72	10,14	11,69	8,89	73,45	18,83	5,97	4,86	37,72	9,67
95	ВЛ 110 кВ Псков-Речная II цепь с отпайками (Л.Заводская-2)	510	390	8,61	4,64	49,78	9,76	5,51	3,59	32,66	6,40	8,95	6,9	56,56	14,50	2,94	2,58	19,31	4,95
96	ВЛ 110 кВ Псков-Кебь с отпайкой на ПС северная (Л.Карамышевская-2)	510	390	2,31	0,81	12,48	2,45	2,58	1,26	14,28	2,80	1,85	1,09	10,81	2,77	1,26	0,68	7,08	1,82
97	ВЛ 110 кВ Родовое – Качаново (Л.Качановская-3)	200	200	0,23	0,09	2,47	1,24	0,18	0,18	2,02	1,01	0,53	0,38	3,29	1,65	0,92	0,72	5,74	2,87
98	ВЛ 110кВ Крюки – Воронцово (Л.Крюковская-1)	510	390	0,9	0,08	5,53	1,08	0,73	0,02	5,01	0,98	0,74	0,23	4,38	1,12	0,54	0,1	4,11	1,05
99	ВЛ 110кВ Крюки – Гривы (Л.Крюковская-2)	510	390	0,1	0,04	2,23	0,44	0,10	0,04	2,31	0,45	0,1	0,12	1,95	0,50	0	0,04	2,32	0,59
100	ВЛ 110 кВ Кудеверь – Новоржев (Л.Кудеверьская-1)	510	390	0,2	1,06	5,56	1,09	0,21	1,13	5,72	1,12	0,1	1,18	5,86	1,50	0,11	1,22	5,97	1,53
101	ВЛ 110 кВ Линово – Рубилово (Л.Линовская-1)	345	265	0,83	0,51	6,81	1,97	0,70	0,50	6,28	1,82	0,84	0,36	6,15	2,32	1,03	0,23	6,37	2,40
102	ВЛ 110 кВ Линово – Родовое (Л.Линовская-2)	100	100	0,43	0,28	4,55	4,55	0,39	0,19	4,10	4,10	0,63	0,03	4,22	4,22	0,92	0,19	4,85	4,85
103	ВЛ 110 кВ Плюсса – Ляды (Л.Лядская-1)	345	265	2,62	0,45	14,51	4,21	1,70	0,98	9,83	2,85	1,86	0,61	10,37	3,91	1,51	0,97	8,75	3,30
104	ВЛ 110 кВ Новосokolьники-Невель-2 I цепь с отпайкой на ПС Щербино (Л.Невельская-1)	300	300	8,18	3,73	46,34	15,45	6,24	2,79	34,49	11,50	6,34	3,77	37,54	12,51	3,8	1,87	21,62	7,21
105	ВЛ 110 кВ Новосokolьники-Невель-2 II цепь (Л.Невельская-2)	300	300	8,14	2,97	46,61	15,54	6,21	1,96	34,80	11,60	6,36	2,77	37,58	12,53	3,81	0,84	21,66	7,22
106	ВЛ 110 кВ Невель 2-НПС Невель (Л.Нефтяная-1)	430	330	0,1	0,96	4,96	1,15	0,10	1,01	5,06	1,18	0	1,11	5,58	1,69	0	1,14	5,65	1,71
107	ВЛ 110 кВ Опочка – Мякишево (Л.Опочекская-3)	100	100	0,1	0,92	4,97	4,97	0,10	0,90	4,64	4,64	0,21	0,86	4,51	4,51	0,11	1	4,97	4,97
108	ВЛ 110 кВ Псков-Радиозаводская I цепь с отпайкой на ПС	200	200	10,94	6,11	63,69	31,85	6,86	4,32	40,07	20,03	8,09	6,59	52,12	26,06	2,91	2,48	18,6	9,30

№ п/п	Линия	I _{длит. доп.} , А		Зима (режим максимальных нагрузок) 2019				Зима (режим минимальных нагрузок) 2019				Лето (режим максимальных нагрузок) 2019				Лето (режим минимальных нагрузок) 2019			
		-5	25	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %	P, МВт	Q, МВар	I, А	I/Ином, %
	Льнокомбинат (Л.Радиозаводская-1)																		
109	ВЛ 110 кВ Псков-Радиозаводская II цепь с отпайкой на ПС Льнокомбинат (Л.Радиозаводская-2)	200	200	6,62	3,69	38,48	19,24	3,72	2,19	21,34	10,67	5,93	4,45	37	18,50	3,03	2,4	18,84	9,42
110	ВЛ 110 кВ Великие Луки – НПС В. Луки (Л.Сосновская-1)	300	300	0	0,48	2,5	0,83	0,00	0,52	2,59	0,86	0,1	0,43	2,25	0,75	0,1	0,45	2,29	0,76
111	ВЛ 110 кВ Себеж – Идрица (Л.Себежская-2)	510	390	8,74	4,78	55,35	10,85	5,73	3,03	35,28	6,92	5,72	3,97	38,43	9,85	3,08	1,96	20,88	5,35

Таблица 34

Анализ существующей загрузки центров питания 35-110 кВ энергосистемы Псковской области за 2017-2019 гг.

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Загрузка по результатам контрольных замеров, МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					
							21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019
1	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Должицы (ПС 2)	T-1	35/10	1,6	1983	0,189	0,274	0,101	0,258	0,187	0,229	15,3	23,9	9,8	24,1	18,7	20,6
2			T-2	35/10	1,6	1983	0,056	0,108	0,056	0,128	0,112	0,101						
3	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Талесы (ПС 3)	T-1	35/10	1,6	1963	0,084	0,085	0,053	0,084	0,042	0,056	5,3	5,3	3,3	5,3	2,6	3,5
4	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Чернево (ПС 4)	T-1	35/10	2,5	1974	0,000	0,491	0,000	0,691	0,400	0,255	31,3	28,4	21,1	33,4	23,3	14,6
5			T-2	35/10	2,5	1974	0,782	0,218	0,527	0,145	0,182	0,109						
6	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Юбилейная (ПС 5)	T-1	35/10	1,6	1975	0,000	0,052	0,031	0,031	0,000	0,000	1,9	3,3	1,9	1,9	0,0	0,0
7			T-2	35/10	1,6	1975	0,031	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000						
8	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Юшково (ПС 6)	T-1	35/10	1,6	1991	0,000	0,041	0,000	0,027	0,036	0,027	4,0	4,3	3,1	3,1	4,4	3,2
9			T-2	35/10	1,6	1991	0,064	0,027	0,049	0,022	0,034	0,024						
10	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Палкино (ПС 7)	T-1	35/10	4	1966	0,404	0,000	0,476	0,770	0,956	0,955	24,1	40,8	28,9	51,2	44,2	49,2
11			T-2	35/10	4	1966	0,560	1,632	0,678	1,279	0,810	1,013						
12	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Смуряево (ПС 8)	T-1	35/10	4	1964	0,065	0,109	0,164	0,109	0,164	0,109	4,8	15,0	6,9	7,7	6,8	10,5
13			T-3	35/10	4	1964	0,127	0,491	0,110	0,200	0,109	0,309						

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Загрузка по результатам контрольных замеров, МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					
							21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019
14	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Ротово (ПС 9)	T-1	35/10	2,5	1970	0,000	0,346	0,395	0,303	0,346	0,295	36,8	45,3	49,7	39,2	43,3	37,2
15			T-2	35/10	1,6	1970	0,588	0,378	0,400	0,324	0,346	0,300						
16	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Лавры (ПС 11)	T-1	35/10	1,6	1974	0,297	0,305	0,297	0,318	0,355	0,239	27,8	25,9	27,6	25,7	29,1	19,8
17			T-2	35/10	1,6	1974	0,148	0,110	0,145	0,093	0,111	0,078						
18	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Творожково (ПС 15)	T-1	35/10	1,6	1970	0,124	0,136	0,095	0,126	0,166	0,180	7,8	8,5	5,9	7,9	10,4	11,3
19	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Владимирские лагеря (ПС 17)	T-1	35/10	6,3	1995	0,346	0,455	0,346	0,481	0,349	0,412	12,6	15,7	11,3	15,5	10,1	13,4
20			T-2	35/10	6,3	1995	0,447	0,531	0,366	0,496	0,290	0,434						
21	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Нов. Усита (ПС 25)	T-1	35/10	2,5	1975	0,000	0,196	0,000	0,107	0,149	0,177	10,1	13,1	9,5	7,3	10,7	11,9
22			T-2	35/10	2,5	1975	0,253	0,132	0,237	0,076	0,118	0,121						
23	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Андромер (ПС 27)	T-1	35/10	1,6	1976	0,000	0,252	0,000	0,265	0,236	0,240	13,1	15,8	13,1	16,6	14,8	15,0
24			T-2	35/10	1,6	1977	0,209	0,000	0,209	0,000	0,000	0,000						
25	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Ждани (ПС 45)	T-1	35/10	1,6	1976	0,000	0,059	0,075	0,060	0,076	0,075	4,4	6,4	4,7	5,7	6,3	6,3
26			T-2	35/10	1,6	1976	0,070	0,044	0,000	0,031	0,024	0,025						
27	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Псков (ПС 53)	T-1	110/10/6	40	1957	17,715	23,966	19,112	23,826	17,826	20,679	48,9	66,3	53,5	65,7	47,9	51,7
28			T-2	110/10/6	40	1957	1,864	2,551	2,299	2,462	1,334	0,000						
29	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Струги Красные (ПС 61)	T-1	110/35/10	10	1966	1,777	2,613	1,756	2,504	1,935	1,681	33,4	43,8	29,3	42,2	32,0	30,5
30			T-2	110/35/10	10	1966	1,563	1,763	1,176	1,720	1,268	1,367						
31	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Карамышево (ПС 64)	T-1	110/35/10	10	1981	0,866	0,958	0,658	0,842	0,472	0,303	12,9	19,2	12,7	16,5	8,8	6,5
32			T-2	110/35/10	10	1981	0,424	0,958	0,607	0,808	0,409	0,345						
33	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Изборск (ПС 69)	T-1	110/35/10	10	1972	0,988	1,352	1,067	1,201	1,307	0,476	33,1	48,0	25,7	50,7	38,5	18,2
34			T-2	110/35/10	6,3	1972	1,100	1,675	0,550	1,996	1,117	0,670						
35	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Б. Загорье (ПС 72)	T-1	35/10	1,6	1983	0,116	0,086	0,051	0,087	0,074	0,102	12,0	8,9	6,8	10,2	9,0	11,5
36			T-2	35/10	1,6	1983	0,076	0,056	0,058	0,076	0,070	0,082						
37	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Лыкокомбинат (ПС 73)	T-1	110/6	16	1970	6,153	9,106	5,196	8,080	7,857	8,138	62,0	93,2	55,5	86,5	67,4	79,5
38			T-2	110/6	16	1980	3,769	5,799	3,689	5,754	2,920	4,578						
39	Псковский	ПС 110 кВ	T-1	110/10	10	1965	1,628	2,964	1,819	2,301	1,606	2,324	50,6	89,2	56,8	71,1	57,0	76,0

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Загрузка по результатам контрольных замеров, МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					
							21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019
40	филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	Печоры (ПС 74)	T-2	110/10	6,3	1965	1,562	2,655	1,757	2,176	1,983	2,465						
41	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Чудская (ПС 80)	T-1	35/10	4	1989	0,000	0,218	0,000	0,309	0,382	0,273	18,7	15,5	20,7	14,6	15,0	14,1
42	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Чудская (ПС 80)	T-2	35/10	4	1989	0,746	0,400	0,826	0,273	0,218	0,291						
43	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Заплюсье (ПС 85)	T-1	35/10	1,6	1960	0,227	0,418	0,225	0,371	0,232	0,409	29,6	46,2	29,3	46,8	29,7	44,6
44	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Заплюсье (ПС 85)	T-2	35/10	1,6	1960	0,246	0,321	0,243	0,378	0,243	0,304						
45	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Северная (ПС 100)	T-1	110/10	6,3	1990	1,291	1,679	1,716	2,317	1,816	2,422	50,8	43,2	50,2	64,4	46,4	54,5
46	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Северная (ПС 100)	T-2	110/10	6,3	1990	1,911	1,045	1,448	1,742	1,110	1,009						
47	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Плюсса (ПС 113)	T-1	110/35/10	6,3	1967	0,535	0,920	0,920	1,237	0,829	0,955	39,1	50,2	50,2	58,7	38,0	32,1
48	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Плюсса (ПС 113)	T-2	110/35/10	6,3	1967	1,926	2,244	2,244	2,462	1,567	1,069						
49	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Речная (ПС 126)	T-1	110/6	15	1966	3,394	6,390	3,274	5,512	3,190	4,711	44,6	73,0	41,5	69,9	45,0	50,7
50	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Речная (ПС 126)	T-2	110/6	25	2010	3,295	4,553	2,958	4,977	3,556	2,901						
51	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Середка (ПС 138)	T-1	110/10	6,3	1979	0,755	1,899	0,758	1,891	0,828	1,177	20,7	30,1	19,8	30,0	20,3	27,4
52	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Середка (ПС 138)	T-2	110/10	6,3	1979	0,551	0,000	0,489	0,000	0,449	0,551						
53	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Полна (ПС 146)	T-1	110/10	2,5	1985	0,946	1,873	0,982	1,200	0,909	1,055	61,1	74,9	64,0	65,4	50,9	57,5
54	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Полна (ПС 146)	T-2	110/10	2,5	1985	0,582	0,000	0,618	0,436	0,364	0,382						
55	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Новоселье (ПС 163)	T-1	110/10	6,3	1971	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	27,7	67,4	29,9	46,2	40,3	31,5
56	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Новоселье (ПС 163)	T-2	110/10	2,5	1971	0,692	1,686	0,747	1,154	1,007	0,787						
57	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Писковичи (ПС 172)	T-1	110/10	10	1968	1,297	2,561	1,386	2,485	1,317	2,122	22,3	36,2	17,0	36,3	19,6	30,1
58	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Писковичи (ПС 172)	T-2	110/10	10	1968	0,928	1,061	0,312	1,144	0,645	0,886						
59	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Гдов (ПС 192)	T-1	110/35/10	10	1982	1,035	3,147	1,218	2,294	1,634	1,782	29,6	41,8	27,2	46,0	36,8	29,6
60	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Гдов (ПС 192)	T-2	110/35/10	10	1982	1,923	1,031	1,504	2,310	2,047	1,173						
61	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Псковкирич (ПС 198)	T-1	110/10	10	1971	1,481	2,735	0,364	1,018	0,832	1,325	39,5	65,9	32,6	64,6	41,2	54,6
62	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Псковкирич (ПС 198)	T-2	110/10	6,3	1971	1,007	1,418	1,689	3,051	1,764	2,117						
63	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ ГИК (ПС 205)	T-1	110/10	10	1989	3,463	0,829	3,044	1,517	3,393	1,683	34,6	8,3	30,4	15,2	33,9	16,8
64	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Крипецы (ПС 217)	T-1	110/10	2,5	1978	0,322	1,595	0,329	0,468	0,513	0,449	20,1	99,7	20,6	29,3	32,1	28,1

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Загрузка по результатам контрольных замеров, МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					
							21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019
65	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Верхوليوно (ПС 240)	T-1	110/10	2,5	1976	0,224	0,252	0,186	0,424	0,198	0,335	20,9	25,0	15,1	30,3	14,5	20,8
66			T-2	110/10	2,5	1982	0,299	0,373	0,191	0,333	0,165	0,186						
67	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Тямша (ПС 253)	T-1	110/10	10	1976	2,075	0,000	2,187	3,370	2,188	2,482	32,0	48,7	35,4	60,5	36,6	45,8
68			T-2	110/10	10	1976	1,126	4,869	1,356	2,680	1,475	2,099						
69	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Стремутка (ПС 255)	T-1	110/10	6,3	1976	1,627	1,981	1,973	1,684	1,780	1,688	41,3	46,6	44,0	41,7	35,5	35,9
70			T-2	110/10	6,3	1976	0,978	0,955	0,800	0,944	0,455	0,573						
71	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Овсище (ПС 282)	T-1	110/10	25	1977	2,011	5,599	4,522	5,363	3,854	3,432	17,5	41,1	24,2	36,4	30,6	25,5
72			T-2	110/10	25	1977	2,363	4,666	1,522	3,733	3,792	2,941						
73	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283)	T-1	110/10	40	1979	8,106	0,000	6,991	12,522	7,242	10,646	37,5	51,9	33,4	59,3	36,2	55,3
74			T-2	110/10	40	1979	6,908	20,777	6,353	11,216	7,248	11,460						
75	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Лудони (ПС 314)	T-1	110/10	2,5	1982	0,270	0,318	0,259	0,327	0,294	0,320	10,8	12,7	10,4	13,1	11,8	12,8
76	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Заводская (ПС 328)	T-1	110/10/6	25	1978	4,653	8,597	4,250	5,033	3,706	2,937	27,5	34,4	27,1	37,0	25,6	21,9
77			T-2	110/10/6	25	1978	2,210	0,000	2,513	4,207	2,706	2,548						
78	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	T-1	110/35/10	6,3	1981	1,299	1,552	1,268	1,636	1,095	0,858	81,2	97,0	79,3	102,3	68,4	53,6
79			T-2	35/10	1,6	1981	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000						
80	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Крупн (ПС 361)	T-1	110/10	2,5	1982	0,849	0,945	0,753	0,982	0,838	0,950	34,0	37,8	30,1	39,3	33,5	38,0
81	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Родовое (ПС 373)	T-1	110/10	2,5	1983	0,108	0,120	0,121	0,088	0,141	0,180	4,3	4,8	4,8	3,5	5,6	7,2
82	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Кирово (ПС 385)	T-1	110/10	6,3	1986	0,186	0,256	0,226	0,266	0,247	0,285	3,0	4,1	3,6	4,2	3,9	4,5
83	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Качаново (ПС 386)	T-1	110/35/10	6,3	1978	0,404	0,413	0,417	0,130	0,329	0,245	6,4	6,6	6,6	2,1	5,2	3,9
84	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ ЭТЗ (ПС 399)	T-1	110/10	25	1975	4,312	6,247	4,603	4,485	4,538	5,047	22,5	31,3	26,6	28,1	28,0	24,8
85			T-2	110/10	25	1975	1,304	1,590	2,052	2,543	2,465	1,154						
86	Псковский	ПС 110 кВ ПКК	T-1	110/10	16	1970	3,346	3,237	2,637	2,564	2,111	2,673	39,1	36,5	31,8	36,6	30,4	39,1

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦТП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Загрузка по результатам контрольных замеров, МВА						Загрузка ЦТП в ремонтной схеме (N-1), %					
							21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019
87	филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	(ПС 504)	T-2	110/10	16	1970	2,910	2,601	2,450	3,292	2,754	3,580						
88	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Кебь (ПС 505)	T-2	110/10	2,5	1986	0,515	0,471	0,940	0,616	0,697	0,625	20,6	18,8	37,6	24,6	27,9	25,0
89	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Добручи (ПС 508)	T-1	110/10	2,5	1986	0,600	0,891	0,092	0,400	0,291	0,346	45,1	35,6	16,2	40,7	25,5	34,2
90			T-2	110/10	2,5	1986	0,527	0,000	0,312	0,618	0,346	0,509						
91	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Глазуново (ПС 30)	T-1	35/10	1,6	1985	0,000	0,223	0,787	0,277	0,000	0,208	51,8	47,8	80,8	57,4	63,8	49,1
92			T-2	35/10	1,6	1985	0,828	0,541	0,505	0,641	1,020	0,577						
93	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Островки (ПС 33)	T-1	35/10	1,6	1975	0,000	0,122	0,000	0,108	0,000	0,111	8,8	23,1	18,7	22,6	21,3	18,6
94			T-2	35/10	1,6	1975	0,140	0,248	0,299	0,254	0,341	0,186						
95	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Рожковичи (ПС 34)	T-1	35/10	2,5	1980	0,065	0,088	0,057	0,058	0,058	0,109	5,9	5,6	4,0	6,6	6,9	8,8
96			T-2	35/10	2,5	1980	0,083	0,052	0,042	0,108	0,114	0,111						
97	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Черпесса (ПС 35)	T-1	35/10	1,6	1982	0,011	0,035	0,007	0,016	0,007	0,002	0,7	2,2	0,4	1,0	0,4	0,1
98	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Борки (ПС 37)	T-1	35/10	2,5	1974	0,279	0,657	0,396	0,450	0,243	0,475	29,4	55,9	43,9	37,4	31,1	44,6
99			T-2	35/10	1,6	1974	0,191	0,237	0,306	0,149	0,254	0,239						
100	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Усмынь (ПС 38)	T-1	35/10	2,5	1970	0,142	0,164	0,159	0,207	0,136	0,108	5,7	6,6	6,4	8,3	5,4	4,3
101	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Лехово (ПС 39)	T-1	35/10	4	2014	1,198	1,051	1,119	1,027	1,346	0,186	30,9	28,0	30,1	29,0	35,4	7,8
102			T-2	35/10	4	2014	0,036	0,069	0,086	0,133	0,069	0,126						
103	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Усвяты (ПС 40)	T-1	35/10	4	1968	1,295	1,144	0,909	0,883	0,762	1,039	49,9	48,7	45,3	50,2	47,5	49,4
104			T-2	35/10	4	1968	0,700	0,805	0,901	1,126	1,137	0,937						
105	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Раменья (ПС 44)	T-1	35/10	1,6	1986	0,078	0,073	0,086	0,076	0,088	0,071	4,9	5,3	5,4	5,2	8,9	5,0
106			T-2	35/10	1,6	1986	0,000	0,011	0,000	0,007	0,054	0,009						
107	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Тимофеевка (ПС 48)	T-1	35/10	2,5	1984	1,738	1,186	1,448	1,026	0,000	0,666	69,5	47,4	57,9	65,2	56,0	59,8
108			T-2	35/10	2,5	1984	0,000	0,000	0,000	0,604	1,399	0,830						
109	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Усть-Долыссы (ПС 49)	T-1	35/10	1,6	1970	0,868	0,887	1,034	0,666	0,537	0,598	54,3	55,4	64,6	41,6	33,6	37,4
110			T-2	35/10	1,6	1970	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000						

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Загрузка по результатам контрольных замеров, МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					
							21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019
111	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Туричино (ПС 50)	T-1	35/10	2,5	1989	0,000	0,132	0,200	0,136	0,169	0,094	6,8	9,6	8,0	9,8	6,8	9,2
112			T-2	35/10	2,5	1973	0,169	0,109	0,000	0,109	0,000	0,137						
113	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Назимово (ПС 54)	T-1	35/10	1,6	1978	0,056	0,101	0,082	0,101	0,073	0,071	3,5	6,3	5,1	6,3	4,6	4,4
114	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Пухново (ПС 56)	T-1	35/10	2,5	1979	0,061	0,092	0,083	0,121	0,093	0,106	2,4	3,7	3,3	4,8	3,7	4,2
115	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Тарасы (ПС 58)	T-1	35/10	1,6	1979	0,031	0,024	0,031	0,039	0,031	0,037	1,9	1,5	1,9	2,4	1,9	2,3
116	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Новоханск (ПС 65)	T-1	35/10	2,5	1986	0,000	0,182	0,000	0,180	0,000	0,126	7,8	11,9	7,0	12,2	11,7	10,0
117			T-2	35/10	2,5	1986	0,196	0,116	0,175	0,125	0,292	0,125						
118	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Каськово (ПС 67)	T-1	35/10	2,5	1984	0,000	0,400	0,242	0,253	0,000	0,243	9,5	16,0	9,7	20,9	16,4	15,9
119			T-2	35/10	2,5	1984	0,237	0,000	0,000	0,269	0,411	0,155						
120	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ В.Луки (ПС 70)	T-1	110/35/6	40	1974	6,747	7,670	7,548	7,779	7,043	8,402	44,8	55,7	44,2	52,0	46,9	44,6
121			T-2	110/35/6	40	1973	11,182	14,611	10,140	13,022	11,726	9,455						
122	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Демидово (ПС 77)	T-1	35/10	2,5	1987	0,216	0,320	0,255	0,371	0,385	0,327	18,2	29,7	19,6	55,4	40,8	48,2
123			T-2	35/10	1,6	1987	0,075	0,155	0,059	0,516	0,267	0,444						
124	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Дубрава (ПС 78)	T-1	35/10	6,3	1986	1,682	2,885	1,798	2,102	1,519	1,834	26,7	45,8	28,5	33,4	24,1	29,1
125	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Опухлики (ПС 82)	T-1	35/10	1,6	1991	0,000	0,000	0,000	0,186	0,598	0,164	11,8	25,8	19,4	36,2	37,4	22,8
126			T-2	35/10	1,6	1991	0,189	0,412	0,311	0,393	0,000	0,200						
127	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Невель-1 (ПС 114)	T-1	110/35/10	16	1967	3,130	3,816	3,378	6,505	3,706	4,251	43,8	65,6	36,5	62,4	34,7	44,8
128			T-2	110/35/10	16	1967	3,876	6,674	2,463	3,486	1,839	2,922						
129	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Невель-2 (ПС 129)	T-1	110/10	10	1992	1,733	3,164	1,746	1,763	2,473	1,482	36,5	38,9	34,8	44,8	49,5	39,0
130			T-2	110/10	10	1992	1,913	0,730	1,729	2,712	2,473	2,416						
131	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Рябики (ПС 130)	T-1	110/10/6	25	1968	3,746	8,861	4,799	8,258	3,926	6,324	35,3	56,7	45,9	60,2	44,5	46,0
132			T-2	110/10/6	25	1968	5,078	5,320	6,670	6,794	7,205	5,177						
133	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-	ПС 110 кВ Булынино (ПС 136)	T-1	110/10	6,3	1994	1,824	1,807	1,670	2,219	1,604	1,970	29,0	28,7	26,5	35,2	25,5	31,3

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Загрузка по результатам контрольных замеров, МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %						
							21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	
	Запада» (ЮЭС)																		
134	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Кунья (ПС 139)	T-1	110/35/10	10	1964	0,779	4,149	0,477	1,364	1,131	0,914	19,7	47,7	21,3	34,9	27,5	27,0	
135			T-2	110/35/10	10	1964	1,187	0,616	1,656	2,125	1,620	1,786							
136	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ В.Луки ФТП (ПС 157)	T-1	110/6	25	1969	1,354	3,561	0,890	2,862	1,436	2,259	12,3	21,3	11,8	21,1	11,8	16,6	
137			T-2	110/6	25	1969	1,728	1,754	2,055	2,401	1,522	1,898							
138	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Сиверст (ПС 167)	T-1	110/35/10	6,3	1989	2,376	2,701	4,973	2,737	2,643	0,228	41,7	49,0	87,6	50,8	48,3	8,6	
139			T-2	110/35/10	10	1989	0,251	0,385	0,548	0,464	0,402	0,312							
140	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Плаксино (ПС 168)	T-1	110/35/10	6,3	1989	0,184	0,000	0,242	0,346	0,206	0,241	2,9	0,0	3,8	5,5	3,3	3,8	
141	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Насва (ПС 173)	T-1	110/10	6,3	1969	0,146	0,244	0,116	0,228	0,173	0,226	7,2	7,6	6,2	7,6	6,8	6,4	
142			T-2	110/10	6,3	1969	0,306	0,234	0,277	0,252	0,254	0,180							
143	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Пустыньки (ПС 204)	T-1	110/10	2,5	1968	0,497	0,000	0,477	0,582	0,464	0,534	31,1	0,0	29,8	36,4	29,0	33,4	
144	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Реостат (ПС 206)	T-1	110/6	10	2007	4,727	5,753	4,813	5,652	5,291	5,473	47,3	57,5	48,1	56,5	52,9	54,7	
145	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Переслегино (ПС 236)	T-1	110/10	6,3	1975	1,329	1,303	0,933	1,300	0,000	1,413	21,1	31,7	14,8	30,8	16,8	33,0	
146			T-2	110/10	6,3	1975	0,000	0,697	0,000	0,640	1,061	0,663							
147	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Недомерки (ПС 286)	T-1	110/10	6,3	1978	0,464	0,451	0,000	0,714	0,586	0,388	7,4	7,2	8,8	12,1	9,3	8,9	
148			T-2	110/10	6,3	1978	0,000	0,000	0,557	0,050	0,000	0,170							
149	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Маево (ПС 311)	T-1	110/10	6,3	1979	0,087	0,175	0,000	0,605	0,000	0,519	5,5	8,2	4,0	17,5	19,2	16,4	
150			T-2	110/10	6,3	1979	0,258	0,341	0,252	0,499	1,208	0,514							
151	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ НПС Невель (ПС 342)	T-1	110/10	25	1982	0,125	0,152	0,064	0,137	0,000	0,124	7,8	9,5	4,0	8,6	0,0	7,8	
152	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ НПС В.Луки (ПС 343)	T-1	110/10	25	1984	0,164	0,194	0,125	0,170	0,000	0,000	0,7	0,8	0,5	0,7	0,5	0,6	
153			T-2	110/10	25	1984	0,000	0,000	0,000	0,000	0,125	0,162							
154	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ ВЗЩА (ПС 348)	T-1	110/10	25	1980	10,819	16,711	12,345	15,447	4,214	8,654	92,1	66,8	49,4	61,8	37,4	56,4	
155			T-2	110/10	63	1980	12,197	0,000	0,000	0,000	5,147	5,451							

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Загрузка по результатам контрольных замеров, МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					
							21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019
156	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Суханово (ПС 352)	T-1	110/10	6,3	1981	0,183	0,000	0,529	0,524	0,375	0,584	2,9	0,0	8,4	8,3	6,0	9,3
157	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Поречье (ПС 359)	T-1	110/35/10	10	1982	1,416	1,082	3,014	2,065	3,365	0,685	61,5	75,0	60,3	94,5	107,5	25,8
158			T-2	110/35/10	6,3	1982	2,460	3,641	0,784	3,886	3,410	0,938						
159	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Щербино (ПС 506)	T-1	110/10	2,5	1984	0,200	0,298	0,212	0,237	0,117	0,202	8,0	11,9	8,5	9,5	4,7	8,1
160	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Малахово (ПС 507)	T-1	110/10	2,5	1980	0,169	0,502	0,494	0,399	0,300	0,211	6,8	20,1	19,8	16,0	12,0	8,4
161	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Вышгород (ПС 12)	T-1	35/10	1,6	1968	0,196	0,232	0,291	0,189	0,252	0,264	12,3	14,5	18,2	11,8	15,8	16,5
162	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Выбор (ПС 16)	T-1	35/10	1,6	1970	0,192	0,178	0,247	0,231	0,194	0,452	18,0	16,8	20,7	18,6	15,3	36,5
163			T-2	35/10	1,6	1970	0,096	0,090	0,084	0,067	0,051	0,132						
164	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Кр. Луч (ПС 18)	T-1	35/10	4	1974	0,000	0,144	0,000	0,161	0,000	0,148	11,8	4,1	15,0	4,5	4,1	4,2
165			T-2	35/10	4	1974	0,471	0,020	0,600	0,018	0,162	0,019						
166	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Сев. Устье (ПС 19)	T-1	35/10	1	1977	0,067	0,007	0,078	0,007	0,070	0,182	6,7	0,7	7,8	0,7	7,0	18,2
167	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Вехно (ПС 21)	T-1	35/10	1,6	1975	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	17,4	22,9	20,1	22,4	16,4	15,9
168			T-2	35/10	1,6	1975	0,279	0,366	0,321	0,359	0,262	0,255						
169	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Велье (ПС 23)	T-1	35/10	1,6	1977	0,191	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	15,8	17,2	14,1	15,7	12,2	15,0
170			T-2	35/10	1,6	1977	0,061	0,275	0,225	0,251	0,195	0,240						
171	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Жадрицы (ПС 24)	T-1	35/10	1,6	1977	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	10,9	6,4	11,3	10,1	11,4	12,1
172			T-2	35/10	1,6	1977	0,175	0,102	0,180	0,162	0,182	0,194						
173	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Дубровно (ПС 26)	T-1	35/10	2,5	1979	0,177	0,364	0,222	0,353	0,177	0,214	7,1	14,6	8,9	14,1	7,1	8,6
174	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Ратьково (ПС 46)	T-1	35/10	1,6	1969	0,026	0,058	0,089	0,112	0,097	0,054	1,6	3,6	5,6	7,0	6,1	3,4
175	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-	ПС 35 кВ Хотовань (ПС 51)	T-1	35/10	2,5	1982	0,087	0,106	0,083	0,035	0,076	0,055	3,5	4,2	3,3	1,4	3,0	2,2

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Загрузка по результатам контрольных замеров, МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %						
							21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	
	Запада» (ВЭС)																		
176	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Поцелуево (ПС 52)	T-1	35/10	2,5	1981	0,216	0,208	0,181	0,104	0,144	0,165	8,6	8,3	7,2	4,2	5,8	6,6	
177	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Боровичи (ПС 55)	T-1	35/10	1,6	1979	0,143	0,270	0,280	0,226	0,367	0,211	8,9	16,9	17,5	14,1	22,9	13,2	
178	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Миритиницы (ПС 57)	T-1	35/10	2,5	1981	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	8,0	7,3	7,1	7,0	7,8	7,9	
179			T-2	35/10	2,5	1981	0,201	0,182	0,177	0,176	0,195	0,198							
180	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Осноги (ПС 59)	T-1	35/10	1,6	1982	0,185	0,218	0,184	0,200	0,055	0,221	11,6	13,6	11,5	12,5	3,4	13,8	
181	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Адорье (ПС 60)	T-1	35/10	1,6	1992	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	8,4	6,9	4,9	4,3	5,7	6,7	
182			T-2	35/10	1,6	1981	0,135	0,110	0,078	0,068	0,091	0,107							
183	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Полистово (ПС 62)	T-1	35/10	1,6	1999	0,059	0,085	0,090	0,090	0,054	0,080	3,7	5,3	5,6	5,6	3,4	5,0	
184	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Пуш. Горы (ПС 76)	T-1	110/35/10	10	1967	0,000	0,000	1,676	2,262	1,156	1,257	39,5	43,0	35,2	48,6	31,8	33,9	
185			T-2	110/35/10	16	1967	3,954	4,296	1,840	2,598	2,024	2,132							
186	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Павы (ПС 112)	T-1	110/35/10	6,3	1991	1,275	1,490	1,135	0,605	0,593	0,484	79,7	93,1	70,9	37,8	37,1	30,3	
187	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Порхов (ПС 115)	T-1	110/10	16	1995	4,302	5,292	3,604	4,365	3,336	3,390	58,2	52,9	53,9	64,1	47,1	63,3	
188			T-2	110/10	10	1976	1,522	0,000	1,784	2,047	1,374	2,944							
189	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Дно (ПС 116)	T-1	110/35/10	16	1965	1,801	2,158	1,312	1,732	1,784	1,784	41,3	41,2	26,3	40,3	40,5	38,4	
190			T-2	110/35/10	10	1965	2,330	1,958	1,317	2,297	2,261	2,053							
191	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Дедовичи (ПС 117)	T-1	110/35/10	6,3	1966	1,998	0,000	1,331	1,644	0,000	1,627	37,5	44,0	23,4	33,1	23,2	38,0	
192			T-2	110/35/10	10	1966	0,367	2,775	0,145	0,442	1,463	0,767							
193	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Чихачево (ПС 118)	T-1	110/10	6,3	1966	0,000	0,000	0,303	0,000	0,000	0,000	5,9	8,1	4,8	6,4	5,6	7,6	
194			T-2	110/10	6,3	1966	0,371	0,512	0,000	0,402	0,350	0,477							
195	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Локня (ПС 119)	T-1	110/35/10	10	1989	0,737	0,972	0,560	0,980	0,777	0,927	20,2	32,5	22,1	35,0	23,6	27,0	
196			T-2	110/35/10	6,3	1989	0,537	1,073	0,834	1,222	0,712	0,775							

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Загрузка по результатам контрольных замеров, МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					
							21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019
197	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Бежаницы (ПС 147)	T-1	110/35/10	10	1969	0,000	0,187	1,161	1,140	0,635	0,686	24,3	28,3	23,1	25,0	20,3	23,8
198			T-2	110/35/10	16	1969	2,432	2,642	1,147	1,359	1,394	1,695						
199	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Славковичи (ПС 197)	T-1	110/10	3,2	1971	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	21,8	22,8	15,8	16,3	28,3	23,6
200			T-2	110/10	2,5	1971	0,545	0,570	0,396	0,408	0,707	0,589						
201	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Фишнево (ПС 200)	T-1	110/10	2,5	1987	0,036	0,055	0,036	0,035	0,035	0,036	6,4	7,3	5,6	5,6	5,6	5,8
202			T-2	110/10	2,5	1987	0,125	0,127	0,105	0,105	0,105	0,109						
203	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Кудеверь (ПС 201)	T-1	110/35/10	6,3	1988	0,297	0,236	0,143	0,196	0,159	0,250	4,7	3,7	2,3	3,1	2,5	4,0
204	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Подберезье (ПС 202)	T-1	110/10	4	1974	0,319	0,282	0,283	0,250	0,267	0,300	8,0	7,1	7,1	6,3	6,7	7,5
205	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Пионерный (ПС 219)	T-1	110/6	6,3	1973	1,828	1,317	1,093	0,995	1,081	1,600	29,0	20,9	17,3	15,8	17,2	25,4
206	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Махновка (ПС 220)	T-1	110/35/10	6,3	1989	0,294	0,293	0,294	0,291	0,344	0,058	4,7	4,7	4,7	4,6	5,5	0,9
207	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Крестилово (ПС 241)	T-1	110/10	2,5	1975	0,284	0,000	0,250	0,297	0,270	0,286	17,0	17,7	15,8	17,5	15,8	20,2
208			T-2	110/10	2,5	1975	0,141	0,442	0,145	0,140	0,126	0,218						
209	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Ашево (ПС 254)	T-1	110/10	2,5	1976	0,127	0,182	0,182	0,143	0,145	0,161	17,2	23,3	24,6	20,0	20,1	19,3
210			T-2	110/10	2,5	1976	0,303	0,400	0,432	0,357	0,357	0,321						
211	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ СУ ГРЭС (ПС 281)	T-1	110/6	6,3	1978	1,059	1,413	0,048	0,062	0,045	0,067	16,8	22,4	0,8	1,0	0,7	1,1
212	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Новоржев (ПС 284)	T-1	110/35/10	6,3	1978	1,277	1,724	1,334	1,646	1,496	1,249	52,1	59,3	43,0	62,7	52,8	44,7
213			T-2	110/35/10	6,3	1978	2,008	2,010	1,377	2,303	1,830	1,567						
214	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Вольшево (ПС 302)	T-1	110/10	2,5	1980	0,000	0,454	0,000	0,490	0,000	0,000	11,3	18,2	11,6	19,6	12,1	16,8
215			T-2	110/10	6,3	1980	0,282	0,000	0,291	0,000	0,303	0,419						
216	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Хилово (ПС 357)	T-1	110/10	2,5	1981	0,850	0,546	0,845	0,055	0,220	0,095	34,0	26,8	33,8	36,2	43,0	36,3
217			T-2	110/10	2,5	1981	0,000	0,123	0,000	0,850	0,856	0,812						
218	Псковский	ПС 110 кВ	T-1	110/10	6,3	1982	0,635	0,432	0,618	0,479	0,306	0,626	20,0	15,0	19,7	15,3	12,5	20,0

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Загрузка по результатам контрольных замеров, МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					
							21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019
219	филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	Полное (ПС 358)	T-2	110/10	6,3	1982	0,624	0,510	0,624	0,485	0,479	0,633						
220	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Поляне (ПС 384)	T-1	110/10	2,5	1982	0,000	0,000	0,013	0,012	0,013	0,018	3,7	3,7	4,2	4,0	3,4	4,0
221			T-2	110/10	2,5	1982	0,092	0,092	0,092	0,087	0,072	0,083						
222	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Пожеревицы (ПС 387)	T-1	110/10	2,5	1986	0,398	0,269	0,231	0,285	0,263	0,475	15,9	14,4	12,9	20,6	14,4	25,7
223			T-2	110/10	2,5	1986	0,000	0,092	0,092	0,230	0,098	0,168						
224	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ ЗСК (ПС 388)	T-1	110/10	10	1987	2,322	0,000	1,090	1,511	0,000	0,313	46,4	31,3	23,9	30,9	17,3	31,7
225			T-2	110/10	10	1987	2,319	3,134	1,299	1,578	1,729	2,860						
226	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Поддубье (ПС 10)	T-1	35/10	1,6	1990	0,000	0,069	0,000	0,072	0,000	0,050	4,3	5,1	15,6	5,3	3,2	3,4
227			T-2	35/10	1,6	1990	0,069	0,012	0,250	0,013	0,051	0,005						
228	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Остров-3 (ПС 14)	T-1	35/6	2,5	1967	0,414	0,792	0,515	0,824	0,536	0,738	26,0	44,6	31,3	48,0	29,3	43,8
229			T-2	35/6	2,5	1967	0,237	0,322	0,267	0,375	0,196	0,358						
230	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Криуха (ПС 20)	T-1	35/10	1,6	1976	0,162	0,137	0,113	0,107	0,103	0,094	10,1	8,6	7,1	6,7	6,4	5,9
231	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Жавры (ПС 22)	T-1	35/10	1,6	1976	0,032	0,070	0,070	0,027	0,042	0,195	5,2	7,1	10,3	4,9	7,9	16,1
232			T-2	35/10	1,6	1976	0,051	0,043	0,094	0,051	0,084	0,063						
233	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Максютино (ПС 29)	T-1	35/10	1	1956	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	63,4	56,2	49,0	13,9	17,7	58,5
234			T-2	35/10	1,6	1956	0,634	0,562	0,490	0,139	0,177	0,585						
235	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Бояриново (ПС 31)	T-1	35/10	1,6	1985	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	13,4	12,9	16,1	5,1	8,4	8,9
236			T-2	35/10	1,6	1985	0,214	0,207	0,257	0,081	0,134	0,143						
237	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Алоль (ПС 32)	T-1	35/10	1,6	1975	0,000	0,301	0,000	0,256	0,000	0,326	13,2	18,8	20,1	16,0	23,8	20,4
238			T-2	35/10	1,6	1975	0,211	0,000	0,321	0,000	0,381	0,000						
239	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Шильское (ПС 41)	T-1	35/10	2,5	1957	0,644	0,600	0,327	0,632	0,616	0,748	25,8	24,0	13,1	25,3	24,6	29,9
240	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Сосн. Бор (ПС 42)	T-1	35/6	1,6	1966	0,000	0,445	0,000	0,502	0,000	0,118	34,9	41,1	34,7	44,3	30,9	42,7
241			T-2	35/6	1,6	1966	0,559	0,212	0,555	0,206	0,495	0,565						
242	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Каленидово (ПС 43)	T-1	35/10	2,5	1986	0,259	0,174	0,193	0,193	0,000	0,178	14,3	12,2	11,9	15,0	4,0	11,9
243			T-2	35/10	2,5	1986	0,099	0,130	0,105	0,182	0,100	0,119						

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Загрузка по результатам контрольных замеров, МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					
							21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019
244	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Платишино (ПС 63)	T-1	35/10	1,6	1982	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,0	7,3	6,3	8,4	5,9	5,9
245			T-2	35/10	1,6	1982	0,048	0,117	0,100	0,135	0,094	0,094						
246	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Сергейцево (ПС 66)	T-1	35/10	2,5	1982	0,000	0,000	0,000	0,166	0,000	0,000	6,1	5,1	0,0	6,6	6,4	9,6
247			T-2	35/10	2,5	1982	0,153	0,127	0,000	0,000	0,160	0,240						
248	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Остров (ПС 68)	T-1	110/35/10	25	1978	2,626	4,286	7,251	4,535	2,667	3,384	47,8	70,7	45,3	66,7	44,8	42,8
249			T-2	110/35/10	16	1982	5,023	7,026	0,000	6,133	4,507	3,456						
250	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Духново (ПС 71)	T-1	35/10	1,6	1985	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7,2	7,3	8,9	9,9	5,4	7,4
251			T-2	35/10	1,6	1985	0,115	0,117	0,142	0,158	0,087	0,118						
252	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Осыно (ПС 75)	T-1	35/10	1,6	1984	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	5,3	12,2	5,7	14,4	5,9	11,6
253			T-2	35/10	1,6	1984	0,084	0,195	0,091	0,231	0,094	0,185						
254	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Дружба (ПС 79)	T-2	35/10	2,5	1986	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	51,8	12,4	45,4	14,7	35,2	34,5
255			T-1	35/10	2,5	1986	1,294	0,310	1,134	0,367	0,879	0,863						
256	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Березка (ПС 81)	T-1	35/10	4	1990	0,267	0,261	0,201	0,339	0,217	0,444	6,7	6,5	5,0	8,5	5,4	11,1
257	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Алексеевка (ПС 83)	T-1	35/10	2,5	1992	0,114	0,137	0,115	0,155	0,095	0,110	4,6	5,5	4,6	6,2	3,8	4,4
258	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Идрица (ПС 133)	T-1	110/35/10	16	1977	0,414	0,787	1,943	2,756	0,873	2,015	26,5	32,0	26,7	44,1	32,1	24,2
259			T-2	110/35/10	10	1978	2,239	2,414	0,731	1,649	2,332	0,405						
260	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Черская (ПС 140)	T-1	110/10	2,5	1964	0,360	0,516	0,427	0,534	0,378	0,507	14,4	20,6	17,1	21,4	15,1	20,3
261	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Пыталово (ПС 148)	T-1	110/35/10	6,3	1982	0,981	1,456	0,411	1,475	0,851	1,543	34,5	56,0	31,9	54,0	29,7	55,0
262			T-2	110/35/10	6,3	1982	1,192	2,072	1,598	1,930	1,022	1,920						
263	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Воронцово (ПС 149)	T-1	110/10	6,3	1985	0,389	0,507	0,312	0,481	0,292	0,364	6,2	8,0	9,8	9,8	6,8	7,9
264			T-2	110/10	6,3	1985	0,000	0,000	0,308	0,139	0,136	0,131						
265	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Макушино (ПС 160)	T-1	110/10	2,5	1990	0,196	0,149	0,180	0,166	0,095	0,127	7,8	6,0	7,2	6,6	3,8	5,1

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Загрузка по результатам контрольных замеров, МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					
							21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019
266	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Опочка (ПС 161)	T-1	110/35/10	16	1969	4,002	3,242	1,707	4,425	2,194	3,066	25,0	41,2	26,8	41,1	30,6	39,4
267			T-2	110/35/10	16	1969	0,000	3,355	2,584	2,156	2,703	3,232						
268	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Гривы (ПС 203)	T-2	110/10	2,5	1988	0,097	0,076	0,061	0,104	0,061	0,062	3,9	3,0	2,4	4,2	2,4	2,5
269	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Крюки (ПС 216)	T-1	110/10	6,3	1975	0,372	0,570	0,402	0,512	0,515	0,549	15,4	18,4	12,5	12,7	10,5	16,8
270			T-2	110/10	6,3	1975	0,601	0,591	0,384	0,285	0,144	0,508						
271	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Рубилово (ПС 221)	T-2	110/10	6,3	1974	0,065	0,129	0,110	0,254	0,180	0,194	1,0	2,0	1,7	4,0	2,9	3,1
272	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Красногородск (ПС 285)	T-1	110/35/10	10	1981	0,863	0,850	1,101	0,934	0,833	1,025	17,3	21,4	22,9	20,8	17,6	23,6
273			T-2	110/35/10	10	1981	0,862	1,289	1,192	1,147	0,929	1,338						
274	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Гавры (ПС 287)	T-1	110/10	2,5	1979	0,402	0,755	0,422	0,673	0,363	0,683	16,1	30,2	16,9	26,9	14,5	27,3
275	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Линово (ПС 288)	T-1	110/10	2,5	1977	0,259	0,344	0,261	0,334	0,220	0,306	10,4	13,8	10,4	13,4	8,8	12,2
276	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Беляево (ПС 289)	T-1	110/10	2,5	1977	0,129	0,148	0,105	0,124	0,000	0,000	5,2	5,9	4,2	5,0	5,8	8,0
277			T-2	110/10	2,5	1977	0,000	0,000	0,000	0,000	0,146	0,199						
278	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Пустошка (ПС 309)	T-1	110/35/10	6,3	1982	1,319	1,928	1,628	1,855	1,860	1,627	39,1	48,3	35,9	50,2	45,1	45,4
279			T-2	110/35/10	6,3	1982	1,143	1,116	0,635	1,306	0,980	1,234						
280	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Себеж (ПС 312)	T-1	110/35/10	10	1979	2,379	2,989	2,052	3,156	2,530	3,606	46,5	65,4	39,6	74,5	51,4	70,1
281			T-2	110/35/10	10	1979	2,269	3,546	1,909	4,295	2,608	3,400						
282	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Ляпуны (ПС 313)	T-2	110/10	10	1980	0,413	0,449	0,352	0,446	0,332	0,456	4,1	4,5	3,5	4,5	3,3	4,6
283	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Подлипье (ПС 356)	T-1	110/10	6,3	1982	0,084	0,110	0,081	0,103	0,073	0,118	3,4	6,0	3,3	5,5	4,9	8,6
284			T-2	110/10	6,3	1982	0,130	0,267	0,129	0,242	0,235	0,424						
285	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ СОМ (ПС 363)	T-1	110/10	10	1978	0,000	1,120	0,668	0,407	0,194	0,276	6,4	11,2	11,2	13,1	6,9	10,6
286			T-2	110/10	10	1978	0,637	0,000	0,449	0,901	0,500	0,781						
287	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Скуратово (ПС 371)	T-1	110/10	2,5	1977	0,175	0,197	0,183	0,105	0,146	0,178	7,0	7,9	7,3	4,2	5,8	7,1

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Загрузка по результатам контрольных замеров, МВА						Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					
							21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019	21.06.2017	20.12.2017	20.06.2018	19.12.2018	19.06.2019	18.12.2019
288	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Мякишево (ПС 372)	T-1	110/10	2,5	1982	0,145	0,111	0,140	0,105	0,278	0,106	5,8	4,4	5,6	4,2	11,1	4,2
289	ООО «Лесозавод Судома»	ПС 110 кВ Судома (ПС 218)	T-1	110/10	6,3	н/д	н/д	н/д	н/д	1,360	1,476	1,487	н/д	н/д	н/д	21,6	23,4	23,6
290	ООО «Энергосети»	ПС 110 кВ Радиозаводская (ПС 175)	T-1	110/6	15	1968	1,200	2,300	1,040	2,190	1,340	2,100	13,3	18,8	11,1	19,9	15,7	19,5
291			T-2	110/35/6	15	1959	0,800	0,520	0,630	0,790	1,010	0,830						
292	Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Северо-Запада Новгородское ПМЭС	ПС 330 кВ Новосokolьники	T-1	110/35/10	10	1966	н/д	н/д	н/д	2,214	1,342	2,193	н/д	н/д	н/д	44,3	24,6	40,7
293			T-2	110/35/10	10	1976	н/д	н/д	н/д	2,214	1,118	1,879						

Ограничение пропускной способности системообразующих и распределительных сетей

С целью выявления «узких мест» в ЭС Псковской области проведен анализ допустимых токовых нагрузок транзитных ВЛ 110-330 кВ ЭС Псковской области.

К категории «узких мест» относятся элементы электрической сети напряжением 110 кВ, загрузка которых превышает длительно допустимую загрузку, и объекты электрической сети, уровни напряжения которых выходят из области значений, допустимых для оборудования и обеспечивающих нормативные запасы устойчивости.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше за 2019 год показал, что в нормальной схеме сети существует ряд схемно-режимных ситуаций (аварийное отключение сетевого элемента в нормальной схеме сети), приводящих к перегрузке питающих энергоузлов электрических связей, а именно:

в режиме зимнего максимума аварийное отключение АТ-2(1) ПС 330 кВ Новосokolьники или 2 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Новосokolьники в нормальной схеме сети. В данных схемно-режимных ситуациях наблюдается перегрузка АТ-1(2) ПС 330 кВ Новосokolьники. Перевод питания ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70), ПС 110 кВ Суханово (ПС 352), ПС 110 кВ Кунья (ПС 139) и ПС 110 кВ Пустыньки (ПС 204) на питание от ЭС Тверской области позволит снизить загрузку АТ-1(2) ПС 330 кВ Новосokolьники до длительно допустимых значений.

Единичные отключения остальных сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей.

Также были рассмотрены единичные отключения сетевых элементов в ремонтных схемах сети:

в режиме зимнего максимума аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков в схеме ремонта АТ-1(2) ПС 330 кВ Псков. В данной схемно-режимной ситуации наблюдается перегрузка АТ-2(1) ПС 330 кВ Псков. Действие существующей автоматики ограничения перегрузки оборудования (далее – АОПО) АТ-1(2), направленное на отключение выключателей 110 кВ ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1 и ВЛ 110

кВ Л.Псковская-2 на ПС 110 кВ Псков (ПС 53) позволит снизить загрузку АТ-1(2);

в режиме зимнего и летнего максимумов нагрузки аварийное отключение АТ-1 ПС 330 кВ Новосokolьники в схеме ремонта АТ-2 ПС 330 кВ Новосokolьники. В данной схемно-режимной ситуации происходит снижение уровней напряжения в Южном энергоузле ниже аварийно допустимых значений. Для восстановления напряжения до допустимых значений в узлах электрической сети Южного энергорайона достаточно работы 3 ступеней устройства автоматического ограничения снижения напряжения (далее – АОСН) со следующим алгоритмом работы: 1 ступень действует на отключение выключателей В-110 АТ-1,2 (ОВ) (на ПС 330 кВ Новосokolьники); 2 ступень на отключение В-110 кВ: В Л.Сив-1, В Л.В.Лук-1,2,5 (на ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70)); 3 ступень – отключение В-110 кВ: В Млх-1, В В.Лук-1,2 (на ПС 330 кВ Новосokolьники).

В зимних и летних режимах максимумов и минимумов аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте ВЛ 110 кВ Л.Южная-3(2) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)). В данной схемно-режимной ситуации токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-2(1)) составит 729 А или 142,9 % от длительно допустимого значения. Действие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)) направленное на отключение выключателей 110 кВ В Пск-1 и В Пск-2 на ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283) позволит устанить перегрузку оборудования.

Также в режиме летнего максимума для Южного энергорайона рассмотрено аварийное отключение АТ-1(2) ПС 330 кВ Новосokolьники в двойной ремонтной схеме (ВЛ 110 кВ Л.Локнянская-1 + АТ-2(1) ПС 330 кВ Новосokolьники). В данной схемно-режимной ситуации происходит снижение уровней напряжения в Южном энергоузле ниже аварийно допустимых значений. Для восстановления напряжения до допустимых значений в узлах электрической сети Южного энергорайона предусмотрены устройства АОСН со следующим алгоритмом работы: 1 ступень действует на отключение выключателей В-110 АТ-1,2 (ОВ)

(на ПС 330 кВ Новосokolьники); 2 ступень на отключение В-110 кВ: В Л.Сив-1, В Л.В.Лук-1,2,5 (на ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70)); 3 ступень – отключение В-110 кВ: В Млх-1, В В.Лук-1,2 (на ПС 330 кВ Новосokolьники) и 5 ступень – отключение В-110 кВ: В В.Лук-3,4, В Нев-1,2 (на ПС 330 кВ Новосokolьники).

В режиме летнего минимума аварийное отключение ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Старорусская при выведенном в ремонт Р-3 ПС 330 кВ Новосokolьники. В данной схемно-режимной ситуации происходит увеличение напряжения в сети 330 кВ энергосистемы Псковской области выше наибольшего рабочего напряжения. Для устранения увеличения напряжения свыше допустимых пределов необходимо вывести в резерв ВЛ 330 кВ в районе повышенного напряжения.

В режиме летнего максимума аварийное отключение АТ-1(2) ПС 330 кВ Псков при выведенных в ремонт ВЛ 110 кВ Л.Южная-3(2) и АТ-2(1) ПС 330 кВ Псков. Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) в данной схемно-режимной ситуации составит 524 А или 102,8 % от длительно-допустимого значения. Действие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3), направленное на отключение выключателя 110 кВ В Зп-1 на ПС 110 кВ Псков (ПС 53), позволит устранить перегрузку указанной ВЛ 110 кВ.

Единичные отключения остальных сетевых элементов в ремонтных схемах сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей.

На основании расчетов электроэнергетических режимов на отчетный период мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и выше энергосистемы Псковской области не требуются. Недопустимое снижение напряжения, возникающее при отключении АТ-1,2 ПС 330 кВ Новосokolьники, а также перегрузка АТ-1(2) ПС 330 кВ Псков устраняется существующей автоматикой АОСН и АОПО, дополнительных объемов противоаварийной автоматики не требуется.

IV. Основные направления развития электроэнергетики Псковской области

Электроэнергетика определяющим образом влияет на условия экономического и социального развития Псковской области. Реализация инвестиционных проектов, эффективность работы предприятий и иных организаций, улучшение качества жизни людей, достижение практически всех целей стратегии развития экономики Псковской области зависит от надежного, сбалансированного и безопасного функционирования электроэнергетики.

12. Цели и задачи развития электроэнергетики Псковской области

Анализ ситуации в топливно-энергетическом комплексе свидетельствует о том, что пропускная способность электросетевого хозяйства достаточно высокая. К проблемам можно отнести высокий износ электросетевого и энергетического оборудования. Инвестиции в обновление, модернизацию оборудования топливно-энергетического комплекса Псковской области вкладывались в недостаточном объеме, что приводит к его старению и повышению вероятности выхода из работы.

Главной целью функционирования и развития электроэнергетической инфраструктуры Псковской области является создание благоприятных условий социально-экономического развития Псковской области, повышение конкурентоспособности и устранение инфраструктурных ограничений и рисков для развития всех видов деятельности на территории Псковской области.

В соответствии с этим определяются две группы стратегических задач в части электроэнергетической инфраструктуры и энергообеспечения:

эффективное развитие электроэнергетической инфраструктуры;
повышение эффективности производства, передачи, использования энергии и развитие энергосбережения.

Приоритетные задачи первой группы – развитие электроэнергетической инфраструктуры Псковской области –

определяются исходя из понимания существующей и прогнозируемой структуры ее экономики, значимости надежного энергоснабжения для населения Псковской области, сфер его жизни, для развития и модернизации базовых отраслей промышленности и перехода к инновационному пути развития. В таблице 35 представлены важнейшие приоритетные задачи развития электроэнергетики Псковской области.

Приоритеты второй группы задач – повышение эффективности использования энергии и развитие энергосбережения в Псковской области – связаны с необходимостью использования резервов энергосбережения, эффективности использования энергии потребителями Псковской области, использованием возобновляемых источников энергии и согласуются с федеральной политикой снижения энергоемкости валового внутреннего продукта нашей страны.

Таблица 35

Приоритетные задачи развития электроэнергетики Псковской области

Приоритетные задачи	Направления решения
Обеспечение надежности электроснабжения потребителей	<p>Развитие общесистемных функций ЭС Псковской области в рамках ОЭС Северо-Запада и ЕЭС России в целом в соответствии с Энергетической стратегией РФ на период до 2035 года;</p> <p>согласование планов и приоритетов развития Псковской области с ПАО «ФСК ЕЭС» и другими компаниями, выполняющими функции операторов в области генерации, транспортировки и распределения электрической и тепловой энергии на территории Псковской области;</p> <p>учет потребностей Псковской области в долгосрочных инвестиционных программах операторов электроэнергетической инфраструктуры при заключении договоров с генерирующими компаниями на поставку мощности, при разработке планов модернизации их энергетической инфраструктуры</p>
Повышение эффективности функционирования объектов электроэнергетики	<p>Разработка и реализация региональной политики энергоэффективности в соответствии с концепцией повышения энергоэффективности Российской Федерации, в том числе путем конкретизации целевых индикаторов энергоэффективности и их мониторинга, сравнения с лучшими отраслевыми показателями (бенчмаркинг);</p> <p>проведение тарифной политики, стимулирующей сокращение потерь электрической и тепловой энергии в сетях, снижение удельных расходов топлива на тепловых электростанциях путем внедрения современного высокоэкономичного оборудования</p>
Обеспечение доступности энергоснабжения всем потребителям, включая малый и средний бизнес, сельские, удаленные	<p>Опережающее развитие сетевой инфраструктуры электроснабжения.</p> <p>Развитие на территории Псковской области рассредоточенных систем энергетики (локальных энергосистем) с использованием возобновляемых источников энергии</p>

Приоритетные задачи	Направления решения
и изолированные районы	
Сдерживание роста всех видов экологической нагрузки	Разработка и реализация мер экологической политики, регламентирующих и регулирующих развитие электроэнергетики, обеспечивающих минимизацию воздействия энергетических объектов на окружающую среду и потенциальные угрозы

Приоритеты эффективности использования электрической энергии и других видов энергоресурсов распространяются на все сферы производственного и бытового потребления, предполагают стимулы и возможности оптимизировать способы и качество энергоснабжения, включая:

установление запретов на использование энергорасточительных технологий;

стимулирование использования всеми потребителями экологических и энергоэффективных технологий и возобновляемых источников энергии;

поддержку практики энергетического аудита;

обеспечение прямой поддержки со стороны государства реализации инвестиционных проектов в энергетической сфере, предусматривающих внедрение энергосберегающих технологий нового поколения;

развитие автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии розничного рынка;

реализацию специальных мер по повышению энергетической эффективности жилищно-коммунального комплекса;

активизацию всего потенциала организационного и технологического энергосбережения, составляющего до 40% общего объема внутреннего энергопотребления;

активизацию организационного и технологического потенциала энергосбережения.

Меньшая электроемкость валового регионального продукта будет содействовать повышению эффективности экономики Псковской области за счет получения большего полезного эффекта, при использовании того же количества электрической энергии.

13. Прогнозы потребления электрической энергии и мощности до 2024 года

Определение электрических нагрузок необходимо для решения большинства вопросов, возникающих при проектировании развития энергосистемы Псковской области. К их числу относятся выбор значения и структуры генерирующих мощностей электростанций, напряжения и схемы электрической сети, основного электрооборудования, расчетов электрических режимов работы сети и др.

Основной принцип определения перспективных нагрузок подстанций энергосистемы Псковской области, применяемый в Схеме и программе, основан на сочетании двух способов: прямого счета для концентрированных потребителей и статистического подхода при определении распределенной нагрузки.

Концентрированные потребители учитывались индивидуально и были распределены по соответствующим подстанциям. Для распределенной нагрузки, к которой относится коммунально-бытовая нагрузка города и села, – расчетом на основании намеченных объемов застройки. В настоящей Схеме и программе величина распределенной нагрузки определена также коэффициентом роста за предшествующий период, который корректировался на проектный период пропорционально изменению темпов роста потребления электрической энергии (мощности) на рассматриваемые этапы.

Экстраполированная распределенная нагрузка каждой подстанции просуммирована с концентрированной с применением режимных коэффициентов. Суммарная нагрузка всех подстанций была сопоставлена с прогнозированной максимальной нагрузкой энергосистемы Псковской области и затем произведена соответствующая корректировка (в первую очередь – концентрированных потребителей).

Анализ заявок на технологическое присоединение потребителей

Оценка ожидаемых приростов электрических нагрузок энергосистемы Псковской области выполнена с учетом поданных заявок на присоединение потребителей. В Схеме и программе рассмотрены

заявки от всех субъектов электроэнергетики.

При анализе прогнозируемой мощности, присоединяемой по заявке на технологическое присоединение, учитывались коэффициенты одновременности (совмещения нагрузок) в соответствии с Методическими указаниями по определению резервов мощности на центрах питания, утвержденными протоколом Совета директоров ПАО «МРСК Северо-Запада» от 19.09.2018 № 296/9 и Методическими указаниями по определению степени загрузки вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства, а также по определению и применению коэффициентов совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности) при определении степени загрузки таких объектов, утвержденными приказом Минэнерго России от 06.05.2014 № 250.

К концентрированным потребителям относятся крупные жилые комплексы, крупные комплексы на промышленной основе, тяговые ПС электрифицированных железных дорог и другие объекты. К распределенной нагрузке относятся остальные промышленные предприятия и сельскохозяйственное производство и коммунально-бытовая нагрузка. Граничная минимальная нагрузка для отнесения к концентрированному потребителю принимается такой, чтобы в группу распределенной нагрузки не попали потребители, существенно влияющие на суммарную нагрузку ПС. В Псковской области к концентрированным могут быть отнесены потребители с нагрузкой 0,67 МВт и более.

Придерживаясь этого принципа, в Псковской области можно выделить следующих потребителей, которые составляют группу концентрированных нагрузок с электрическими нагрузками, указанными в таблице 36 для базового варианта и таблицах 37, 38 для умеренно-оптимистического варианта.

При формировании прогноза мощности и электрической энергии для вариантов развития учитывались:

для базового варианта развития - заявки, по которым выданы технические условия и заключены договоры на технологическое присоединение;

для умеренно-оптимистического варианта развития:

данные о перспективных потребителях и действующих заявках

670 кВт и выше, по которым не подписаны договоры на технологическое присоединение (таблица 37);

данные о перспективных потребителях согласно информации о развитии новых потребителей и проектах развития инженерных коммуникаций, промышленности, жилищного строительства из источников, указанных в письме ПАО «МРСК Северо-Запада» от 08.11.2019 № МР2/50-03-05/8947 (таблица 38).

Перечень крупных (мощностью свыше 0,67 МВт) заявок на присоединение к электрической сети Псковской области,
по которым заключены договоры на технологическое присоединение

№ п/п	Объект	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода	Примечание	Коэффициент реализации
1	АО «ОЭЗ ППТ «Моглино»	1 этап* – 37500 2 этап – 28500	ПС 110 кВ Моглино (ПС 103)	2016 2022	ТП. Договор № 6413/13 от 10.02.2014	0,7
2	Комплексная жилищная застройка Псковский р-н, д. Борисовичи	1,2 этап* – 4000 2 этап – 4000	ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283)	2015 2023	ТП. Договор № 50-02/454 от 28.03.2013; АТП (1, 2 этапы) от 30.12.2015	0,4
3	Жилой микрорайон, Псковский р-н, СП «Писковичская волость», д. Хотицы,	1 этап – 500 2 этап – 630 3 этап – 1250 4 этап – 1620	ПС 110 кВ Овсище (ПС 282)	2018 2018 2020 2020	ТП. Договор № 76-01420/15 от 21.05.2015	0,4
4	Молочно-товарный комплекс с участком для откорма и выращивания молодняка, Псковская область, Новоскольнический район	3715,63	ПС 110 кВ Недомерки (ПС 286)	2022	ТП. Договор № 76-00475/17 от 14.03.2017	0,5
5	Нежилое здание мясоперерабатывающего комбината, Псковская обл, Великие Луки г	3000	ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70)	2020	ТП. Договор № 76-02277/19 от 30.07.2019	0,5
6	Водозабор из подземного источника «Солоново-Великое село» Псковская обл., Псковский р-н	1 этап* – 1483 2 этап – 1415	ПС 110 кВ Овсище (ПС 282)	2015 2020	№50-02/267 от 03.03.2011	0,7
7	Объекты капитального строительства Министерства обороны	2883	ПС 110 кВ Заболотье (новая) (ПС 104)	2021	ТП. Договор № 76-04478/14 от 25.03.2015	0,7
8	Производственный элеватора с линиями по производству кормов	2300	ПС 110 кВ Невель-1 (ПС-114)	2021	№76-02173/19 от 29.07.2019	0,5
9	Многоквартирный жилой дом, Псковская область, г. Псков	2250	ПС 110 кВ Овсище (ПС 282)	2020	ТП. Договор № 76-00198/18 от 16.02.2018	0,4
10	Жилые и общественные здания, Псковская область, р-н Псковский, СП «Завеличенская волость»	2250	ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283)	2020	ТП. Договор № 76-00582/18 от 22.03.2018	0,4
11	Нежилое здание, Псковская обл., Великие Луки г	1300	ПС 110 кВ Рябики (ПС 130)	2021	ТП. Договор № 76-00748/17 от 04.04.2017	0,5
12	Торговый центр (Леруа Мерлен), Псковская область, г. Псков	1200	ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283)	2021	ТП. Договор № 76-00467/19 от 13.03.2019	0,4
13	площадка репродуктора и площадка откорма Красногородский р-н, СП «Красногородская волость»	1200	ПС 35 кВ Жавры (ПС 22)	2021	ТП. Договор № 76-02498/19 от 13.08.2019	0,5
14	Многоэтажные жилые дома, Псковская обл., г. Псков	1120	ПС 110 кВ Овсище (ПС 282)	2021	ТП. Договор № 76-03414/16 от 24.10.2016	0,4

№ п/п	Объект	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода	Примечание	Коэффициент реализации
15	Площадки- репродуктора 1 очереди селекционно-генетического центра, Псковская обл, Куньинский р-н	800	ПС 110 кВ Кунья (ПС 139)	2020	ТП. Договор № 76-02066/19 от 23.07.2019	0,5
16	Многоквартирные жилые дома, Псковская обл., г. Псков	750	ПС 110 кВ Овсище (ПС 282)	2021	№76-00956/19 от 23.04.2019	0,4
17	Производственная база, Псковская область, р-н Струго-Красненский, ГП «Струги Красные»	680	ПС 110 кВ Струги Красные (ПС 61)	2021	№76-02636/19 от 05.09.2019	0,7
18	Площадки репродуктора Псковская обл., Великолукский р-н, СП «Лычевская волость»	670	ПС 110 кВ Сиверст (ПС 167)	2020	№76-03918/18 от 07.11.2018	0,5

*этап реализован.

Таблица 37

Данные о действующих заявках 670 кВт и выше, по которым не подписаны договоры на технологическое присоединение в соответствии с информацией, полученной от Псковского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»

№ п/п	Объект	Присоединяемая мощность, кВт	Точка присоединения	Год ввода	Коэффициент реализации
1	Многоквартирные жилые дома, Псковская область, Псковский р-н, СП «Завеличенская волость»	1 этап – 642 2 этап – 1 533	ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283)	2020 2021	0,4
2	Производственный цех, Псковская область, г. Новоржев	1 250,0	ПС 110 кВ Новоржев (ПС 284)	2022	0,7
3	Земельный участок, Псковская область	1 238,0	ПС 110 кВ Псковкирпич (ПС 198)	2021	0,4
4	Производственный корпус, обл. Псковская, г. Псков	1 000,0	ПС 110 кВ Псков (ПС 53)	2022	0,7
5	Нежилое здание ТК «ЦУМ», Псковская обл., г. Псков	700,0	ПС 110 кВ Псков (ПС 53)	2022	0,4

Данные о перспективных потребителях согласно информации о развитии новых потребителей и проектах развития инженерных коммуникаций, промышленности, жилищного строительства из источников, указанных в письме ПАО «МРСК Северо-Запада» от 08.11.2019 № МР2/50-03-05/8947, а также согласно информации о намерениях технологического присоединения потребителей

№ п/п	Наименование проекта	Территория размещения	Срок реализации	Информация о развитии	Мощность, кВт	Центр питания	Источник информации	Коэффициент реализации
1	Мясоперерабатывающий комбинат	Псковская обл., Великолукский р-н, Пореченская волость, ур. Болягино, ЗУ 60:02:0150104:31	2020-2024	16 000,0 кВт	16000	Новая ПС 110 кВ Мясокомбинат	Протокол от 12 марта 2020 г. № 1/63 совещания руководителей ПАО «МРСК Северо-Запада», ОАО «Великолукский мясокомбинат», ООО «Великолукский свиноводческий комплекс», Письмо ПАО «МРСК Северо-Запада» от 09.04.2020 № МР2/22-01-03/ и ответ ООО «Великолукский свиноводческий комплекс» от 10.04.2020 № 126	0,5
2	Многоэтажная жилая застройка (5 эт. и выше) в жилых зонах	г. Псков	2010-2025 гг.	1455 тыс. кв. м	29100	-	Генеральный план муниципального образования «Город Псков», утвержденный решением Псковской городской Думы от 19.02.2010 № 1125 (с изменениями, утвержденными решением Псковской городской Думы от 15.09.2017 № 2449)	0,4
3	Малозэтажная многоквартирная застройка (2 - 4 эт.) в жилых зонах	г. Псков	2010-2025 гг.	60 тыс. кв. м	600	-	Генеральный план муниципального образования «Город Псков», утвержденный решением Псковской городской Думы от 19.02.2010 № 1125 (с изменениями, утвержденными решением Псковской городской Думы от 15.09.2017 № 2449)	0,4
4	Индивидуальная односемейная застройка с приусадебным участком в жилых зонах	г. Псков	2010-2025 гг.	246тыс. кв. м	4920	-	Генеральный план муниципального образования «Город Псков», утвержденный решением Псковской городской Думы от 19.02.2010 № 1125 (с изменениями, утвержденными решением Псковской городской Думы от 15.09.2017 № 2449)	0,4

№ п/п	Наименование проекта	Территория размещения	Срок реализации	Информация о развитии	Мощность, кВт	Центр питания	Источник информации	Коэффициент реализации
5	Многоэтажная жилая застройка (5 эт. и выше) в жилых зонах	г. Псков	2010-2025 гг.	576 тыс. кв. м	11520	-	Генеральный план муниципального образования «Город Псков», утвержденный решением Псковской городской Думы от 19.02.2010 № 1125 (с изменениями, утвержденными решением Псковской городской Думы от 15.09.2017 № 2449)	0,4
6	Малоэтажная многоквартирная застройка (2 - 4 эт.) в жилых зонах	г. Псков	2010-2025 гг.	22 тыс. кв. м	220	-	Генеральный план муниципального образования «Город Псков», утвержденный решением Псковской городской Думы от 19.02.2010 № 1125 (с изменениями, утвержденными решением Псковской городской Думы от 15.09.2017 № 2449)	0,4
7	Индивидуальная односемейная застройка с приусадебным участком в жилых зонах	г. Псков	2010-2025 гг.	40 тыс. кв. м	800	-	Генеральный план муниципального образования «Город Псков», утвержденный решением Псковской городской Думы от 19.02.2010 № 1125 (с изменениями, утвержденными решением Псковской городской Думы от 15.09.2017 № 2449)	0,4
8	Смешанная застройка (1 - 4 эт.) в жилых зонах	г. Псков	2010-2025гг.	112 тыс. кв. м	2240	-	Генеральный план муниципального образования «Город Псков», утвержденный решением Псковской городской Думы от 19.02.2010 № 1125 (с изменениями, утвержденными решением Псковской городской Думы от 15.09.2017 № 2449)	0,4
9	Жилищное строительство на свободных территориях	г. Псков, район Завеличье	2010-2035 гг	164 тыс. кв. м	3280	ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283), ПС 110 кВ Лыскокомбинат (ПС 73)	Генеральный план муниципального образования «Город Псков», утвержденный решением Псковской городской Думы от 19.02.2010 № 1125 (с изменениями, утвержденными решением Псковской городской Думы от 15.09.2017 № 2449)	0,4
10	Жилищное строительство на свободных территориях	г. Псков, район Запсковье	2010-2035 гг	1435 тыс. кв. м	28700	ПС 110 кВ Псков (ПС 53), ПС 110 кВ Заводская (ПС 328), ПС 110 кВ Речная (ПС 126), ПС 110 кВ	Генеральный план муниципального образования «Город Псков», утвержденный решением Псковской городской Думы от 19.02.2010 № 1125 (с изменениями, утвержденными	0,4

№ п/п	Наименование проекта	Территория размещения	Срок реализации	Информация о развитии	Мощность, кВт	Центр питания	Источник информации	Коэффициент реализации
						Северная (ПС 100)	решением Псковской городской Думы от 15.09.2017 № 2449)	
11	Жилищное строительство на свободных территориях	г. Псков, район Центральный (центр и все междуречье)	2010-2035 гг	131 тыс. кв. м	2620	ПС 110 кВ ЭТЗ Псков (ПС 399), ПС 110 кВ Речная (ПС 126)	Генеральный план муниципального образования «Город Псков», утвержденный решением Псковской городской Думы от 19.02.2010 № 1125 (с изменениями, утвержденными решением Псковской городской Думы от 15.09.2017 № 2449)	0,4
12	Жилищное строительство на свободных территориях	г. Псков, район Завеличье	2010-2025 гг.	100 тыс. кв. м	2000	ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283), ПС 110 кВ Льнокомбинат (ПС 73)	Генеральный план муниципального образования «Город Псков», утвержденный решением Псковской городской Думы от 19.02.2010 № 1125 (с изменениями, утвержденными решением Псковской городской Думы от 15.09.2017 № 2449)	0,4
13	Жилищное строительство на свободных территориях	г. Псков, район Запсковье	2010-2025 гг.	548 тыс. кв. м	10960	ПС 110 кВ Псков (ПС 53), ПС 110 кВ Заводская (ПС 328), ПС 110 кВ Речная (ПС 126), ПС 110 кВ Северная (ПС 100)	Генеральный план муниципального образования «Город Псков», утвержденный решением Псковской городской Думы от 19.02.2010 № 1125 (с изменениями, утвержденными решением Псковской городской Думы от 15.09.2017 № 2449)	0,4
14	Жилищное строительство на свободных территориях	г. Псков, район Центральный (центр и все междуречье)	2010-2025 гг.	43 тыс. кв. м	860	ПС 110 кВ ЭТЗ Псков (ПС 399), ПС 110 кВ Речная (ПС 126)	Генеральный план муниципального образования «Город Псков», утвержденный решением Псковской городской Думы от 19.02.2010 № 1125 (с изменениями, утвержденными решением Псковской городской Думы от 15.09.2017 № 2449)	0,4
15	Строительство средней общеобразовательной школы	г. Псков, микрорайон № 14	2010-2025 гг.	320 учащихся	70,4	ПС 110 кВ Псков (ПС 53)	Генеральный план муниципального образования «Город Псков», утвержденный решением Псковской городской Думы от 19.02.2010 № 1125 (с изменениями, утвержденными решением Псковской городской Думы от 15.09.2017 № 2449)	0,4
16	Размещения поликлиник (отдельно стоящие здания или встроенные в жилые дома)	г. Псков	2010-2025 гг.	300 посещ/смену	-	-	Генеральный план муниципального образования «Город Псков», утвержденный решением Псковской городской Думы от 19.02.2010 № 1125	0,4

№ п/п	Наименование проекта	Территория размещения	Срок реализации	Информация о развитии	Мощность, кВт	Центр питания	Источник информации	Коэффициент реализации
							(с изменениями, утвержденными решением Псковской городской Думы от 15.09.2017 № 2449)	
17	Строительство библиотек в районах нового жилищного строительства, модернизация существующих библиотек	г. Псков	2010-2035 гг.	-	-	-	Генеральный план муниципального образования «Город Псков», утвержденный решением Псковской городской Думы от 19.02.2010 № 1125 (с изменениями, утвержденными решением Псковской городской Думы от 15.09.2017 № 2449)	0,4
18	Строительство культурно-досуговых комплексов для школьников, молодежи и взрослого населения в шаговой доступности от мест проживания.	г. Псков	2010-2035 гг.	-	-	-	Генеральный план муниципального образования «Город Псков», утвержденный решением Псковской городской Думы от 19.02.2010 № 1125 (с изменениями, утвержденными решением Псковской городской Думы от 15.09.2017 № 2449)	0,4
19	Строительство новых выставочных залов, создание выставочных залов на базе существующих объектов	г. Псков	2010-2035 гг.	-	-	-	Генеральный план муниципального образования «Город Псков», утвержденный решением Псковской городской Думы от 19.02.2010 № 1125 (с изменениями, утвержденными решением Псковской городской Думы от 15.09.2017 № 2449)	0,4
20	Строительство стадиона с комплексом спортзалов	г. Псков, район Запсковье	2010-2025 гг.	-	-	ПС 110 кВ Псков (ПС 53), ПС 110 кВ Заводская (ПС 328), ПС 110 кВ Речная (ПС 126), ПС 110 кВ Северная (ПС 100)	Генеральный план муниципального образования «Город Псков», утвержденный решением Псковской городской Думы от 19.02.2010 № 1125 (с изменениями, утвержденными решением Псковской городской Думы от 15.09.2017 № 2449)	0,4
21	Реконструкция стадиона «Машиностроитель» со строительством многофункционального спортивного комплекса, административного здания, реконструкцией большого футбольного поля, малого футбольного поля, трибун	г. Псков	2010-2025 гг.	-	-	-	Генеральный план муниципального образования «Город Псков», утвержденный решением Псковской городской Думы от 19.02.2010 № 1125 (с изменениями, утвержденными решением Псковской городской Думы от 15.09.2017 № 2449)	0,4

№ п/п	Наименование проекта	Территория размещения	Срок реализации	Информация о развитии	Мощность, кВт	Центр питания	Источник информации	Коэффициент реализации
22	Строительство здания «Аквапарка» по ул. Кузбасской Дивизии и организация парковой зоны в районе Завеличье	г. Псков, район Завеличье, ул. Кузбасской Дивизии	2010-2025 гг.	-	-	ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283), ПС 110 кВ Лынокомбинат (ПС 73)	Генеральный план муниципального образования «Город Псков», утвержденный решением Псковской городской Думы от 19.02.2010 № 1125 (с изменениями, утвержденными решением Псковской городской Думы от 15.09.2017 № 2449)	0,4
23	Строительство крупных торговых комплексов в районе Завеличье, вдоль Рижского шоссе	г. Псков, район Завеличье	2010-2025 гг.	-	-	ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283), ПС 110 кВ Лынокомбинат (ПС 73)	Генеральный план муниципального образования «Город Псков», утвержденный решением Псковской городской Думы от 19.02.2010 № 1125 (с изменениями, утвержденными решением Псковской городской Думы от 15.09.2017 № 2449)	0,4

Прогноз потребления электрической энергии и мощности Псковской области на пятилетний период

Расчет электрических нагрузок ПС ЭС Псковской области на период до 2024 г. выполнен с помощью изложенного методологического приема, т.е. прямым счетом для концентрированных потребителей и статистического подхода при определении распределенной нагрузки.

По концентрированным потребителям информация получена из заявок на присоединение новых либо развивающихся существующих потребителей и приведена в разделе I настоящей Схемы и программы. Конкретная информация, представленная в заявках на присоединение потребителей, была проанализирована, учтена индивидуально и распределена по соответствующим подстанциям с учетом коэффициентов спроса (K_c) для каждого из потребителей, определенного на основании экспертной оценки с использованием объекта-аналога.

Для распределенной нагрузки определен коэффициент роста за предшествующий период (по отчетным данным). Этот коэффициент корректируется на проектный период пропорционально изменению темпов роста потребления электрической энергии (мощности) на соответствующие этапы. Экстраполированная распределенная нагрузка каждой ПС суммируется с применением режимных коэффициентов с концентрированной. Суммарная электрическая нагрузка всех ПС сопоставлена с прогнозированной максимальной нагрузкой энергосистемы Псковской области, принятой согласно проекту СиПР ЕЭС 2020-2026. При несовпадении выполнена соответствующая корректировка.

При расчете электрических нагрузок использованы так называемые режимные коэффициенты:

для определения максимальной электрической нагрузки ПС в период прохождения максимума нагрузки энергосистемы применяются коэффициенты попадания в максимум энергосистемы k_m , принятый равным 0,9;

реактивная составляющая электрической нагрузки принималась в зависимости от точки присоединения потребителя к электрической сети

с $\text{tg}\varphi = 0,4$ (для напряжения 6-10 кВ и 35 кВ) или $\text{tg}\varphi = 0,5$ (для напряжения 110 кВ) согласно приказу Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».

Полученная таким образом предварительная перспективная нагрузка действующих подстанций была перераспределена с учетом появления в расчетном периоде вновь сооружаемых подстанций. Распределение электрической нагрузки между ПС энергосистемы Псковской области соответствует прогнозной оценке суммарного собственного максимума энергосистемы.

Базовый вариант развития: в качестве основного прогноза потребления электрической энергии и мощности принят проект прогноза, разработанный АО «СО ЕЭС» (проект СиПР ЕЭС на период 2020-2026 годы).

Основной прогноз потребления электрической энергии и мощности (таблица 39), соответствует базовому варианту прогноза спроса на электрическую энергию и мощность по энергосистеме Псковской области на период 2020-2024 гг. разработанного в рамках проекта СиПР ЕЭС на период 2020-2026 годы.

Таблица 39

Прогноз потребления электрической энергии и мощности
по энергосистеме Псковской области на пятилетний период

Показатели	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии	млрд кВт.ч	2,258	2,261	2,271	2,282	2,298
Годовые темпы прироста	%	2,13	0,13	0,44	0,48	0,70
Собственный максимум потребления	МВт	415,00	420,00	424,00	430,00	435,00
Годовые темпы прироста	%	0,60	1,20	0,95	1,42	1,16

Среднегодовые темпы прироста потребления электрической энергии и мощности за 2020-2024 годы составят 0,78 % и 1,07 % соответственно.

Умеренно-оптимистический вариант включает в себя все мероприятия из базового варианта и дополнительно реализацию инвестиционных проектов и создание новых предприятий, на которые

имеется необходимая документация.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности для умеренно-оптимистического варианта представлен в таблице 40.

Таблица 40

Прогноз потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Псковской области на пятилетний период для умеренно-оптимистического варианта развития

Показатели	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии	млрд кВт.ч	2,395	2,426	2,474	2,528	2,596
Годовые темпы прироста	%	8,31	1,30	1,98	2,19	2,70
Собственный максимум потребления	МВт	440,11	450,63	461,89	476,38	491,48
Годовые темпы прироста	%	6,68	2,39	2,50	3,14	3,17

Среднегодовые темпы прироста потребления электрической энергии и мощности за 2020-2024 годы составят 3,30 % и 3,58 % соответственно.

14. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Псковской области

Согласно информации о планах собственников по модернизации генерирующего оборудования, представленной в проекте СиПР ЕЭС на период 2020-2026 годы, изменений установленной мощности электростанций на этап 2020-2024 гг. не планируется.

15. Анализ прогнозного баланса электрической энергии и мощности на пятилетний период

Базовый вариант развития

Общая оценка перспективной балансовой ситуации на пятилетний период энергосистемы Псковской области для базового варианта прогноза электрической энергии и мощности приведена в таблицах 41 - 42. В качестве основного прогноза потребления электрической энергии и

мощности принят прогноз, разработанный в рамках проекта СиПР ЕЭС на период 2020-2026 годы.

Таблица 41

Базовый вариант развития. Баланс электрической энергии по территории Псковской области на период 2020-2024 годов (млрд кВт.ч)

Показатели	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии	2,258	2,261	2,271	2,282	2,298
Выработка электрической энергии	0,283	0,285	0,285	0,285	0,285
Число часов использования максимума нагрузки, час	5441,0	5383,3	5356,1	5307,0	5282,8
Сальдо-переток	1,975	1,976	1,986	1,997	2,013

Таблица 42

Базовый вариант развития. Баланс мощности на час собственного максимума потребления по территории Псковской области за период 2020-2024 годов (МВт)

Показатели	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Максимум потребления мощности	415,00	420,00	424,00	430,00	435,00
Установленная мощность, в т.ч.:	445,74	445,74	445,74	445,74	445,74
ГЭС	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04
ТЭС	442,70	442,70	442,70	442,70	442,70
Располагаемая мощность	440,00	440,00	440,00	440,00	440,00

При принятой концепции развития Псковской области баланс электрической энергии и мощности в период 2020-2024 гг. будет складываться с убывающим профицитом (рисунки 9 и 10), что связано как с увеличением потребления электрической энергии и мощности в целом по энергосистеме, так и отсутствием вводов в эксплуатацию новых мощностей.

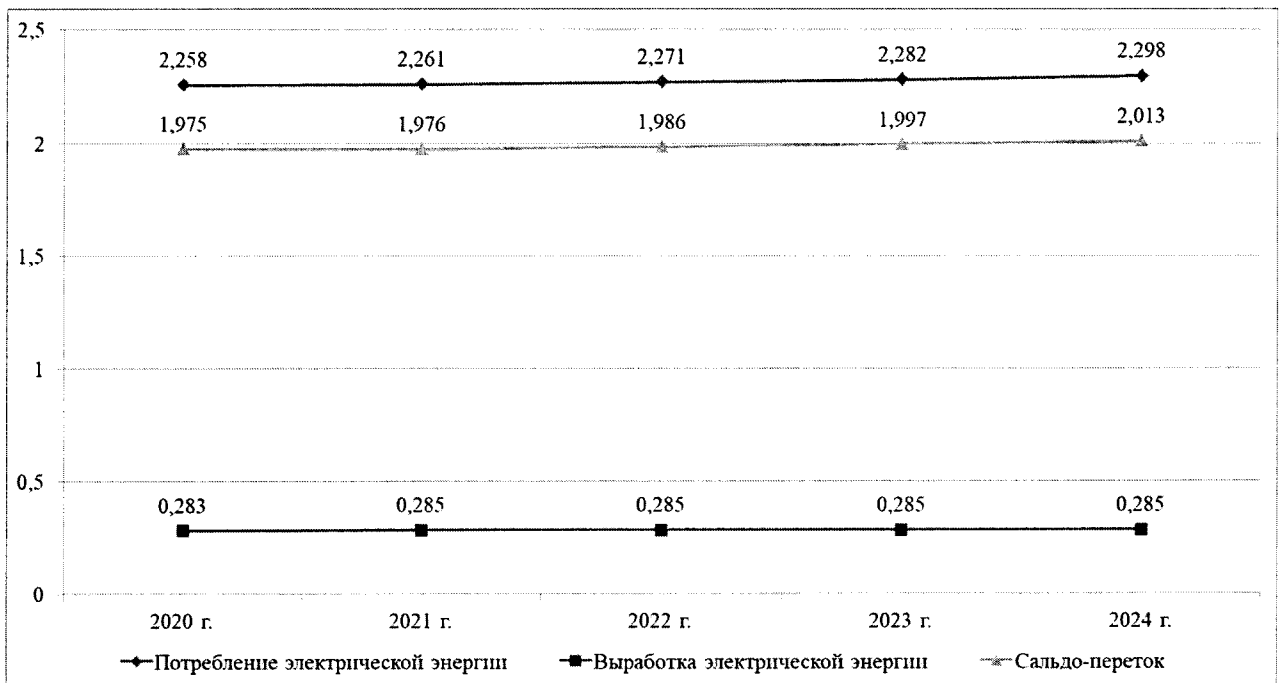


Рисунок 9. Базовый вариант развития. Баланс электрической энергии по энергосистеме Псковской области на период 2020-2024 гг (млрд кВт.ч)

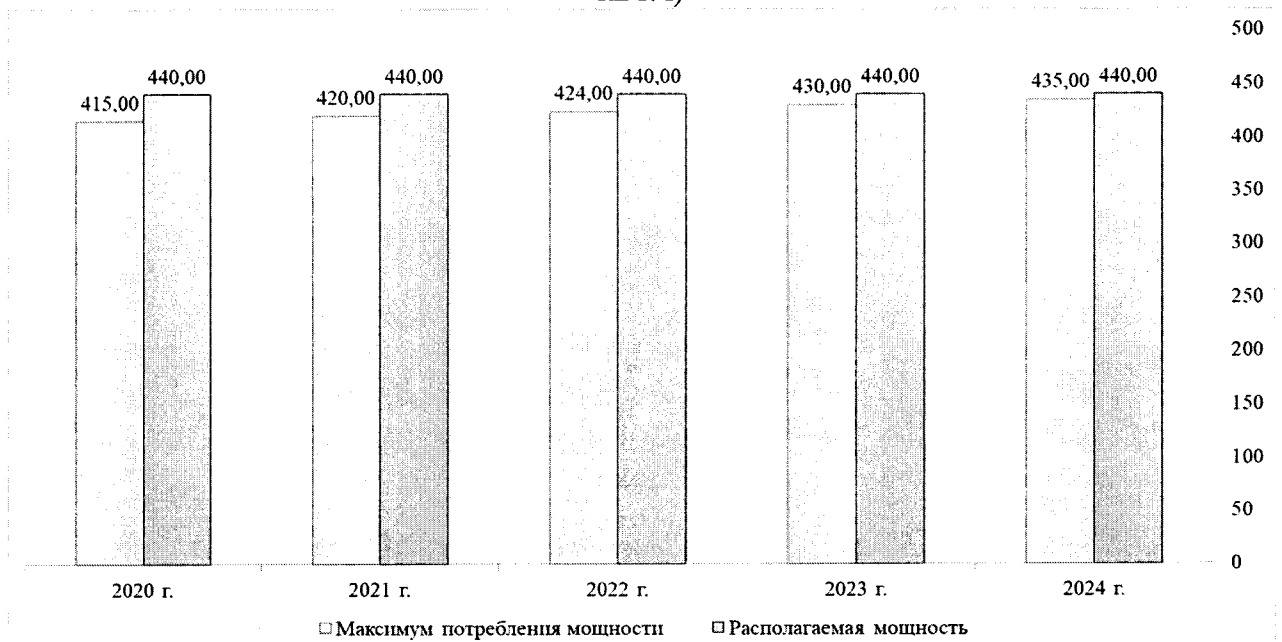


Рисунок 10. Базовый вариант развития. Баланс мощности по энергосистеме Псковской области на период 2020-2024 гг. (МВт)

Умеренно-оптимистический вариант развития

Общая оценка перспективной балансовой ситуации на пятилетний период энергосистемы Псковской области для умеренно-оптимистического варианта прогноза электрической энергии и мощности приведена в таблицах 43 - 44 и на рисунках 11 - 12. Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Псковской области для умеренно-

оптимистического варианта предполагает реализацию инвестиционных проектов и создание новых предприятий, на которые имеется необходимая документация.

Таблица 43

Умеренно-оптимистический вариант развития. Баланс электрической энергии по территории Псковской области на период 2020-2024 годов (млрд кВт.ч)

Показатели	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии	2,395	2,426	2,474	2,528	2,596
Выработка электрической энергии	0,283	0,285	0,285	0,285	0,285
Число часов использования максимума нагрузки, час	5441,82	5383,57	5356,25	5306,67	5282,01
Сальдо-переток	2,112	2,141	2,189	2,243	2,311

Таблица 44

Умеренно-оптимистический вариант развития. Баланс мощности на час собственного максимума потребления по территории Псковской области за период 2020-2024 годов (МВт)

Показатели	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Максимум потребления мощности	440,11	450,63	461,89	476,38	491,48
Установленная мощность, в т.ч.:	445,74	445,74	445,74	445,74	445,74
ГЭС	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04
ТЭС	442,7	442,7	442,7	442,7	442,7
Располагаемая мощность	440,00	440,00	440,00	440,00	440,00

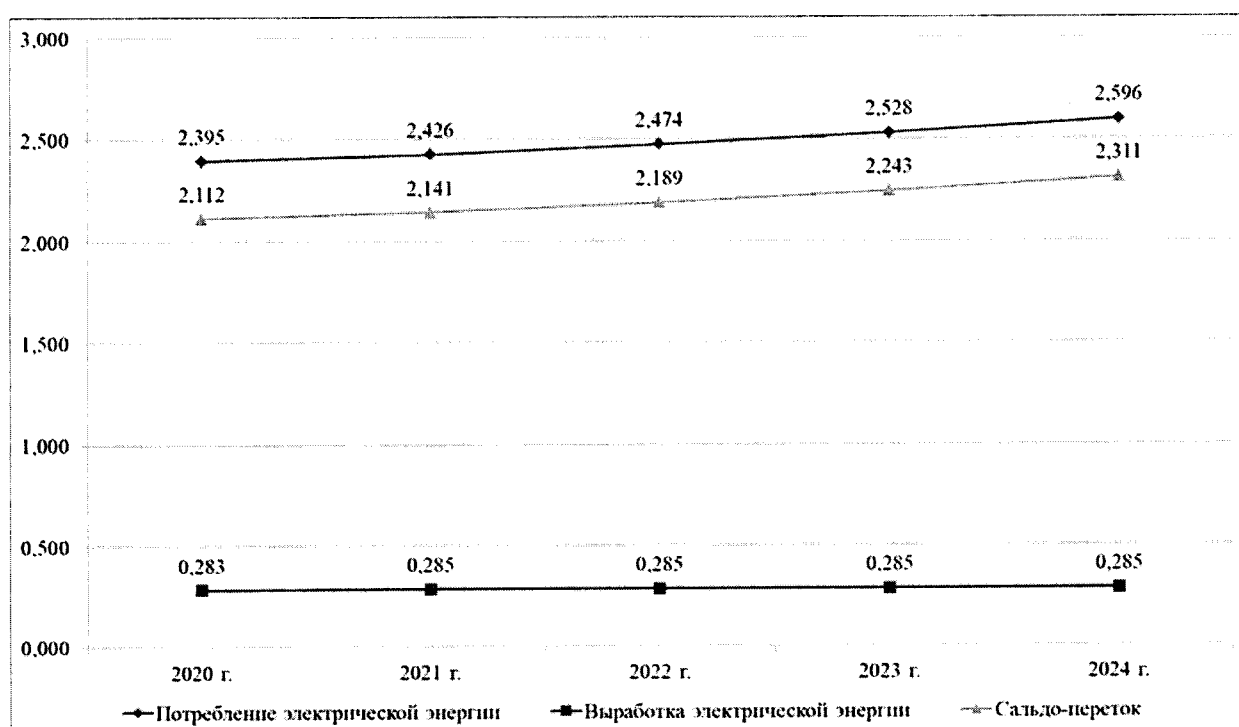


Рисунок 11. Умеренно-оптимистический вариант развития. Баланс электрической энергии по энергосистеме Псковской области в период 2020-2024 гг. (млрд кВт.ч)

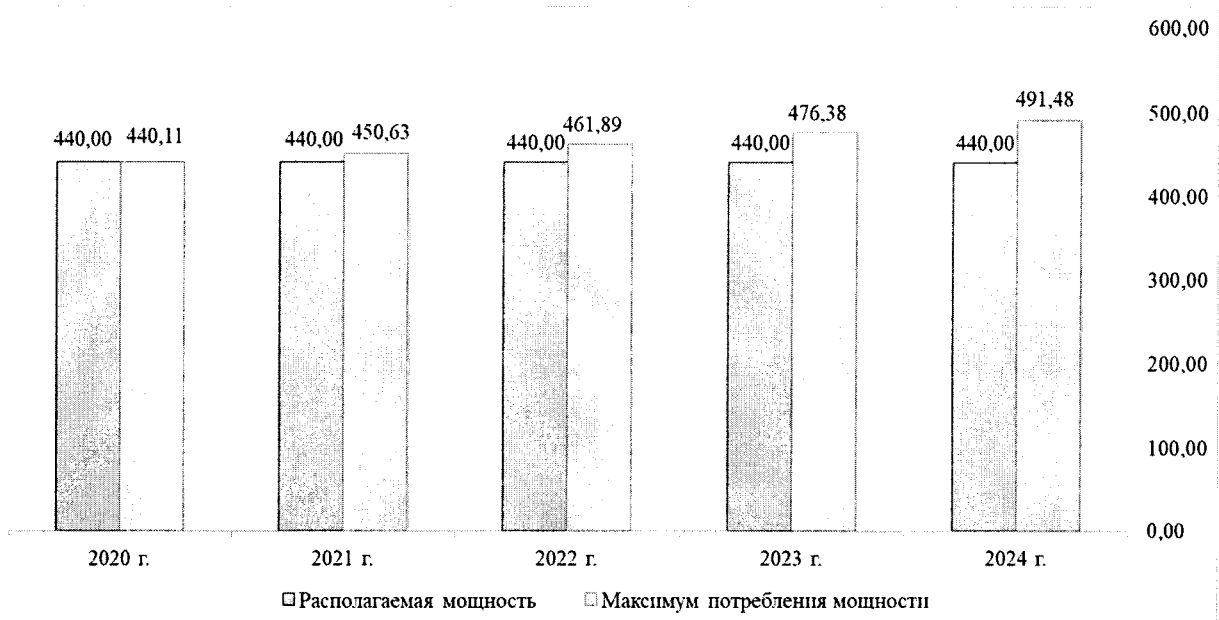


Рисунок 12. Умеренно-оптимистически вариант развития. Баланс мощности по энергосистеме Псковской области в период 2020-2024 гг. (МВт)

16. Анализ перспективного развития электроэнергетики Псковской области на период 2020-2024 гг.

Формирование перечня электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше, намечаемых к вводу и реконструкции в ЭС Псковской области в период 2020-2024 гг., проведено на основании анализа мероприятий, предусмотренных в инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020-2024 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 27 декабря 2019 г. № 36@, и инвестиционной программе ПАО «МРСК Северо-Запада» на 2016-2025 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 30 ноября 2015 г. № 906 (в редакции приказа Минэнерго России от 20 декабря 2019 г. № 27@), а также выданных технических условий для присоединения к электрическим сетям потребителей.

В таблице 45 перечислены мероприятия по вводам и реконструкции электросетевых объектов, планируемые к проведению в ходе реализации утвержденной инвестиционной программы ПАО «МРСК Северо-Запада» на 2016-2025 годы, инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020-2024 годы с учетом выданных технических условий для присоединения к электрическим сетям потребителей. Все мероприятия, приведенные в таблице 45, учитываются в базовом варианте развития.

Перечень электросетевых объектов 35 кВ и выше, планируемых к строительству или реконструкции на период 2020-2024 гг.

Наименование объекта	Срок ввода	Технические показатели			Примечание	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
		МВА	км	Марка и сечение провода			
Техническое перевооружение ПС 330 кВ Псков (замена АТ-1, АТ-2, мощностью по 200 МВА, 16 РЗА)	2022 г.	2x200	-	-	проект СиПР ЕЭС на период 2020-2026 годы	Решение одной из основных проблем энергетической безопасности (уменьшение степени износа основных фондов топливно-энергетического комплекса), определенной энергетической стратегией России на период до 2030 года. Проект СиПР ЕЭС 2020-2026	ПАО «ФСК ЕЭС»
Установка третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА на ПС 110 кВ Моглино (ПС 103)	2022 г.	1x40	-	-	ТУ на ТП № 6413/13 от 10.02.2014	Обеспечение технологического присоединения	АО «ОЭЗ ППТ «Моглино»
Строительство ПС 110/10 кВ Заболотье (ПС 104) с установкой трансформаторов 2x6,3 МВА	2020 г.	2x6,3	-	-	ТУ на ТП №76-04478/14-001 от 18.09.2014	Обеспечение технологического присоединения	АО «Оборонэнерго» (филиал «Северо-Западный»)

17. Анализ потенциала когенерации

Прогноз потребления тепловой энергии по Псковской области на пятилетний период представлен в таблице 46.

Таблица 46

Прогноз потребления тепловой энергии в Псковской области по регулируемым организациям на период до 2024 г.

Показатель	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал	3263,3	3263,3	3263,3	3263,3	3263,3
Абсолютный прирост теплового потребления, тыс. Гкал	621,2	0	0	0	0
Среднегодовые темпы прироста, %	23,5	0	0	0	0

Прогноз отпуска тепловой энергии от ТЭС (на основании данных генерирующей компании ПАО «ОГК-2») представлен в таблице 47.

Таблица 47

Прогноз отпуска теплоэнергии от ТЭС на период до 2024 г.

Показатель	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Отпуск тепловой энергии с коллекторов, тыс. Гкал	58,976	59,309	59,309	59,309	59,309

Как видно из таблиц 46 и 47, по прогнозу в период 2020-2024 годов комбинированная выработка тепла в Псковской области не превысит 1,8 % суммарного потребления тепловой энергии.

Для развития централизованного теплоснабжения целесообразно строительство в крупных населенных пунктах (городах) малых и средних установок (ТЭЦ) на природном газе (когенерации).

Особенностью работы когенерационных установок является совместная выработка электрической и тепловой энергии, при этом процесс получения тепловой энергии зависит от уровня вырабатываемого электричества. Стабильное получение тепловой энергии от когенерационной установки возможно при постоянном спросе на электрическую энергию.

V. Расчет и анализ режимов работы энергосистемы Псковской области

Расчеты электрических режимов выполнялись на программном комплексе RastrWin. Из общего количества рассчитанных схемно-

режимных ситуаций были выделены наиболее показательные для характерных режимов, в которых наблюдается максимальная загрузка элементов, либо отклонение режимных параметров от допустимых.

Для зимнего периода рассматриваются схемно-режимные ситуации аварийного отключения в нормальной и ремонтной схемах сети, для летнего периода – сочетание ремонта и аварийного отключения, а также двойного ремонта и аварийного отключения. Блоки-1,2 Псковской ГРЭС отключены в режимах зимнего периода и включены в режимах летнего периода. Наиболее сложные схемно-режимные ситуации также рассмотрены для отключенного состояния блоков-1,2 Псковской ГРЭС в летнем периоде, так как наиболее сложные режимы наблюдаются при отключенном состоянии блоков-1,2 Псковской ГРЭС.

При выполнении расчетов электрических режимов энергосистемы Псковской области на период 2020-2024 годов учитывались:

Методические рекомендации по разработке схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период;

Рекомендации Филиала АО «СО ЕЭС» Новгородское РДУ;

Методические указания по устойчивости энергосистем;

Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем;

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».

Для выявления тех или иных особенностей функционирования энергосистемы производился анализ режимов работы сети 35 кВ и выше энергосистемы Псковской области, состоящий из следующих этапов:

проверка надежности функционирования сети 35 кВ и выше энергосистемы Псковской области в различных схемно-режимных ситуациях (ремонт, сочетание ремонта и отказа сетевого элемента);

оценка достаточности мероприятий по развитию сети 35 кВ и выше энергосистемы Псковской области, запланированных в проекте СИПР

ЕЭС 2020-2026 и инвестиционных программах субъектов электроэнергетики;

анализ влияния указанных мероприятий на ликвидацию существующих и потенциальных особенностей функционирования, которые могут возникать в сети 35 кВ и выше энергосистемы Псковской области в связи с ростом потребления электрической энергии (мощности);

предложения по повышению надежности работы сети 35 кВ и выше энергосистемы Псковской области и примыкающих к ней энергообъектов.

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» были рассмотрены следующие характерные режимы работы энергосистемы Псковской области:

зимний режим максимальных нагрузок при температуре воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения ($-26\text{ }^{\circ}\text{C}$) (далее по тексту – зимний режим максимальных нагрузок);

зимний режим минимальных нагрузок при температуре воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения ($-26\text{ }^{\circ}\text{C}$) (далее по тексту – зимний режим минимальных нагрузок);

зимний режим максимальных нагрузок при температуре воздуха, приведенной в приложении А к ГОСТ Р 58670-2019 ($+5\text{ }^{\circ}\text{C}$) (далее по тексту – зимний режим максимальных нагрузок (ГОСТ));

зимний режим минимальных нагрузок при температуре воздуха, приведенной в приложении А к ГОСТ Р 58670-2019 ($+5\text{ }^{\circ}\text{C}$) (далее по тексту – зимний режим минимальных нагрузок (ГОСТ));

летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур, далее - ПЭВТ) при температуре воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98 с округлением в большую сторону до значения, кратного $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($+30\text{ }^{\circ}\text{C}$);

летний режим максимальных нагрузок при среднемесячной

температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца (+18 °С) (далее по тексту – летний режим максимальных нагрузок);

летний режим минимальных нагрузок при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца (+18 °С) (далее по тексту – летний режим минимальных нагрузок).

Информация о потреблении мощности в энергосистеме Псковской области в режимах зимнего максимума, зимнего минимума, летнего максимума и летнего минимума на этапы 2020 и 2024 гг. приведены в таблице 48.

Таблица 48

Потребление мощности Псковской области, учтенное в расчетных моделях, используемых при расчетах режимов, на этап 2020 и 2024 гг.

Этап	Этап 2020 г., МВт	Этап 2024 г., Вт
Зимний режим максимальных нагрузок при температуре воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 (-26 °С)	430	451
Зимний режим минимальных нагрузок при температуре воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 (-26 °С)	273	286
Зимний режим максимальных нагрузок при температуре воздуха, приведенной в приложении А к ГОСТ Р 58670-2019 (+5 °С)	373	391
Зимний режим минимальных нагрузок при температуре воздуха, приведенной в приложении А к ГОСТ Р 58670-2019 (+5 °С)	237	248
Летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) при температуре воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98 (+30 °С)	305	319
Летний режим максимальных нагрузок при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца (+18 °С)	301	316
Летний режим минимальных нагрузок при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца (+18 °С)	171	179

18. Результаты расчетов нормальных и послеаварийных режимов работы сетей 35 кВ и выше Псковской области на этап 2020 г.

В соответствии с инвестиционными программами субъектов электроэнергетики Псковской области в расчетной модели на этап 2020 г. учтены вводы электросетевых объектов, представленные в таблице 45.

Режим зимних максимальных нагрузок 2020 г.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2020 года показал, что напряжение в сети 330 кВ обеспечивается на уровне 347,0 – 336,27 кВ, в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 116,61– 109,2 кВ, в сети 35 кВ - в пределах 39,11 – 35,29 кВ. В нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует. Уровни напряжения в узлах сети 35 - 220 кВ находятся в допустимых пределах.

В результате анализа режимов работы электрической сети 35 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок выявлены следующие особенности функционирования сети 35 кВ и выше Псковской области:

в нормальной схеме сети существует ряд схемно-режимных ситуаций (аварийное отключение сетевого элемента в нормальной схеме сети), приводящих к перегрузке питающих энергоузлов электрических связей, а именно:

аварийное отключение АТ-2(1) ПС 330 кВ Новосokolьники в нормальной схеме сети. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка АТ-1(2) ПС 330 кВ Новосokolьники составит 124,3 (126,6) %, что в соответствии с данными собственника допускается в течение 2 часов. Перевод питания ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70), ПС 110 кВ Суханово (ПС 352), ПС 110 кВ Кунья (ПС 139) и ПС 110 кВ Пустыньки (ПС 204) на питание от ЭС Тверской области и отключение реактора Р-1(2) позволит снизить загрузку АТ-1(2) ПС 330 кВ Новосokolьники до 95,1%;

аварийное отключение 2 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Новосokolьники в нормальной схеме сети. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка АТ-1 ПС 330 кВ Новосokolьники составит 129,1 %, что в соответствии с данными собственника допускается в течение 2 часов. Отключение реактора Р-1 и перевод питания ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70), ПС 110 кВ Суханово (ПС 352), ПС 110 кВ Кунья (ПС 139) и ПС 110 кВ Пустыньки (ПС 204) на питание от ЭС Тверской области позволит устранить данную перегрузку.

Единичные отключения остальных сетевых элементов в

нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей (исключения составляют ограничения пропускной способности трансформаторных связей ряда питающих центров, описанные в подразделе 21).

Также в режиме зимнего максимума 2020 г. были рассмотрены единичные отключения сетевых элементов в ремонтных схемах сети;

аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Старорусская. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка АТ-1(2) ПС 330 кВ Псков составит 106,8 (105,1) %, что в соответствии с данными собственника допускается без ограничения длительности. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1 и ВЛ 110 кВ Л.Псковская-2 на ПС 110 кВ Псков (ПС 53) позволит снизить загрузку АТ-1(2) до 254 А или 72,5%;

аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков в схеме ремонта АТ-1(2) ПС 330 кВ Псков. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка АТ-2(1) ПС 330 кВ Псков составит 150,6 %, что в соответствии с данными собственника допускается в течение 5 минут. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение выключателя В 110 АТ-1 на ПС 330 кВ Псков позволит исключить перегрузку оборудования;

аварийное отключение АТ-1 ПС 330 кВ Новосокольники в схеме ремонта АТ-2 ПС 330 кВ Новосокольники. В данной схемно-режимной ситуации происходит снижение уровней напряжения в Южном энергоузле ниже аварийно допустимых значений.

Для восстановления напряжения до допустимых значений в узлах электрической сети Южного энергорайона достаточно работы 3 ступеней устройства АОСН со следующим алгоритмом работы: 1 ступень действует на отключение выключателей В-110 АТ-1,2 (ОВ) (на ПС 330 кВ Новосокольники); 2 ступень на отключение В-110 кВ: В Л.Сив-1, В Л.В.Лук-1,2,5 (на ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70)); 3 ступень – отключение В-110 кВ: В Млх-1, В В.Лук-1,2 (на ПС 330 кВ Новосокольники);

аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков

(доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте ВЛ 110 кВ Л.Южная-3(2) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)). В данной схемно-режимной ситуации токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-2(1)) составит 805 А или 127,8 % от аварийно допустимого значения и 127,8 % от длительно допустимого значения. Действие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)) направленное на отключение выключателей 110 кВ В Пск-1 и В Пск-2 на ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283) позволит устранить перегрузку оборудования;

аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте АТ-2 ПС 330 кВ Псков. В данной схемно-режимной ситуации токовая нагрузка оставшегося в работе АТ-1 ПС 330 кВ Псков составит 654 А или 186,9 % от номинального тока, что в соответствии с данными собственника недопустимо. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение выключателя В 110 АТ-1 на ПС 330 кВ Псков позволит исключить перегрузку оборудования.

Режим зимних минимальных нагрузок 2020 г.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2024 года показал, что напряжение в сети 330 кВ обеспечивается на уровне 353,5 – 344,74 кВ, в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 117,94 – 112,62 кВ, в сети 35 кВ в пределах 38,37 – 35,46 кВ. В нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует. Уровни напряжения в узлах сети 35 - 220 кВ находятся в допустимых пределах.

Единичные отключения сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей (исключения составляют ограничения пропускной способности трансформаторных связей ряда питающих центров, описанные в подразделе 21).

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков

(доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте ВЛ 110 кВ Л.Южная-3(2) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)). В данной схемно-режимной ситуации токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-2(1)) составит 1043 А или 165,6 % от аварийно допустимого значения и 165,6 % от длительно допустимого значения. Действие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)) направленное на отключение выключателей 110 кВ В Пск-1 и В Пск-2 на ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283) позволит устранить перегрузку оборудования.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте АТ-2 ПС 330 кВ Псков. В данной схемно-режимной ситуации токовая нагрузка оставшегося в работе АТ-1 ПС 330 кВ Псков составит 640 А или 182,9 % от номинального тока, что в соответствии с данными собственника недопустимо. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение выключателя В 110 АТ-1 на ПС 330 кВ Псков позволит исключить перегрузку оборудования.

Режим зимних максимальных нагрузок (ГОСТ) 2020 г.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок (ГОСТ) 2024 года показал, что напряжение в сети 330 кВ обеспечивается на уровне 348,18 – 338,28 кВ, в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 115,27 – 109,22 кВ, в сети 35 кВ в пределах 39,26 – 35,46 кВ. В нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует. Уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

В результате анализа режимов работы электрической сети 35 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок (ГОСТ) выявлены следующие особенности функционирования сети 35 кВ и выше Псковской области:

аварийное отключение АТ-2(1) ПС 330 кВ Новоскольники в нормальной схеме сети. В данной схемно-режимной ситуации токовая

загрузка АТ-1(2) ПС 330 кВ Новосokolьники составит 106,5 (104,5) %, что в соответствии с данными собственника допускается без ограничения длительности. Перевод питания ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70), ПС 110 кВ Суханово (ПС 352), ПС 110 кВ Кунья (ПС 139) и ПС 110 кВ Пустыньки (ПС 204) на питание от ЭС Тверской области позволит снизить загрузку АТ-1(2) ПС 330 кВ Новосokolьники до 88,3%;

аварийное отключение 2 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Новосokolьники в нормальной схеме сети. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка АТ-1 ПС 330 кВ Новосokolьники составит 109,8 %, что в соответствии с данными собственника допускается без ограничения времени. Отключение реактора Р-1 и перевод питания ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70), ПС 110 кВ Суханово (ПС 352), ПС 110 кВ Кунья (ПС 139) и ПС 110 кВ Пустыньки (ПС 204) на питание от ЭС Тверской области позволит устранить данную перегрузку.

Единичные отключения остальных сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей (исключения составляют ограничения пропускной способности трансформаторных связей ряда питающих центров, описанные в подразделе 21).

Также в режиме зимних максимальных нагрузок (ГОСТ) 2020 г. были рассмотрены единичные отключения сетевых элементов в ремонтных схемах сети.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков в схеме ремонта АТ-1 ПС 330 кВ Псков. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Псков составит 138,5 %, что в соответствии с данными собственника допускается в течение 10 минут. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение выключателя В 110 АТ-1 на ПС 330 кВ Псков позволит исключить перегрузку оборудования.

Аварийное отключение АТ-1 ПС 330 кВ Новосokolьники в схеме ремонта АТ-2 ПС 330 кВ Новосokolьники. В данной схемно-режимной ситуации происходит снижение уровней напряжения в распределительной сети 110-35 кВ ниже аварийно допустимых уровней.

Для восстановления напряжения до допустимых значений в узлах

электрической сети Южного энергорайона достаточно работы 3 ступеней устройства АОСН со следующим алгоритмом работы: 1 ступень действует на отключение выключателей В-110 АТ-1,2 (ОВ) (на ПС 330 кВ Новосокольники); 2 ступень на отключение В-110 кВ: В Л.Сив-1, В Л.В.Лук-1,2,5 (на ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70)); 3 ступень – отключение В-110 кВ: В Млх-1, В В.Лук-1,2 (на ПС 330 кВ Новосокольники).

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте ВЛ 110 кВ Л.Южная-3(2) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)). В данной схемно-режимной ситуации токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-2(1)) составит 829 А или 135,5 % от длительно допустимого значения. Действие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)), направленное на отключение выключателей 110 кВ В Пск-1 и В Пск-2 на ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283) позволит устранить перегрузку оборудования.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте АТ-2 ПС 330 кВ Псков. В данной схемно-режимной ситуации токовая нагрузка оставшегося в работе АТ-1 ПС 330 кВ Псков составит 615 А или 175,7 % от номинального тока, что в соответствии с данными собственника недопустимо. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение выключателя В 110 АТ-1 на ПС 330 кВ Псков позволит исключить перегрузку оборудования.

Режим зимних минимальных нагрузок (ГОСТ) 2020 г.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок (ГОСТ) 2024 года показал, что напряжение в сети 330 кВ обеспечивается на уровне 354,62 – 345,95 кВ, в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 118,21 – 113,97 кВ, в сети 35 кВ в пределах 38,66 – 35,86 кВ. В нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует. Уровни напряжения в узлах

сети 35-220 кВ находятся в допустимых пределах.

Единичные отключения сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей (исключения составляют ограничения пропускной способности трансформаторных связей ряда питающих центров, описанные в подразделе 21).

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте ВЛ 110 кВ Л.Южная-3(2) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)). В данной схемно-режимной ситуации токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-2(1)) составит 1057 А или 172,7 % от длительно допустимого значения. Действие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)) направленное на отключение выключателей 110 кВ В Пск-1 и В Пск-2 на ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283) позволит устранить перегрузку оборудования.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте АТ-2 ПС 330 кВ Псков. В данной схемно-режимной ситуации токовая нагрузка оставшегося в работе АТ-1 ПС 330 кВ Псков составит 605 А или 172,8 % от номинального тока, что в соответствии с данными собственника недопустимо. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение выключателя В 110 АТ-1 на ПС 330 кВ Псков позволит исключить перегрузку оборудования.

Летний режим максимальных нагрузок (ПЭВТ) 2020 г.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше в летнем режиме максимальных нагрузок (ПЭВТ) 2020 года показал, что напряжение в сети 330 кВ обеспечивается на уровне 354,5 – 343,3 кВ, напряжение в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 119,2 – 111,6 кВ, в сети 35 кВ в пределах 38,5 – 35,0 кВ. В нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует. Уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

Единичные отключения сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей (исключения составляют ограничения пропускной способности трансформаторных связей ряда питающих центров, описанные в подразделе 21).

Также в летнем режиме максимальных нагрузок (ПЭВТ) 2020 г. были рассмотрены единичные отключения сетевых элементов в ремонтных схемах сети.

Аварийное отключение АТ-1 ПС 330 кВ Новосokolьники в схеме ремонта АТ-2 ПС 330 кВ Новосokolьники. В данной схемно-режимной ситуации происходит снижение уровней напряжения в Южном энергоузле ниже аварийно допустимых значений.

Для восстановления напряжения до допустимых значений в узлах электрической сети Южного энергорайона достаточно работы 3 ступеней устройства АОСН со следующим алгоритмом работы: 1 ступень действует на отключение выключателей В-110 АТ-1,2 (ОВ) (на ПС 330 кВ Новосokolьники); 2 ступень на отключение В-110 кВ: В Л.Сив-1, В Л.В.Лук-1,2,5 (на ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70)); 3 ступень – отключение В-110 кВ: В Млх-1, В В.Лук-1,2 (на ПС 330 кВ Новосokolьники).

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте ВЛ 110 кВ Л.Южная-3(2) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)). В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-2(1)) составит 1057 А или 220,1 % от длительно допустимого значения. Действие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)) направленное на отключение выключателей 110 кВ В Пск-1 и В Пск-2 на ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283) позволит устранить перегрузку оборудования.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте АТ-2 ПС 330 кВ Псков. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка оставшегося в работе АТ-1 ПС 330 кВ Псков составит 643 А или 183,8 % от номинального тока, что

в соответствии с данными собственника недопустимо. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение выключателя В 110 АТ-1 на ПС 330 кВ Псков позволит исключить перегрузку оборудования.

Летний режим максимальных нагрузок 2020 г.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше в летнем режиме максимальных нагрузок 2020 года показал, что напряжение в сети 330 кВ обеспечивается на уровне 354,5 – 343,4 кВ, напряжение в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 119,2 – 111,7 кВ, в сети 35 кВ в пределах 38,5 – 35,1 кВ. В нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует. Уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

Единичные отключения сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей (исключения составляют ограничения пропускной способности трансформаторных связей ряда питающих центров, описанные в подразделе 21).

Также в летнем режиме максимальных нагрузок 2020 г. были рассмотрены единичные отключения сетевых элементов в ремонтных схемах сети.

Аварийное отключение АТ-1 ПС 330 кВ Новосokolьники в схеме ремонта АТ-2 ПС 330 кВ Новосokolьники. В данной схемно-режимной ситуации происходит снижение уровней напряжения в Южном энергоузле ниже аварийно допустимых значений.

Для восстановления напряжения до допустимых значений в узлах электрической сети Южного энергорайона достаточно работы 3 ступеней устройства АОСН со следующим алгоритмом работы: 1 ступень действует на отключение выключателей В-110 АТ-1,2 (ОВ) (на ПС 330 кВ Новосokolьники); 2 ступень на отключение В-110 кВ: В Л.Сив-1, В Л.В.Лук-1,2,5 (на ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70)); 3 ступень – отключение В-110 кВ: В Млх-1, В В.Лук-1,2 (на ПС 330 кВ Новосokolьники). Для предотвращения отключения потребителей при аварийном отключении АТ-1 ПС 330 кВ Новосokolьники в схеме

ремонта АТ-2 ПС 330 кВ Новосокольники необходимо превентивное регулирование напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Псков (ПС 53) и шинах 110 кВ Псковской ГРЭС до значений выше 121 кВ посредством изменения отпайки РПН автотрансформаторов на ПС 330 кВ Псков и Псковской ГРЭС с предварительным вводом в действие «Программы действий диспетчера ДС ЦУС Псковэнерго при одновременном повышении напряжения на шинах 110 кВ Псковской ГРЭС и на ПС 110 кВ Псков (ПС 53) до 121кВ».

Также для Южного энергорайона рассмотрено аварийное отключение АТ-1(2) ПС 330 кВ Новосокольники в двойной ремонтной схеме (ВЛ 110 кВ Л.Локнянская-1 + АТ-2(1) ПС 330 кВ Новосокольники). В данной схемно-режимной ситуации происходит снижение уровней напряжения в Южном энергоузле ниже аварийно допустимых значений.

Для восстановления напряжения до допустимых значений в узлах электрической сети Южного энергорайона предусмотрены устройства АОСН со следующим алгоритмом работы: 1 ступень действует на отключение выключателей В-110 АТ-1,2 (ОВ) (на ПС 330 кВ Новосокольники); 2 ступень на отключение В-110 кВ: В Л.Сив-1, В Л.В.Лук-1,2,5 (на ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70)); 3 ступень – отключение В-110 кВ: В Млх-1, В В.Лук-1,2 (на ПС 330 кВ Новосокольники) и 5 ступень – отключение В-110 кВ: В В.Лук-3,4, В Нев-1,2 (на ПС 330 кВ Новосокольники).

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте ВЛ 110 кВ Л.Южная-3(2) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)). В данной схемно-режимной ситуации токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-2(1)) составит 1062 А или 194,9 % от длительно допустимого значения. Действие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)) направленное на отключение выключателей 110 кВ В Пск-1 и В Пск-2 на ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283) позволит устранить перегрузку оборудования.

Аварийное отключение АТ-1(2) ПС 330 кВ Псков при выведенных в ремонт ВЛ 110 кВ Л.Южная-3(2) и АТ-2(1) ПС 330 кВ Псков с учетом

выведенных в резерв Блоков-1,2 Псковской ГРЭС. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) в данной схемно-режимной ситуации составит 590 А или 108,3 % от длительно-допустимого значения и 98,3% от аварийно допустимого значения. Действие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) направленное на отключение выключателя 110 кВ В 3п-1 на ПС 110 кВ Псков (ПС 53) и на отключение МШВ-110 на ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283) позволит устранить перегрузку указанной ВЛ 110 кВ.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте АТ-2 ПС 330 кВ Псков. В данной схемно-режимной ситуации токовая нагрузка оставшегося в работе АТ-1 ПС 330 кВ Псков составит 643 А или 183,8 % от номинального тока, что в соответствии с данными собственника недопустимо. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение выключателя В 110 АТ-1 на ПС 330 кВ Псков позволит исключить перегрузку оборудования.

Летний режим минимальных нагрузок 2020 г.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше в летнем режиме минимальных нагрузок 2020 года показал, что напряжение в сети 330 кВ обеспечивается на уровне 356,9 – 348,6 кВ, напряжение в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 120,5 – 115,7 кВ, в сети 35 кВ в пределах 38,3 – 36,4 кВ. В нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует. Уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

Единичные отключения сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей (исключения составляют ограничения пропускной способности трансформаторных связей ряда питающих центров, описанные в пункте 21).

Также в летнем режиме минимальных нагрузок 2020 г. были рассмотрены единичные отключения сетевых элементов в ремонтных схемах сети.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков

(доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте ВЛ 110 кВ Л.Южная-3(2) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)). В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-2(1)) составит 1142 А или 215,4 % от длительно допустимого значения. Действие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)) направленное на отключение выключателей 110 кВ В Пск-1 и В Пск-2 на ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283) позволит устранить перегрузку оборудования.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Старорусская при выведенном в ремонт Р-3 ПС 330 кВ Новосокольники. В данной схемно-режимной ситуации происходит увеличение напряжения в сети 330 кВ энергосистемы Псковской области выше наибольшего рабочего напряжения. Для устранения увеличения напряжения свыше допустимых пределов необходимо вывести в резерв ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Новосокольники.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте АТ-2 ПС 330 кВ Псков. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка оставшегося в работе АТ-1 ПС 330 кВ Псков составит 571 А или 163,1 % от номинального тока, что в соответствии с данными собственника допустимо в течение 1 минуты. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение выключателей В 110 Пск-1 и Пск-2 на ПС 330 кВ Псков позволит исключить перегрузку оборудования.

19. Результаты расчетов нормальных и послеаварийных режимов работы сетей 35 кВ и выше Псковской области на этап 2024 г.

В соответствии с инвестиционными программами субъектов электроэнергетики Псковской области в расчетной модели на этап 2024 г. учтены вводы электросетевых объектов, представленные в таблице 45.

Режим зимних максимальных нагрузок 2024 г.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2024 года показал, что напряжение в сети 330 кВ обеспечивается на уровне 346,67 – 337,63 кВ, в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 116,62 – 108,85 кВ, в сети 35 кВ в пределах 38,55 – 35,31 кВ. В нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует. Уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

В результате анализа режимов работы электрической сети 35 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок выявлены следующие особенности функционирования сети 35 кВ и выше Псковской области:

аварийное отключение АТ-2(1) ПС 330 кВ Новосокольники в нормальной схеме сети. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка АТ-1(2) ПС 330 кВ Новосокольники составит 125,5 (116,2) %, что в соответствии с данными собственника допускается в течение 2 часов. Перевод питания ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70), ПС 110 кВ Суханово (ПС 352), ПС 110 кВ Кунья (ПС 139) и ПС 110 кВ Пустыньки (ПС 204) на питание от ЭС Тверской области позволит снизить загрузку АТ-1(2) ПС 330 кВ Новосокольники до 90,8%;

аварийное отключение 2 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Новосокольники в нормальной схеме сети. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка АТ-1 ПС 330 кВ Новосокольники составит 129,3 %, что в соответствии с данными собственника допускается в течение 2 часов. Отключение реактора Р-1 и перевод питания ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70), ПС 110 кВ Суханово (ПС 352), ПС 110 кВ Кунья (ПС 139) и ПС 110 кВ Пустыньки (ПС 204) на питание от ЭС Тверской области позволит устранить данную перегрузку.

Единичные отключения остальных сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей (исключения составляют ограничения пропускной способности трансформаторных связей ряда питающих центров, описанные в подразделе 21).

Также в режиме зимних максимальных нагрузок 2024 г. были

рассмотрены единичные отключения сетевых элементов в ремонтных схемах сети.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Старорусская. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка АТ-1(2) ПС 330 кВ Псков составит 109,3 (107,6) %, что в соответствии с данными собственника допускается без ограничения длительности. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1 и ВЛ 110 кВ Л.Псковская-2 на ПС 110 кВ Псков (ПС 53) позволит снизить загрузку АТ-1(2) до 73,8 % (72,6 %).

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков в схеме ремонта АТ-1 ПС 330 кВ Псков. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Псков составит 154,7 %, что в соответствии с данными собственника допускается в течение 5 минут. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение выключателя В 110 АТ-1 на ПС 330 кВ Псков позволит исключить перегрузку оборудования.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Новосокольники в схеме ремонта АТ-1 ПС 330 кВ Новосокольники. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Новосокольники составит 100,7 %, что допустимо без ограничения длительности. Отключение реактора Р-1 позволит устранить данную перегрузку.

Аварийное отключение АТ-1 ПС 330 кВ Новосокольники в схеме ремонта АТ-2 ПС 330 кВ Новосокольники. В данной схемно-режимной ситуации происходит снижение уровней напряжения в распределительной сети 110-35 кВ ниже аварийно допустимых уровней.

Для восстановления напряжения до допустимых значений в узлах электрической сети Южного энергорайона достаточно работы 3 ступеней устройства АОСН со следующим алгоритмом работы: 1 ступень действует на отключение выключателей В-110 АТ-1,2 (ОВ) (на ПС 330 кВ Новосокольники); 2 ступень на отключение В-110 кВ: В Л.Сив-1, В Л.В.Лук-1,2,5 (на ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70)); 3 ступень – отключение В-110 кВ: В Млх-1, В В.Лук-1,2 (на ПС 330 кВ Новосокольники).

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте ВЛ 110 кВ Л.Южная-3(2) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)). В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-2(1)) составит 832 А или 132,1 % от длительно допустимого значения. Действие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)) направленное на отключение выключателей 110 кВ В Пск-1 и В Пск-2 на ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283) позволит устранить перегрузку оборудования.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте АТ-2 ПС 330 кВ Псков. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка оставшегося в работе АТ-1 ПС 330 кВ Псков составит 658 А или 188,0 % от номинального тока, что в соответствии с данными собственника недопустимо. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение выключателя В 110 АТ-1 на ПС 330 кВ Псков позволит исключить перегрузку оборудования.

Режим зимних минимальных нагрузок 2024 г.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок 2024 года показал, что напряжение в сети 330 кВ обеспечивается на уровне 346,75 – 334,65 кВ, в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 114,32 – 109,30 кВ, в сети 35 кВ в пределах 37,59 – 34,32 кВ. В нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует. Уровни напряжения в узлах сети 35-220 кВ находятся в допустимых пределах.

Единичные отключения сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей (исключения составляют ограничения пропускной способности трансформаторных связей ряда питающих центров, описанные в пункте 21).

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков

(доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте ВЛ 110 кВ Л.Южная-3(2) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)). В данной схемно-режимной ситуации токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-2(1)) составит 1053 А или 167,1 % от длительно допустимого значения. Действие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)) направленное на отключение выключателей 110 кВ В Пск-1 и В Пск-2 на ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283) позволит устранить перегрузку оборудования.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте АТ-2 ПС 330 кВ Псков. В данной схемно-режимной ситуации токовая нагрузка оставшегося в работе АТ-1 ПС 330 кВ Псков составит 636 А или 181,8 % от номинального тока, что в соответствии с данными собственника недопустимо. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение выключателя В 110 АТ-1 на ПС 330 кВ Псков позволит исключить перегрузку оборудования.

Режим зимних максимальных нагрузок (ГОСТ) 2024 г.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок (ГОСТ) 2024 года показал, что напряжение в сети 330 кВ обеспечивается на уровне 347,92 – 339,31 кВ, в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 116,44 – 108,94 кВ, в сети 35 кВ в пределах 38,95 – 35,47 кВ. В нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует. Уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

В результате анализа режимов работы электрической сети 35 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок (ГОСТ) выявлены следующие особенности функционирования сети 35 кВ и выше Псковской области:

аварийное отключение АТ-2(1) ПС 330 кВ Новоскольниковики в нормальной схеме сети. В данной схемно-режимной ситуации токовая нагрузка АТ-1(2) ПС 330 кВ Новоскольниковики составит 109,2 (99,7) %, что

в соответствии с данными собственника допускается без ограничения длительности Перевод питания ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70), ПС 110 кВ Суханово (ПС 352), ПС 110 кВ Кунья (ПС 139) и ПС 110 кВ Пустыньки (ПС 204) на питание от ЭС Тверской области позволит снизить загрузку АТ-1(2) ПС 330 кВ Новосокольники до 90,7%;

аварийное отключение 2 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Новосокольники в нормальной схеме сети. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка АТ-1 ПС 330 кВ Новосокольники составит 112,9 %, что в соответствии с данными собственника допускается в течение 2 часов. Отключение реактора Р-1 и перевод питания ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70), ПС 110 кВ Суханово (ПС 352), ПС 110 кВ Кунья (ПС 139) и ПС 110 кВ Пустыньки (ПС 204) на питание от ЭС Тверской области позволит устранить данную перегрузку.

Единичные отключения остальных сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей (исключения составляют ограничения пропускной способности трансформаторных связей ряда питающих центров, описанные в подразделе 21).

Также в режиме зимних максимальных нагрузок (ГОСТ) 2024 г были рассмотрены единичные отключения сетевых элементов в ремонтных схемах сети.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великоорецкая – Псков в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Старорусская. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка АТ-1(2) ПС 330 кВ Псков составит 100,3 (98,7) %, что в соответствии с данными собственника допускается без ограничения длительности. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1 и ВЛ 110 кВ Л.Псковская-2 на ПС 110 кВ Псков (ПС 53) позволит снизить загрузку АТ-1(2) до 65,9 % (64,7 %).

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великоорецкая – Псков в схеме ремонта АТ-1 ПС 330 кВ Псков. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Псков составит 141,6 %, что в соответствии с данными собственника допускается в течение 10 минут. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на

отключение выключателя В 110 АТ-1 на ПС 330 кВ Псков позволит исключить перегрузку оборудования.

Аварийное отключение АТ-1 ПС 330 кВ Новосокольники в схеме ремонта АТ-2 ПС 330 кВ Новосокольники. В данной схемно-режимной ситуации происходит снижение уровней напряжения в распределительной сети 110-35 кВ ниже аварийно допустимых уровней.

Для восстановления напряжения до допустимых значений в узлах электрической сети Южного энергорайона достаточно работы 3 ступеней устройства АОСН со следующим алгоритмом работы: 1 ступень действует на отключение выключателей В-110 АТ-1,2 (ОВ) (на ПС 330 кВ Новосокольники); 2 ступень на отключение В-110 кВ: В Л.Сив-1, В Л.В.Лук-1,2,5 (на ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70)); 3 ступень – отключение В-110 кВ: В Млх-1, В В.Лук-1,2 (на ПС 330 кВ Новосокольники).

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте ВЛ 110 кВ Л.Южная-3(2) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)). В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-2(1)) составит 837 А или 136,8 % от длительно допустимого значения. Действие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)) направленное на отключение выключателей 110 кВ В Пск-1 и В Пск-2 на ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283) позволит устранить перегрузку оборудования.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте АТ-2 ПС 330 кВ Псков. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка оставшегося в работе АТ-1 ПС 330 кВ Псков составит 625 А или 178,4 % от номинального тока, что в соответствии с данными собственника недопустимо. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение выключателя В 110 АТ-1 на ПС 330 кВ Псков позволит исключить перегрузку оборудования.

Режим зимних минимальных нагрузок (ГОСТ) 2024 г.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше в режиме зимних минимальных нагрузок (ГОСТ) 2024 года показал, что напряжение в сети 330 кВ обеспечивается на уровне 354,15 – 345,52 кВ, в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 117,81 – 113,73 кВ, в сети 35 кВ в пределах 38,58 – 35,76 кВ. В нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует. Уровни напряжения в узлах сети 35-220 кВ находятся в допустимых пределах.

Единичные отключения сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей (исключения составляют ограничения пропускной способности трансформаторных связей ряда питающих центров, описанные в подразделе 21).

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте ВЛ 110 кВ Л.Южная-3(2) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)). В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-2(1)) составит 1062 А или 173,5 % от длительно допустимого значения. Действие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)) направленное на отключение выключателей 110 кВ В Пск-1 и В Пск-2 на ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283) позволит устранить перегрузку оборудования.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте АТ-2 ПС 330 кВ Псков. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка оставшегося в работе АТ-1 ПС 330 кВ Псков составит 611 А или 174,6 % от номинального тока, что в соответствии с данными собственника недопустимо. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение выключателя В 110 АТ-1 на ПС 330 кВ Псков позволит исключить перегрузку оборудования.

Режим летних максимальных нагрузок (ПЭВТ) 2024 г.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок (ПЭВТ) 2024 года показал, что напряжение в сети 330 кВ обеспечивается на уровне 354,1 – 343,0 кВ, в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 118,8 – 111,3 кВ, в сети 35 кВ - в пределах 38,7 – 35,0 кВ. В нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует. Уровни напряжения в узлах сети 35 - 330 кВ находятся в допустимых пределах.

Единичные отключения сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей (исключения составляют ограничения пропускной способности трансформаторных связей ряда питающих центров, описанные в подразделе 21).

Также в режиме летних максимальных нагрузок (ПЭВТ) 2024 г. были рассмотрены единичные отключения сетевых элементов в ремонтных схемах сети.

Аварийное отключение АТ-1 ПС 330 кВ Новосokolьники в схеме ремонта АТ-2 ПС 330 кВ Новосokolьники. В данной схемно-режимной ситуации происходит снижение уровней напряжения в Южном энергоузле ниже аварийно допустимых значений.

Для восстановления напряжения до допустимых значений в узлах электрической сети Южного энергорайона достаточно работы 3 ступеней устройства АОСН со следующим алгоритмом работы: 1 ступень действует на отключение выключателей В-110 АТ-1,2 (ОВ) (на ПС 330 кВ Новосokolьники); 2 ступень на отключение В-110 кВ: В Л.Сив-1, В Л.В.Лук-1,2,5 (на ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70)); 3 ступень – отключение В-110 кВ: В Млх-1, В В.Лук-1,2 (на ПС 330 кВ Новосokolьники).

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте ВЛ 110 кВ Л.Южная-3(2) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)). В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-2(1)) составит 1067 А или 222,3 % от

длительно допустимого значения. Действие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)), направленное на отключение выключателей 110 кВ В Пск-1 и В Пск-2 на ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283), позволит устранить перегрузку оборудования.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте АТ-2 ПС 330 кВ Псков. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка оставшегося в работе АТ-1 ПС 330 кВ Псков составит 649 А или 185,5 % от номинального тока, что в соответствии с данными собственника недопустимо. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение выключателя В 110 АТ-1 на ПС 330 кВ Псков позволит исключить перегрузку оборудования.

Режим летних максимальных нагрузок 2024 г.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше в режиме летних максимальных нагрузок 2024 года показал, что напряжение в сети 330 кВ обеспечивается на уровне 354,2 – 343,0 кВ, в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 118,8 – 111,4 кВ, в сети 35 кВ в пределах 38,7 – 35,1 кВ. В нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует. Уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

Единичные отключения сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей (исключения составляют ограничения пропускной способности трансформаторных связей ряда питающих центров, описанные в подразделе 21).

Также в режиме летнего максимума 2024 г. были рассмотрены единичные отключения сетевых элементов в ремонтных схемах сети.

Аварийное отключение АТ-1 ПС 330 кВ Новосokolьники в схеме ремонта АТ-2 ПС 330 кВ Новосokolьники. В данной схемно-режимной ситуации происходит снижение уровней напряжения в Южном энергоузле ниже аварийно допустимых значений.

Для восстановления напряжения до допустимых значений в узлах

электрической сети Южного энергорайона достаточно работы 3 ступеней устройства АОСН со следующим алгоритмом работы: 1 ступень действует на отключение выключателей В-110 АТ-1,2 (ОВ) (на ПС 330 кВ Новосокольники); 2 ступень на отключение В-110 кВ: ВЛ 110 кВ Сиверстская-1, ВЛ 110 кВ Великолукская-1,2,5 (на ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70)); 3 ступень – отключение В-110 кВ: ВЛ 110 кВ Л. Малаховская-1, ВЛ 110 кВ Великолукская-1,2 (на ПС 330 кВ Новосокольники). Для предотвращения отключения потребителей при аварийном отключении АТ-1 ПС 330 кВ Новосокольники в схеме ремонта АТ-2 ПС 330 кВ Новосокольники необходимо превентивное регулирование напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Псков (ПС 53) и шинах 110 кВ Псковской ГРЭС до значений выше 121 кВ посредством изменения отпайки РПН автотрансформаторов на ПС 330 кВ Псков и Псковской ГРЭС с предварительным вводом в действие «Программы действий диспетчера ДС ЦУС Псковэнерго при одновременном повышении напряжения на шинах 110 кВ Псковской ГРЭС и на ПС 110 кВ Псков (ПС 53) до 121кВ».

Также для Южного энергорайона рассмотрено аварийное отключение АТ-1(2) ПС 330 кВ Новосокольники в двойной ремонтной схеме (ВЛ 110 кВ Л.Локнянская-1 + АТ-2(1) ПС 330 кВ Новосокольники). В данной схемно-режимной ситуации происходит снижение уровней напряжения в Южном энергоузле ниже аварийно допустимых значений.

Для восстановления напряжения до допустимых значений в узлах электрической сети Южного энергорайона предусмотрены устройства АОСН со следующим алгоритмом работы: 1 ступень действует на отключение выключателей В-110 АТ-1,2 (ОВ) (на ПС 330 кВ Новосокольники); 2 ступень на отключение В-110 кВ: В Л.Сив-1, В Л.В.Лук-1,2,5 (на ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70)); 3 ступень – отключение В-110 кВ: В Млх-1, В В.Лук-1,2 (на ПС 330 кВ Новосокольники) и 5 ступень – отключение В-110 кВ: В В.Лук-3,4, В Нев-1,2 (на ПС 330 кВ Новосокольники).

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великолукская – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великолукская) при ремонте ВЛ 110 кВ Л.Южная-3(2) (или ВЛ

110 кВ Л.Псковская-1(2)). В данной схемно-режимной ситуации токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-2(1)) составит 1066 А или 222,1 % от длительно допустимого значения. Действие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)), направленное на отключение выключателей 110 кВ В Пск-1 и В Пск-2 на ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283), позволит устранить перегрузку оборудования.

В режиме летнего максимума аварийное отключение АТ-1(2) ПС 330 кВ Псков при выведенных в ремонт ВЛ 110 кВ Л.Южная-3(2) и АТ-2(1) ПС 330 кВ Псков с учетом выведенных в резерв Блоков-1,2 Псковской ГРЭС. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) в данной схемно-режимной ситуации составит 618,2 А или 113,4 % от длительно-допустимого значения. Действие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3), направленное на отключение выключателя 110 кВ В Зп-1 на ПС 110 кВ Псков (ПС 53) и на отключение МШВ-110 на ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283), позволит устранить перегрузку указанной ВЛ 110 кВ.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте АТ-2 ПС 330 кВ Псков. В данной схемно-режимной ситуации токовая нагрузка оставшегося в работе АТ-1 ПС 330 кВ Псков составит 652,8 А или 186,5 % от номинального тока, что в соответствии с данными собственника недопустимо. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение выключателя В 110 АТ-1 на ПС 330 кВ Псков позволит исключить перегрузку оборудования.

Режим летних минимальных нагрузок 2024 г.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше в режиме летних минимальных нагрузок 2024 года показал, что напряжение в сети 330 кВ обеспечивается на уровне 356,6 – 348,4 кВ, в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 120,5– 115,6 кВ, в сети 35 кВ - в пределах 38,3 – 36,4 кВ. В нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует. Уровни напряжения в узлах сети 35 - 330 кВ

находятся в допустимых пределах.

Единичные отключения сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей (исключения составляют ограничения пропускной способности трансформаторных связей ряда питающих центров, описанные в подразделе 21).

Также в режиме летнего минимума 2024 г. были рассмотрены единичные отключения сетевых элементов в ремонтных схемах сети.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте ВЛ 110 кВ Л.Южная-3(2) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)). В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-2(1)) составит 1121 А или 233,5 % от длительно допустимого значения. Действие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)) направленное на отключение выключателей 110 кВ В Пск-1 и В Пск-2 на ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283) позволит устранить перегрузку оборудования.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Старорусская при выведенном в ремонт Р-3 ПС 330 кВ Новосokolьники. В данной схемно-режимной ситуации происходит увеличение напряжения в сети 330 кВ энергосистемы Псковской области выше наибольшего рабочего напряжения. Для устранения увеличения напряжения свыше допустимых пределов необходимо вывести в резерв ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Новосokolьники.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте АТ-2 ПС 330 кВ Псков. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка оставшегося в работе АТ-1 ПС 330 кВ Псков составит 570 А или 162,9 % от номинального тока, что в соответствии с данными собственника допустимо в течение 1 минуты. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение выключателя В 110 АТ-1 на ПС 330 кВ Псков позволит исключить перегрузку оборудования.

20. Результаты расчетов нормальных и послеаварийных режимов работы сетей 35 кВ и выше Псковской области на 2024 г. для умеренно-оптимистического варианта развития

По результатам расчетов нормальных и послеаварийных режимов работы сетей 35 кВ и выше Псковской области на этап 2024 г. для умеренно-оптимистического варианта развития не выявлено новых узких мест. Дополнительные технические решения по развитию сети не требуются. В настоящем разделе приведены результаты наиболее сложных режимов: режим зимних максимальных нагрузок 2024 г. и режим летних максимальных нагрузок ПЭВТ 2024 г.

Режим зимних максимальных нагрузок 2024 г.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок 2024 года показал, что напряжение в сети 330 кВ обеспечивается на уровне 345,8 – 336,8 кВ, в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 116,1 – 108,3 кВ, в сети 35 кВ в пределах 38,4 – 35,0 кВ. В нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует. Уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

В результате анализа режимов работы электрической сети 35 кВ и выше в режиме зимних максимальных нагрузок выявлены следующие особенности функционирования сети 35 кВ и выше Псковской области:

аварийное отключение АТ-2(1) ПС 330 кВ Новосokolьники в нормальной схеме сети. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка АТ-1(2) ПС 330 кВ Новосokolьники составит 124,9 (122,8) %, что в соответствии с данными собственника допускается в течение 2 часов. Перевод питания ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70), ПС 110 кВ Суханово (ПС 352), ПС 110 кВ Кунья (ПС 139) и ПС 110 кВ Пустыньки (ПС 204) на питание от ЭС Тверской области позволит снизить загрузку АТ-1(2) ПС 330 кВ Новосokolьники до 93,7%;

аварийное отключение 2 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Новосokolьники в нормальной схеме сети. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка АТ-1 ПС 330 кВ Новосokolьники составит 137,2 %, что

в соответствии с данными собственника допускается в течение 20 минут. Отключение реактора Р-1 и перевод питания ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70), ПС 110 кВ Суханово (ПС 352), ПС 110 кВ Кунья (ПС 139) и ПС 110 кВ Пустыньки (ПС 204) на питание от ЭС Тверской области позволит устранить данную перегрузку.

Единичные отключения остальных сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей (исключения составляют ограничения пропускной способности трансформаторных связей ряда питающих центров, описанные в подразделе 21).

Также в режиме зимних максимальных нагрузок 2024 г были рассмотрены единичные отключения сетевых элементов в ремонтных схемах сети.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Старорусская. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка АТ-1(2) ПС 330 кВ Псков составит 113,5 (111,7) %, что в соответствии с данными собственника допускается без ограничения длительности. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1 и ВЛ 110 кВ Л.Псковская-2 позволит снизить загрузку АТ-1(2) до 78,7 % (77,3 %).

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков в схеме ремонта АТ-1 ПС 330 кВ Псков. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Псков составит 161,0 %, что в соответствии с данными собственника допускается в течение 1 минуты. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение выключателя В 110 АТ-1 на ПС 330 кВ Псков позволит исключить перегрузку оборудования

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Новосокольники в схеме ремонта АТ-1 ПС 330 кВ Новосокольники. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка АТ-2 ПС 330 кВ Новосокольники составит 107,2 %, что допустимо без ограничения длительности. Отключение реактора Р-1 и перевод питания ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70), ПС 110 кВ Суханово (ПС 352), ПС 110 кВ Кунья

(ПС 139) и ПС 110 кВ Пустыньки (ПС 204) на питание от ЭС Тверской области позволит устранить данную перегрузку.

Аварийное отключение АТ-1 ПС 330 кВ Новосokolьники в схеме ремонта АТ-2 ПС 330 кВ Новосokolьники. В данной схемно-режимной ситуации происходит снижение уровней напряжения в распределительной сети 110-35 кВ ниже аварийно допустимых уровней.

Для восстановления напряжения до допустимых значений в узлах электрической сети Южного энергорайона достаточно работы 3 ступеней устройства АОСН со следующим алгоритмом работы: 1 ступень действует на отключение выключателей В-110 АТ-1,2 (ОВ) (на ПС 330 кВ Новосokolьники); 2 ступень на отключение В-110 кВ: В Л.Сив-1, В Л.В.Лук-1,2,5 (на ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70)); 3 ступень – отключение В-110 кВ: В Млх-1, В В.Лук-1,2 (на ПС 330 кВ Новосokolьники).

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте ВЛ 110 кВ Л.Южная-3(2) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)). В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-2(1)) составит 887 А или 140,8 % от длительно допустимого значения. Действие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)) направленное на отключение выключателей 110 кВ В Пск-1 и В Пск-2 на ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283) позволит устранить перегрузку оборудования.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте АТ-2 ПС 330 кВ Псков. В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка оставшегося в работе АТ-1 ПС 330 кВ Псков составит 658 А или 214,4 % от номинального тока, что в соответствии с данными собственника недопустимо. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение выключателя В 110 АТ-1 на ПС 330 кВ Псков позволит исключить перегрузку оборудования.

Режим летних максимальных нагрузок ПЭВТ 2024 г.

Анализ режимов работы электрической сети напряжением 35 кВ и выше в летнем режиме максимальных нагрузок (ПЭВТ) 2024 года показал, что напряжение в сети 330 кВ обеспечивается на уровне 354,0 – 342,7 кВ, напряжение в сети 110 кВ обеспечивается на уровне 118,8 – 111,1 кВ, в сети 35 кВ - в пределах 38,6 – 34,8 кВ. В нормальной схеме сети перегрузка сетевых элементов отсутствует. Уровни напряжения в узлах сети 35-330 кВ находятся в допустимых пределах.

Единичные отключения сетевых элементов в нормальной схеме сети не накладывают ограничений на пропускную способность системообразующих и распределительных сетей (исключения составляют ограничения пропускной способности трансформаторных связей ряда питающих центров, описанные в подразделе 21).

Также в летнем режиме максимальных нагрузок (ПЭВТ) 2024 г. были рассмотрены единичные отключения сетевых элементов в ремонтных схемах сети.

Аварийное отключение АТ-1 ПС 330 кВ Новосокольники в схеме ремонта АТ-2 ПС 330 кВ Новосокольники. В данной схемно-режимной ситуации происходит снижение уровней напряжения в Южном энергоузле ниже аварийно допустимых значений.

Для восстановления напряжения до допустимых значений в узлах электрической сети Южного энергорайона достаточно работы 3 ступеней устройства АОСН со следующим алгоритмом работы: 1 ступень действует на отключение выключателей В-110 АТ-1,2 (ОВ) (на ПС 330 кВ Новосокольники); 2 ступень на отключение В-110 кВ: В Л.Сив-1, В Л.В.Лук-1,2,5 (на ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70)); 3 ступень – отключение В-110 кВ: В Млх-1, В В.Лук-1,2 (на ПС 330 кВ Новосокольники).

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великоорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великоорецкая) при ремонте ВЛ 110 кВ Л.Южная-3(2) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)). В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-2(1)) составит 1051 А или 218,9 % от длительно

допустимого значения. Действие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Л.Южная-2(3) (или ВЛ 110 кВ Л.Псковская-1(2)) направленное на отключение выключателей 110 кВ В Пск-1 и В Пск-2 на ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283) позволит устранить перегрузку оборудования.

Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Великорецкая – Псков (доаварийный переток по линии составляет не менее 483 МВт в сторону ПС 330 кВ Великорецкая) при ремонте АТ-2 ПС 330 кВ Псков. В данной схемно-режимной ситуации токовая нагрузка оставшегося в работе АТ-1 ПС 330 кВ Псков составит 640 А или 182,9 % от номинального тока, что в соответствии с данными собственника недопустимо. Действие существующей автоматики АОПО АТ-1(2), направленное на отключение выключателя В 110 АТ-1 на ПС 330 кВ Псков позволит исключить перегрузку оборудования.

21. Анализ загрузки центров питания напряжением 35 кВ и выше на 2020-2024 гг.

С целью своевременного выявления ЦП 35 кВ и выше с ограничениями на технологическое присоединение с учетом заключенных договоров в энергосистеме Псковской области на перспективный период до 2024 г. произведен анализ загрузки данных ЦП.

Определение необходимой мощности трансформаторов в период 2020-2024 гг. произведено на основании данных о нагрузках трансформаторов в зимние и летние режимные дни 2017-2019 гг.

Расчет нагрузок ЦП произведен методом прямых электрических расчетов. При определении загрузки ЦП на перспективу учитывались:

коэффициенты реализации в зависимости от категории потребителей при оценке загрузки ЦП;

ГОСТ Р 58670-2019 «Расчеты электроэнергетических режимов и поределение технических решений при перспективном развитии энергосистем»;

приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 08 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов,

установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229»;

инструкция по эксплуатации трансформаторов (стандарт организации) СТО 56947007-29.180.01.116-2012 (далее - СТО 56947007-29.180.01.116-2012), утвержденная и введенная в действие приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 02 марта 2012 г. № 113 (в редакции приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 13 октября 2014 г. № 460).

Длительно допустимая загрузка ЦП при определении максимальной фактической нагрузки 2017-2019 гг. в зимний и летний периоды соответственно принята на уровне 111,5 % и 91,0 % – для трансформаторов со сроком эксплуатации 30 лет, 125,0 % и 115,0 % – для трансформаторов, срок эксплуатации которых не превышает 30 лет (таблица 1 приложения № 1 к приказу Минэнерго России от 08 февраля 2019 г. № 81, таблица 3 СТО 56947007-29.180.01.116-2012), значения для температур +5°C и +30°C в соответствии с ГОСТ Р 58670-2019).

Для однотрансформаторных подстанций рассматривается нормальный режим работы. Для подстанций с несколькими трансформаторами рассматривается наиболее тяжелый режим работы при отключении одного из трансформаторов.

Анализ загрузки ЦП в рамках базового варианта развития

Анализ загрузки ЦП представлен в таблице 49, перечень ЦП с повышенной загрузкой приведен в таблице 50.

Таблица 49

Анализ загрузки ЦП напряжением 35 кВ и выше в энергосистеме Псковской области в период 2020-2024 гг. в рамках базового варианта развития

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов период 2020-2024 гг., МВА				
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Должицы (ПС 2)	T-1	35/10	1,6	1983	0,258	19.12.2018	1,115	1,784	24,1	46,0	0,0	0,0	0,0	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260
2			T-2	35/10	1,6	1983	0,128		1,115							0,130	0,130	0,130	0,130	0,130
3	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Талесы (ПС 3)	T-1	35/10	1,6	1963	0,085	20.12.2017	1,115	1,784	5,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085
4	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Чернево (ПС 4)	T-1	35/10	2,5	1974	0,691	19.12.2018	1,115	2,788	33,4	411,0	0,0	0,0	0,0	0,733	0,733	0,733	0,733	0,733
5			T-2	35/10	2,5	1974	0,145		1,115							0,187	0,187	0,187	0,187	0,187
6	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Юбилейная (ПС 5)	T-1	35/10	1,6	1975	0,052	20.12.2017	1,115	1,784	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052
7			T-2	35/10	1,6	1975	0,000		1,115							0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Юшково (ПС 6)	T-1	35/10	1,6	1991	0,036	19.06.2019	1,15	1,840	4,4	26,0	0,0	0,0	0,0	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
9			T-2	35/10	1,6	1991	0,034		1,15							0,035	0,035	0,035	0,035	0,035
10	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Палкино (ПС 7)	T-1	35/10	4	1966	0,770	19.12.2018	1,115	4,460	51,2	377,4	0,0	0,0	0,0	0,805	0,805	0,805	0,805	0,805
11			T-2	35/10	4	1966	1,279		1,115							1,314	1,314	1,314	1,314	1,314
12	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Смурявьево (ПС 8)	T-1	35/10	4	1964	0,109	20.12.2017	1,115	4,460	15,0	68,0	0,0	0,0	0,0	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113
13			T-3	35/10	4	1964	0,491		1,115							0,495	0,495	0,495	0,495	0,495
14	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Ротово (ПС 9)	T-1	35/10	2,5	1970	0,395	20.06.2018	0,91	1,456	49,7	87,0	0,0	0,0	0,0	0,405	0,405	0,405	0,405	0,405
15			T-2	35/10	1,6	1970	0,400		0,91							0,406	0,406	0,406	0,406	0,406
16	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Лавры (ПС 11)	T-1	35/10	1,6	1974	0,355	19.06.2019	0,91	1,456	29,1	18,5	0,0	0,0	0,0	0,356	0,356	0,356	0,356	0,356
17			T-2	35/10	1,6	1974	0,111		0,91							0,112	0,112	0,112	0,112	0,112

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительная допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов период 2020-2024 гг., МВА				
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
18	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Творожково (ПС 15)	T-1	35/10	1,6	1970	0,180	18.12.2019	1,115	1,784	11,3	105,0	0,0	0,0	0,0	0,192	0,192	0,192	0,192	0,192
19	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Владимирские лагеря (ПС 17)	T-1	35/10	6,3	1995	0,455	20.12.2017	1,25	7,875	15,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,455	0,455	0,455	0,455	0,455
20			T-2	35/10	6,3	1995	0,531		1,25							0,531	0,531	0,531	0,531	0,531
21	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Нов. Уситва (ПС 25)	T-1	35/10	2,5	1975	0,196	20.12.2017	1,115	2,788	13,1	215,2	0,0	0,0	0,0	0,216	0,216	0,216	0,216	0,216
22			T-2	35/10	2,5	1975	0,132		1,115							0,152	0,152	0,152	0,152	0,152
23	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Андромер (ПС 27)	T-1	35/10	1,6	1976	0,265	19.12.2018	1,115	1,784	16,6	40,0	0,0	0,0	0,0	0,267	0,267	0,267	0,267	0,267
24			T-2	35/10	1,6	1977	0,000		1,115							0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
25	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Ждани (ПС 45)	T-1	35/10	1,6	1976	0,059	20.12.2017	1,115	1,784	6,4	30,0	0,0	0,0	0,0	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061
26			T-2	35/10	1,6	1976	0,044		1,115							0,046	0,046	0,046	0,046	0,046
27	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Псков (ПС 53)	T-1	110/10/6	40	1957	23,966	20.12.2017	1,115	44,600	66,3	2852,0	0,0	0,0	0,0	24,260	24,260	24,260	24,260	24,260
28			T-2	110/10/6	40	1957	2,551		1,115							2,845	2,845	2,845	2,845	2,845
29	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Струги Красные (ПС 61)	T-1	110/35/10	10	1966	2,613	20.12.2017	1,115	11,150	43,8	495,8	680,0	105,0	0,0	2,665	2,930	2,930	2,930	2,930
30			T-2	110/35/10	10	1966	1,763		1,115							1,804	2,068	2,068	2,068	2,068
31	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Карамышево (ПС 64)	T-1	110/35/10	10	1981	0,958	20.12.2017	1,115	11,150	19,2	269,8	0,0	301,5	0,0	1,047	1,047	1,047	1,047	1,047
32			T-2	110/35/10	10	1981	0,958		1,115							0,986	0,986	0,986	0,986	0,986
33	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Изборск (ПС 69)	T-1	110/35/10	10	1972	1,201	19.12.2018	1,115	7,025	50,7	139,8	0,0	285,0	0,0	1,245	1,245	1,245	1,245	1,245
34			T-2	110/35/10	6,3	1972	1,996		1,115							2,019	2,019	2,019	2,019	2,019
35	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Б.Загорье (ПС 72)	T-1	35/10	1,6	1983	0,116	21.06.2017	0,91	1,456	12,0	25,0	0,0	0,0	0,0	0,117	0,117	0,117	0,117	0,117
36			T-2	35/10	1,6	1983	0,076		0,91							0,077	0,077	0,077	0,077	0,077
37	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Лынокомбинат (ПС 73)	T-1	110/6	16	1970	9,106	20.12.2017	1,115	17,840	93,2	1269,0	0,0	0,0	0,0	9,233	9,233	9,233	9,233	9,233
38			T-2	110/6	16	1980	5,799		1,115							5,926	5,926	5,926	5,926	5,926

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительная допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов период 2020-2024 гг., МВА				
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
39	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Печоры (ПС 74)	T-1	110/10	10	1965	2,964	20.12.2017	1,115	7,025	89,2	369,0	0,0	0,0	0,0	2,994	2,994	2,994	2,994	2,994
40			T-2	110/10	6,3	1965	2,655		1,115							2,674	2,674	2,674	2,674	2,674
41	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Чудская (ПС 80)	T-1	35/10	4	1989	0,000	20.06.2018	0,91	3,640	20,7	1700,0	0,0	0,0	0,0	0,181	0,181	0,181	0,181	0,181
42			T-2	35/10	4	1989	0,826		0,91							1,007	1,007	1,007	1,007	1,007
43	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Заплюсье (ПС 85)	T-1	35/10	1,6	1960	0,371	19.12.2018	1,115	1,784	46,8	195,0	0,0	0,0	0,0	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390
44			T-2	35/10	1,6	1960	0,378		1,115							0,397	0,397	0,397	0,397	0,397
45	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Северная (ПС 100)	T-1	110/10	6,3	1990	2,317	19.12.2018	1,115	7,025	64,4	0,0	0,0	0,0	0,0	2,317	2,317	2,317	2,317	2,317
46			T-2	110/10	6,3	1990	1,742		1,115							1,742	1,742	1,742	1,742	1,742
47	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Плюсса (ПС 113)	T-1	110/35/10	6,3	1967	1,237	19.12.2018	1,115	7,025	58,7	654,8	0,0	258,0	0,0	1,280	1,291	1,291	1,291	1,291
48			T-2	110/35/10	6,3	1967	2,462		1,115							2,551	2,562	2,562	2,562	2,562
49	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Речная (ПС 126)	T-1	110/6	15	1966	6,390	20.12.2017	1,115	16,725	73,0	769,2	0,0	0,0	0,0	6,434	6,434	6,434	6,434	6,434
50			T-2	110/6	25	2010	4,553		1,25							4,627	4,627	4,627	4,627	4,627
51	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Середка (ПС 138)	T-1	110/10	6,3	1979	1,899	20.12.2017	1,115	7,025	30,1	72,6	0,0	0,0	0,0	1,903	1,903	1,903	1,903	1,903
52			T-2	110/10	6,3	1979	0,000		1,115							0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
53	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Полна (ПС 146)	T-1	110/10	2,5	1985	1,873	20.12.2017	1,115	2,788	74,9	3636,2	0,0	0,0	0,0	2,215	2,215	2,215	2,215	2,215
54			T-2	110/10	2,5	1985	0,000		1,115							0,342	0,342	0,342	0,342	0,342
55	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Новоселье (ПС 163)	T-1	110/10	6,3	1971	0,000	20.12.2017	1,115	2,788	67,4	152,6	0,0	0,0	0,0	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
56			T-2	110/10	2,5	1971	1,686		1,115							1,691	1,691	1,691	1,691	1,691
57	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Писковичи (ПС 172)	T-1	110/10	10	1968	2,485	19.12.2018	1,115	11,150	36,3	1201,8	0,0	0,0	0,0	2,564	2,564	2,564	2,564	2,564
58			T-2	110/10	10	1968	1,144		1,115							1,223	1,223	1,223	1,223	1,223
59	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Гдов (ПС 192)	T-1	110/35/10	10	1982	2,294	19.12.2018	1,115	11,150	46,0	1045,0	0,0	1768,0	0,0	2,570	2,570	2,570	2,570	2,570
60			T-2	110/35/10	10	1982	2,310		1,115							2,594	2,594	2,594	2,594	2,594

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительная допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов период 2020-2024 гг., МВА				
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
61	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Псковкирич (ПС 198)	T-1	110/10	10	1971	2,735	20.12.2017	1,115	7,025	65,9	646,2	0,0	0,0	0,0	2,811	2,811	2,811	2,811	2,811
62			T-2	110/10	6,3	1971	1,418		1,115							1,466	1,466	1,466	1,466	1,466
63	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ ГИК (ПС 205)	T-1	110/10	10	1989	3,463	21.06.2017	0,91	9,100	34,6	416,1	0,0	0,0	0,0	3,520	3,520	3,520	3,520	3,520
64	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Крипецы (ПС 217)	T-1	110/10	2,5	1978	1,595	20.12.2017	1,115	2,788	63,8	93,7	0,0	0,0	0,0	1,605	1,605	1,605	1,605	1,605
65	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Верхолино (ПС 240)	T-1	110/10	2,5	1976	0,424	19.12.2018	1,115	2,788	30,3	474,5	0,0	0,0	0,0	0,471	0,471	0,471	0,471	0,471
66			T-2	110/10	2,5	1982	0,333		1,115							0,380	0,380	0,380	0,380	0,380
67	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Тямша (ПС 253)	T-1	110/10	10	1976	3,370	19.12.2018	1,115	11,150	60,5	1292,0	0,0	0,0	0,0	3,442	3,442	3,442	3,442	3,442
68			T-2	110/10	10	1976	2,680		1,115							2,752	2,752	2,752	2,752	2,752
69	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Стремутка (ПС 255)	T-1	110/10	6,3	1976	1,981	20.12.2017	1,115	7,025	46,6	407,3	0,0	0,0	0,0	2,006	2,006	2,006	2,006	2,006
70			T-2	110/10	6,3	1976	0,955		1,115							0,980	0,980	0,980	0,980	0,980
71	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Овсище (ПС 282)	T-1	110/10	25	1977	5,599	20.12.2017	1,115	27,875	41,1	1992,6	11018,0	0,0	0,0	7,516	7,931	7,931	7,931	7,931
72			T-2	110/10	25	1977	4,666		1,115							6,583	6,998	6,998	6,998	6,998
73	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283)	T-1	110/10	40	1979	12,522	19.12.2018	1,115	44,600	59,3	4226,8	3450,0	0,0	0,0	13,362	13,710	13,710	14,599	14,599
74			T-2	110/10	40	1979	11,216		1,115							12,056	12,404	12,404	13,293	13,293
75	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Лудони (ПС 314)	T-1	110/10	2,5	1982	0,327	19.12.2018	1,115	2,788	13,1	22,0	0,0	0,0	0,0	0,329	0,329	0,329	0,329	0,329
76	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Заводская (ПС 328)	T-1	110/10/6	25	1978	5,033	19.12.2018	1,115	27,875	37,0	1485,3	0,0	0,0	0,0	5,187	5,187	5,187	5,187	5,187
77			T-2	110/10/6	25	1978	4,207		1,115							4,361	4,361	4,361	4,361	4,361
78	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	T-1	110/35/10	6,3	1981	1,636	19.12.2018	1,115	1,784	102,3	454,6	0,0	464,0	0,0	1,797	1,798	1,798	1,798	1,798
79			T-2	35/10	1,6	1981	0,000		1,115							0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительная допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов период 2020-2024 гг., МВА				
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
80	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Крупп (ПС 361)	T-1	110/10	2,5	1982	0,982	19.12.2018	1,115	2,788	39,3	153,0	0,0	0,0	0,0	0,999	0,999	0,999	0,999	0,999
81	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Родовое (ПС 373)	T-1	110/10	2,5	1983	0,180	18.12.2019	1,115	2,788	7,2	173,2	0,0	0,0	0,0	0,216	0,216	0,216	0,216	0,216
82	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Кирово (ПС 385)	T-1	110/10	6,3	1986	0,285	18.12.2019	1,115	7,025	4,5	732,0	0,0	0,0	0,0	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445
83	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Качаново (ПС 386)	T-1	110/35/10	6,3	1978	0,417	20.06.2018	0,91	5,733	6,6	34,5	0,0	35,3	0,0	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425
84	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ ЭТЗ (ПС 399)	T-1	110/10	25	1975	6,247	20.12.2017	1,115	27,875	31,3	135,4	0,0	0,0	0,0	6,260	6,260	6,260	6,260	6,260
85			T-2	110/10	25	1975	1,590		1,115											
86	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ ПКК (ПС 504)	T-1	110/10	16	1970	3,346	21.06.2017	0,91	14,560	39,1	15,0	0,0	0,0	0,0	3,347	3,347	3,347	3,347	3,347
87			T-2	110/10	16	1970	2,910		0,91											
88	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Кебь (ПС 505)	T-2	110/10	2,5	1986	0,940	20.06.2018	0,91	2,275	37,6	601,3	0,0	0,0	0,0	1,018	1,051	1,051	1,051	1,051
89	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Добручи (ПС 508)	T-1	110/10	2,5	1986	0,600	21.06.2017	0,91	2,275	45,1	1039,5	0,0	0,0	0,0	0,674	0,674	0,674	0,674	0,674
90			T-2	110/10	2,5	1986	0,527		0,91											
91	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Глазуново (ПС 30)	T-1	35/10	1,6	1985	0,787	20.06.2018	0,91	1,456	80,8	0,7	0,0	0,0	0,0	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787
92			T-2	35/10	1,6	1985	0,505		0,91											
93	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Островки (ПС 33)	T-1	35/10	1,6	1975	0,122	20.12.2017	1,115	1,784	23,1	74,0	0,0	0,0	0,0	0,126	0,126	0,126	0,126	0,126
94			T-2	35/10	1,6	1975	0,248		1,115											
95	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Рожковичи (ПС 34)	T-1	35/10	2,5	1980	0,109	18.12.2019	1,115	2,788	8,8	47,0	0,0	0,0	0,0	0,112	0,112	0,112	0,112	0,112
96			T-2	35/10	2,5	1980	0,111		1,115											

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительная допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов период 2020-2024 гг., МВА				
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
97	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Черпесса (ПС 35)	T-1	35/10	1,6	1982	0,035	20.12.2017	1,115	1,784	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035
98	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Борки (ПС 37)	T-1	35/10	2,5	1974	0,657	20.12.2017	1,115	1,784	55,9	150,0	0,0	0,0	0,0	0,671	0,671	0,671	0,671	0,671
99			T-2	35/10	1,6	1974	0,237		1,115											
100	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Усмьнь (ПС 38)	T-1	35/10	2,5	1970	0,207	19.12.2018	1,115	2,788	8,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207
101	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Лехово (ПС 39)	T-1	35/10	4	2014	1,346	19.06.2019	1,15	4,600	35,4	12,0	0,0	0,0	0,0	1,347	1,347	1,347	1,347	1,347
102			T-2	35/10	4	2014	0,069		1,15											
103	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Усвяты (ПС 40)	T-1	35/10	4	1968	0,883	19.12.2018	1,115	4,460	50,2	27,0	0,0	0,0	0,0	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885
104			T-2	35/10	4	1968	1,126		1,115											
105	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Раменье (ПС 44)	T-1	35/10	1,6	1986	0,088	19.06.2019	0,91	1,456	8,9	11,0	0,0	0,0	0,0	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089
106			T-2	35/10	1,6	1986	0,054		0,91											
107	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Тимофеевка (ПС 48)	T-1	35/10	2,5	1984	1,738	21.06.2017	0,91	2,275	69,5	8,0	0,0	0,0	0,0	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738
108			T-2	35/10	2,5	1984	0,000		0,91											
109	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Усть-Дольсксы (ПС 49)	T-1	35/10	1,6	1970	1,034	20.06.2018	0,91	1,456	64,6	156,0	0,0	0,0	0,0	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043
110			T-2	35/10	1,6	1970	0,000		0,91											
111	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Турчино (ПС 50)	T-1	35/10	2,5	1989	0,136	19.12.2018	1,115	2,788	9,8	8,0	0,0	0,0	0,0	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136
112			T-2	35/10	2,5	1973	0,109		1,115											
113	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Назимово (ПС 54)	T-1	35/10	1,6	1978	0,101	20.12.2017	1,115	1,784	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,101	0,101	0,101	0,101	0,101
114	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Пухново (ПС 56)	T-1	35/10	2,5	1979	0,121	19.12.2018	1,115	2,788	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительная допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов период 2020-2024 гг., МВА				
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
115	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Тарасы (ПС 58)	T-1	35/10	1,6	1979	0,039	19.12.2018	1,115	1,784	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039
116	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Новохаванск (ПС 65)	T-1	35/10	2,5	1986	0,180	19.12.2018	1,115	2,788	12,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180
117			T-2	35/10	2,5	1986	0,125		1,115							0,125	0,125	0,125	0,125	
118	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Каськово (ПС 67)	T-1	35/10	2,5	1984	0,253	19.12.2018	1,115	2,788	20,9	90,0	0,0	0,0	0,0	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263
119			T-2	35/10	2,5	1984	0,269		1,115							0,263	0,263	0,263	0,263	
120	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ В.Луки (ПС 70)	T-1	110/35/6	40	1974	7,670	20.12.2017	1,115	44,600	55,7	1795,7	3000,0	368,0	0,0	8,692	8,692	8,692	8,692	8,692
121			T-2	110/35/6	40	1973	14,611		1,115							15,680	15,680	15,680	15,680	
122	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Демидово (ПС 77)	T-1	35/10	2,5	1987	0,371	19.12.2018	1,115	1,784	55,4	2,0	0,0	0,0	0,0	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371
123			T-2	35/10	1,6	1987	0,516		1,115							0,516	0,516	0,516		
124	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Дубрава (ПС 78)	T-1	35/10	6,3	1986	2,885	20.12.2017	1,115	7,025	45,8	342,5	0,0	0,0	0,0	2,934	2,934	2,934	2,934	2,934
125	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Опухлики (ПС 82)	T-1	35/10	1,6	1991	0,598	19.06.2019	1,15	1,840	37,4	27,0	0,0	0,0	0,0	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600
126			T-2	35/10	1,6	1991	0,000		1,15							0,002	0,002	0,002	0,002	
127	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Невель-1 (ПС 114)	T-1	110/35/10	16	1967	3,816	20.12.2017	1,115	17,840	65,6	335,5	2300,0	94,0	0,0	3,841	4,480	4,480	4,480	4,480
128			T-2	110/35/10	16	1967	6,674		1,115							6,706	7,344	7,344	7,344	
129	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Невель-2 (ПС 129)	T-1	110/10	10	1992	2,473	19.06.2019	1,15	11,500	49,5	24,0	0,0	0,0	0,0	2,474	2,474	2,474	2,474	2,474
130			T-2	110/10	10	1992	2,473		1,15							2,474	2,474	2,474		
131	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Рябики (ПС 130)	T-1	110/10/6	25	1968	8,258	19.12.2018	1,115	27,875	60,2	1834,5	1300,0	0,0	0,0	8,441	8,802	8,802	8,802	8,802
132			T-2	110/10/6	25	1968	6,794		1,115							6,977	7,338	7,338	7,338	
133	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Булынино (ПС 136)	T-1	110/10	6,3	1994	2,219	19.12.2018	1,25	7,875	35,2	931,0	0,0	0,0	0,0	2,361	2,361	2,361	2,361	2,361

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительная допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов период 2020-2024 гг., МВА				
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
134	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Кунья (ПС 139)	T-1	110/35/10	10	1964	4,149	20.12.2017	1,115	11,150	47,7	686,9	800,0	113,5	0,0	4,463	4,463	4,463	4,463	4,463
135			T-2	110/35/10	10	1964	0,616		1,115							0,912	0,912	0,912	0,912	0,912
136	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ В.Луки ФТП (ПС 157)	T-1	110/6	25	1969	3,561	20.12.2017	1,115	27,875	21,3	152,0	0,0	0,0	0,0	3,569	3,569	3,569	3,569	3,569
137			T-2	110/6	25	1969	1,754		1,115							1,762	1,762	1,762	1,762	1,762
138	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Сиверст (ПС 167)	T-1	110/35/10	6,3	1989	4,973	20.06.2018	0,91	5,733	87,6	715,0	0,0	14,2	0,0	5,191	5,191	5,191	5,191	5,191
139			T-2	110/35/10	10	1989	0,548		0,91							0,783	0,783	0,783	0,783	0,783
140	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Плаксино (ПС 168)	T-1	110/35/10	6,3	1989	0,346	19.12.2018	1,115	7,025	5,5	6,0	0,0	0,0	0,0	0,347	0,347	0,347	0,347	0,347
141	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Насва (ПС 173)	T-1	110/10	6,3	1969	0,228	19.12.2018	1,115	7,025	7,6	660,0	0,0	0,0	0,0	0,228	0,301	0,301	0,301	0,301
142			T-2	110/10	6,3	1969	0,252		1,115							0,252	0,325	0,325	0,325	0,325
143	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Пустыньки (ПС 204)	T-1	110/10	2,5	1968	0,582	19.12.2018	1,115	2,788	23,3	77,0	0,0	0,0	0,0	0,591	0,591	0,591	0,591	0,591
144	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Реостат (ПС 206)	T-1	110/6	10	2007	5,753	20.12.2017	1,25	12,500	57,5	90,0	0,0	0,0	0,0	5,763	5,763	5,763	5,763	5,763
145	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Переслегино (ПС 236)	T-1	110/10	6,3	1975	1,413	18.12.2019	1,115	7,025	33,0	777,5	0,0	0,0	0,0	1,478	1,478	1,478	1,478	1,478
146			T-2	110/10	6,3	1975	0,663		1,115							0,728	0,728	0,728	0,728	0,728
147	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Недомерки (ПС 286)	T-1	110/10	6,3	1978	0,714	19.12.2018	1,115	7,025	12,1	3716,4	0,0	0,0	0,0	0,714	0,714	1,746	2,159	2,159
148			T-2	110/10	6,3	1978	0,050		1,115							0,050	0,050	1,082	1,495	1,495
149	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Маево (ПС 311)	T-1	110/10	6,3	1979	0,000	19.06.2019	0,91	5,733	19,2	126,0	0,0	0,0	0,0	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
150			T-2	110/10	6,3	1979	1,208		0,91							1,215	1,215	1,215	1,215	1,215
151	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ НПС Невель (ПС 342)	T-1	110/10	25	1982	0,152	20.12.2017	1,115	27,875	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициентпустимой длительной перегрузки	Длительное допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов период 2020-2024 гг., МВА				
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
152	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ НПС В.Луки (ПС 343)	T-1	110/10	25	1984	0,194	20.12.2017	1,115	27,875	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194
153			T-2	110/10	25	1984	0,000		1,115							0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
154	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ ВЗЩА (ПС 348)	T-1	110/10	25	1980	10,819	21.06.2017	0,91	22,750	92,1	1793,0	0,0	0,0	0,0	10,912	10,912	10,912	10,912	10,912
155			T-2	110/10	63	1980	12,197		0,91							12,431	12,431	12,431	12,431	12,431
156	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Суханово (ПС 352)	T-1	110/10	6,3	1981	0,584	18.12.2019	1,115	7,025	9,3	1129,0	0,0	0,0	0,0	0,825	0,825	0,825	0,825	0,825
157	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Поречье (ПС 359)	T-1	110/35/10	10	1982	3,365	19.06.2019	0,91	5,733	107,5	69,0	0,0	202,5	0,0	3,396	3,396	3,396	3,396	3,396
158			T-2	110/35/10	6,3	1982	3,410		0,91							3,416	3,416	3,416	3,416	3,416
159	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Щербино (ПС 506)	T-1	110/10	2,5	1984	0,298	20.12.2017	1,115	2,788	11,9	1,5	0,0	0,0	0,0	0,298	0,298	0,298	0,298	0,298
160	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Малахово (ПС 507)	T-1	110/10	2,5	1980	0,502	20.12.2017	1,115	2,788	20,1	15,0	0,0	0,0	0,0	0,504	0,504	0,504	0,504	0,504
161	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Вышгород (ПС 12)	T-1	35/10	1,6	1968	0,291	20.06.2018	0,91	1,456	18,2	55,5	0,0	0,0	0,0	0,297	0,297	0,297	0,297	0,297
162	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Выбор (ПС 16)	T-1	35/10	1,6	1970	0,452	18.12.2019	1,115	1,784	36,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452
163			T-2	35/10	1,6	1970	0,132		1,115							0,132	0,132	0,132	0,132	0,132
164	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Кр. Луч (ПС 18)	T-1	35/10	4	1974	0,000	20.06.2018	0,91	3,640	15,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
165			T-2	35/10	4	1974	0,600		0,91							0,600	0,600	0,600	0,600	0,600
166	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Сев. Устье (ПС 19)	T-1	35/10	1	1977	0,182	18.12.2019	1,115	1,115	18,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182
167	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Вехно (ПС 21)	T-1	35/10	1,6	1975	0,000	20.12.2017	1,115	1,784	22,9	60,6	0,0	0,0	0,0	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
168			T-2	35/10	1,6	1975	0,366		1,115							0,369	0,369	0,369	0,369	

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительная допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов период 2020-2024 гг., МВА				
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
169	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Велье (ПС 23)	T-1	35/10	1,6	1977	0,000	20.12.2017	1,115	1,784	17,2	65,0	0,0	0,0	0,0	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
170			T-2	35/10	1,6	1977	0,275		1,115							0,279	0,279	0,279	0,279	0,279
171	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Жадрицы (ПС 24)	T-1	35/10	1,6	1977	0,000	18.12.2019	1,115	1,784	12,1	12,8	0,0	0,0	0,0	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
172			T-2	35/10	1,6	1977	0,194		1,115							0,195	0,195	0,195	0,195	0,195
173	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Дубровно (ПС 26)	T-1	35/10	2,5	1979	0,364	20.12.2017	1,115	2,788	14,6	276,5	0,0	0,0	0,0	0,423	0,423	0,423	0,423	0,423
174	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Ратьково (ПС 46)	T-1	35/10	1,6	1969	0,112	19.12.2018	1,115	1,784	7,0	23,0	0,0	0,0	0,0	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115
175	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Хотовань (ПС 51)	T-1	35/10	2,5	1982	0,106	20.12.2017	1,115	2,788	4,2	15,0	0,0	0,0	0,0	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108
176	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Поцелуево (ПС 52)	T-1	35/10	2,5	1981	0,216	21.06.2017	0,91	2,275	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,216	0,216	0,216	0,216	0,216
177	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Боровичи (ПС 55)	T-1	35/10	1,6	1979	0,367	19.06.2019	0,91	1,456	22,9	49,0	0,0	0,0	0,0	0,372	0,372	0,372	0,372	0,372
178	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Миритиницы (ПС 57)	T-1	35/10	2,5	1981	0,000	21.06.2017	0,91	2,275	8,0	135,9	0,0	0,0	0,0	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
179			T-2	35/10	2,5	1981	0,201		0,91							0,209	0,209	0,209	0,209	0,209
180	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Оснюги (ПС 59)	T-1	35/10	1,6	1982	0,221	18.12.2019	1,115	1,784	13,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,221	0,221	0,221	0,221	0,221
181	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Адорье (ПС 60)	T-1	35/10	1,6	1992	0,000	21.06.2017	1,15	1,456	8,4	10,3	0,0	0,0	0,0	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
182			T-2	35/10	1,6	1981	0,135		0,91							0,136	0,136	0,136	0,136	0,136
183	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Полистово (ПС 62)	T-1	35/10	1,6	1999	0,090	20.06.2018	1,15	1,840	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительная допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов период 2020-2024 гг., МВА				
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
184	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Пуш. Горы (ПС 76)	T-1	110/35/10	10	1967	2,262	19.12.2018	1,115	11,150	48,6	447,6	0,0	80,4	600,0	2,286	2,286	2,286	2,286	2,286
185			T-2	110/35/10	16	1967	2,598		1,115							2,644	2,977	2,977	2,977	2,977
186	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Павы (ПС 112)	T-1	110/35/10	6,3	1991	1,490	20.12.2017	1,25	7,875	23,7	63,0	0,0	49,0	0,0	1,502	1,502	1,502	1,502	1,502
187	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Порхов (ПС 115)	T-1	110/10	16	1995	4,365	19.12.2018	1,25	11,150	64,1	555,6	0,0	0,0	0,0	4,420	4,420	4,420	4,420	4,420
188			T-2	110/10	10	1976	2,047		1,115							2,082	2,082	2,082	2,082	2,082
189	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Дно (ПС 116)	T-1	110/35/10	16	1965	1,801	21.06.2017	0,91	9,100	41,3	201,9	0,0	15,0	0,0	1,825	1,825	1,825	1,825	1,825
190			T-2	110/35/10	10	1965	2,330		0,91							2,347	2,347	2,347	2,347	2,347
191	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Дедовичи (ПС 117)	T-1	110/35/10	6,3	1966	0,000	20.12.2017	1,115	7,025	44,0	311,5	0,0	55,5	0,0	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026
192			T-2	110/35/10	10	1966	2,775		1,115							2,806	2,806	2,806	2,806	2,806
193	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Чихачево (ПС 118)	T-1	110/10	6,3	1966	0,000	20.12.2017	1,115	7,025	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
194			T-2	110/10	6,3	1966	0,512		1,115							0,512	0,512	0,512	0,512	0,512
195	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Локня (ПС 119)	T-1	110/35/10	10	1989	0,980	19.12.2018	1,115	7,025	35,0	5,0	0,0	158,9	0,0	0,980	0,980	0,980	0,980	0,980
196			T-2	110/35/10	6,3	1989	1,222		1,115							1,240	1,240	1,240	1,240	1,240
197	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Бежаницы (ПС 147)	T-1	110/35/10	10	1969	0,187	20.12.2017	1,115	11,150	28,3	218,0	0,0	0,0	0,0	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200
198			T-2	110/35/10	16	1969	2,642		1,115							2,663	2,663	2,663	2,663	2,663
199	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Славковичи (ПС 197)	T-1	110/10	3,2	1971	0,000	19.06.2019	0,91	2,275	28,3	86,0	0,0	0,0	0,0	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
200			T-2	110/10	2,5	1971	0,707		0,91							0,711	0,711	0,711	0,711	0,711
201	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Фишнево (ПС 200)	T-1	110/10	2,5	1987	0,055	20.12.2017	1,115	2,788	7,3	35,3	0,0	0,0	0,0	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057
202			T-2	110/10	2,5	1987	0,127		1,115							0,129	0,129	0,129	0,129	0,129
203	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Кудеверь (ПС 201)	T-1	110/35/10	6,3	1988	0,297	21.06.2017	0,91	5,733	4,7	111,0	0,0	0,0	0,0	0,309	0,309	0,309	0,309	0,309

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов период 2020-2024 гг., МВА				
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
204	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Подберезье (ПС 202)	T-1	110/10	4	1974	0,319	21.06.2017	0,91	3,640	8,0	23,3	0,0	0,0	0,0	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322
205	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Пионерный (ПС 219)	T-1	110/6	6,3	1973	1,828	21.06.2017	0,91	5,733	29,0	30,0	0,0	0,0	0,0	1,831	1,831	1,831	1,831	1,831
206	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Махновка (ПС 220)	T-1	110/35/10	6,3	1989	0,344	19.06.2019	0,91	5,733	5,5	0,0	0,0	5,4	0,0	0,345	0,345	0,345	0,345	0,345
207	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Крестилово (ПС 241)	T-1	110/10	2,5	1975	0,286	18.12.2019	1,115	2,788	20,2	35,0	0,0	0,0	0,0	0,288	0,288	0,288	0,288	0,288
208			T-2	110/10	2,5	1975	0,218		1,115							0,220	0,220	0,220	0,220	0,220
209	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Ашево (ПС 254)	T-1	110/10	2,5	1976	0,182	20.06.2018	0,91	2,275	24,6	10,0	0,0	0,0	0,0	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183
210			T-2	110/10	2,5	1976	0,432		0,91							0,433	0,433	0,433	0,433	0,433
211	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ СУ ГРЭС (ПС 281)	T-1	110/6	6,3	1978	1,413	20.12.2017	1,115	7,025	22,4	510,0	0,0	0,0	0,0	1,526	1,526	1,526	1,526	1,526
212	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Новоржев (ПС 284)	T-1	110/35/10	6,3	1978	1,646	19.12.2018	1,115	7,025	62,7	130,7	0,0	89,9	0,0	1,660	1,660	1,660	1,660	1,660
213			T-2	110/35/10	6,3	1978	2,303		1,115							2,314	2,314	2,314	2,314	2,314
214	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Вольшево (ПС 302)	T-1	110/10	2,5	1980	0,490	19.12.2018	1,115	2,788	19,6	13,0	0,0	0,0	0,0	0,490	0,490	0,490	0,490	0,490
215			T-2	110/10	6,3	1980	0,000		1,115							0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
216	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Хилово (ПС 357)	T-1	110/10	2,5	1981	0,220	19.06.2019	0,91	2,275	43,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,220	0,220	0,220	0,220	0,220
217			T-2	110/10	2,5	1981	0,856		0,91							0,856	0,856	0,856	0,856	0,856
218	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Полное (ПС 358)	T-1	110/10	6,3	1982	0,635	21.06.2017	0,91	5,733	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,635	0,635	0,635	0,635	0,635
219			T-2	110/10	6,3	1982	0,624		0,91							0,624	0,624	0,624	0,624	0,624
220	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Поляне (ПС 384)	T-1	110/10	2,5	1982	0,013	20.06.2018	0,91	2,275	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013
221			T-2	110/10	2,5	1982	0,092		0,91							0,092	0,092	0,092	0,092	0,092

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительная допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов период 2020-2024 гг., МВА				
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
222	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Пожеревицы (ПС 387)	T-1	110/10	2,5	1986	0,475	18.12.2019	1,115	2,788	25,7	3,5	0,0	0,0	0,0	0,475	0,475	0,475	0,475	0,475
223			T-2	110/10	2,5	1986	0,168		1,115							0,168	0,168	0,168	0,168	0,168
224	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ ЗСК (ПС 388)	T-1	110/10	10	1987	2,322	21.06.2017	0,91	9,100	46,4	48,0	0,0	0,0	0,0	2,325	2,325	2,325	2,325	2,325
225			T-2	110/10	10	1987	2,319		0,91							2,322	2,322	2,322	2,322	2,322
226	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Поддубье (ПС 10)	T-1	35/10	1,6	1990	0,000	20.06.2018	0,91	1,456	15,6	1139,9	0,0	0,0	0,0	0,059	0,092	0,092	0,092	0,092
227			T-2	35/10	1,6	1990	0,250		0,91							0,309	0,342	0,342	0,342	0,342
228	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Остров-3 (ПС 14)	T-1	35/6	2,5	1967	0,824	19.12.2018	1,115	2,788	48,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,824	0,824	0,824	0,824	0,824
229			T-2	35/6	2,5	1967	0,375		1,115							0,375	0,375	0,375	0,375	0,375
230	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Криуха (ПС 20)	T-1	35/10	1,6	1976	0,162	21.06.2017	0,91	1,456	10,1	8,0	0,0	0,0	0,0	0,163	0,163	0,163	0,163	0,163
231	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Жавры (ПС 22)	T-1	35/10	1,6	1976	0,195	18.12.2019	1,115	1,784	16,1	20,0	1200,0	0,0	0,0	0,196	0,529	0,529	0,529	0,529
232			T-2	35/10	1,6	1976	0,063		1,115							0,064	0,397	0,397	0,397	0,397
233	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Максютино (ПС 29)	T-1	35/10	1	1956	0,000	21.06.2017	0,91	0,910	63,4	112,0	0,0	0,0	0,0	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
234			T-2	35/10	1,6	1956	0,634		0,91							0,647	0,647	0,647	0,647	0,647
235	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Бояриново (ПС 31)	T-1	35/10	1,6	1985	0,000	20.06.2018	0,91	1,456	16,1	64,0	0,0	0,0	0,0	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
236			T-2	35/10	1,6	1985	0,257		0,91							0,261	0,261	0,261	0,261	0,261
237	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Алоль (ПС 32)	T-1	35/10	1,6	1975	0,000	19.06.2019	0,91	1,456	23,8	315,0	0,0	0,0	0,0	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
238			T-2	35/10	1,6	1975	0,381		0,91							0,406	0,406	0,406	0,406	0,406
239	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Шильское (ПС 41)	T-1	35/10	2,5	1957	0,748	18.12.2019	1,115	2,788	29,9	179,0	0,0	0,0	0,0	0,775	0,775	0,775	0,775	0,775
240	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Сосн. Бор (ПС 42)	T-1	35/6	1,6	1966	0,502	19.12.2018	1,115	1,784	44,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,502	0,502	0,502	0,502	0,502
241			T-2	35/6	1,6	1966	0,206		1,115							0,206	0,206	0,206	0,206	0,206

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительная допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов период 2020-2024 гг., МВА				
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
242	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Календово (ПС 43)	T-1	35/10	2,5	1986	0,193	19.12.2018	1,115	2,788	15,0	33,0	0,0	0,0	0,0	0,195	0,195	0,195	0,195	0,195
243			T-2	35/10	2,5	1986	0,182		1,115							0,184	0,184	0,184	0,184	0,184
244	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Платишино (ПС 63)	T-1	35/10	1,6	1982	0,000	19.12.2018	1,115	1,784	8,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
245			T-2	35/10	1,6	1982	0,135		1,115							0,135	0,135	0,135	0,135	0,135
246	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Сергейцево (ПС 66)	T-1	35/10	2,5	1982	0,000	18.12.2019	1,115	2,788	9,6	140,0	0,0	0,0	0,0	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
247			T-2	35/10	2,5	1982	0,240		1,115							0,256	0,256	0,256	0,256	0,256
248	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Остров (ПС 68)	T-1	110/35/10	25	1978	4,286	20.12.2017	1,115	17,840	70,7	473,5	0,0	573,9	0,0	4,358	4,358	4,358	4,358	4,358
249			T-2	110/35/10	16	1982	7,026		1,115							7,155	7,155	7,155	7,155	7,155
250	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Духново (ПС 71)	T-1	35/10	1,6	1985	0,000	19.12.2018	1,115	1,784	9,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
251			T-2	35/10	1,6	1985	0,158		1,115							0,158	0,158	0,158	0,158	0,158
252	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Осыно (ПС 75)	T-1	35/10	1,6	1984	0,000	19.12.2018	1,115	1,784	14,4	115,0	0,0	0,0	0,0	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
253			T-2	35/10	1,6	1984	0,231		1,115							0,240	0,240	0,240	0,240	0,240
254	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Дружба (ПС 79)	T-2	35/10	2,5	1986	0,000	21.06.2017	0,91	2,275	51,8	160,0	0,0	0,0	0,0	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017
255			T-1	35/10	2,5	1986	1,294		0,91							1,311	1,311	1,311	1,311	1,311
256	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Березка (ПС 81)	T-1	35/10	4	1990	0,444	18.12.2019	1,115	4,460	11,1	380,0	0,0	0,0	0,0	0,528	0,528	0,528	0,528	0,528
257	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Алексеевка (ПС 83)	T-1	35/10	2,5	1992	0,155	19.12.2018	1,25	3,125	6,2	10,0	0,0	0,0	0,0	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156
258	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Идрица (ПС 133)	T-1	110/35/10	16	1977	2,756	19.12.2018	1,115	11,150	44,1	184,5	0,0	2125,9	0,0	3,075	3,142	3,142	3,142	3,142
259			T-2	110/35/10	10	1978	1,649		1,115							1,661	1,661	1,661	1,661	1,661
260	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Черская (ПС 140)	T-1	110/10	2,5	1964	0,534	19.12.2018	1,115	2,788	21,4	58,2	0,0	0,0	0,0	0,540	0,540	0,540	0,540	0,540

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов период 2020-2024 гг., МВА				
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
261	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Пыталово (ПС 148)	T-1	110/35/10	6,3	1982	1,456	20.12.2017	1,115	7,025	56,0	699,0	0,0	0,0	0,0	1,531	1,531	1,531	1,531	1,531
262			T-2	110/35/10	6,3	1982	2,072		1,115							2,147	2,147	2,147	2,147	2,147
263	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Воронцово (ПС 149)	T-1	110/10	6,3	1985	0,312	20.06.2018	0,91	5,733	9,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312
264			T-2	110/10	6,3	1985	0,308		0,91							0,308	0,308	0,308	0,308	0,308
265	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Макушино (ПС 160)	T-1	110/10	2,5	1990	0,196	21.06.2017	0,91	2,275	7,8	17,5	0,0	0,0	0,0	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198
266	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Опочка (ПС 161)	T-1	110/35/10	16	1969	3,242	20.12.2017	1,115	17,840	41,2	2261,5	0,0	195,5	0,0	3,478	3,478	3,478	3,478	3,478
267			T-2	110/35/10	16	1969	3,355		1,115							3,619	3,619	3,619	3,619	3,619
268	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Гривы (ПС 203)	T-2	110/10	2,5	1988	0,104	19.12.2018	1,115	2,788	4,2	0,5	0,0	0,0	0,0	0,104	0,104	0,104	0,104	0,104
269	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Крюки (ПС 216)	T-1	110/10	6,3	1975	0,570	20.12.2017	1,115	7,025	18,4	21,3	0,0	0,0	0,0	0,571	0,571	0,571	0,571	0,571
270			T-2	110/10	6,3	1975	0,591		1,115							0,592	0,592	0,592	0,592	0,592
271	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Рубилово (ПС 221)	T-2	110/10	6,3	1974	0,254	19.12.2018	1,115	7,025	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,254	0,254	0,254	0,254	0,254
272	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Красногородск (ПС 285)	T-1	110/35/10	10	1981	1,025	18.12.2019	1,115	11,150	23,6	2080,5	0,0	10,0	600,0	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252
273			T-2	110/35/10	10	1981	1,338		1,115							1,566	1,899	1,899	1,899	1,899
274	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Гавры (ПС 287)	T-1	110/10	2,5	1979	0,755	20.12.2017	1,115	2,788	30,2	21,0	0,0	0,0	0,0	0,757	0,757	0,757	0,757	0,757
275	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Линово (ПС 288)	T-1	110/10	2,5	1977	0,344	20.12.2017	1,115	2,788	13,8	15,0	0,0	0,0	0,0	0,346	0,346	0,346	0,346	0,346
276	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Беляево (ПС 289)	T-1	110/10	2,5	1977	0,000	18.12.2019	1,115	2,788	8,0	17,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
277			T-2	110/10	2,5	1977	0,199		1,115							0,200	0,200	0,200	0,200	0,200

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительная допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов период 2020-2024 гг., МВА				
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
278	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Пустошка (ПС 309)	T-1	110/35/10	6,3	1982	1,855	19.12.2018	1,115	7,025	50,2	727,5	0,0	226,0	0,0	1,961	1,961	1,961	1,961	1,961
279			T-2	110/35/10	6,3	1982	1,306		1,115							1,371	1,371	1,371	1,371	1,371
280	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Себеж (ПС 312)	T-1	110/35/10	10	1979	3,156	19.12.2018	1,115	11,150	74,5	368,0	0,0	0,0	0,0	3,183	3,183	3,183	3,183	3,183
281			T-2	110/35/10	10	1979	4,295		1,115							4,322	4,322	4,322	4,322	4,322
282	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Лягуны (ПС 313)	T-2	110/10	10	1980	0,456	18.12.2019	1,115	11,150	4,6	16,0	0,0	0,0	0,0	0,458	0,458	0,458	0,458	0,458
283	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Подлипые (ПС 356)	T-1	110/10	6,3	1982	0,118	18.12.2019	1,115	7,025	8,6	15,0	0,0	0,0	0,0	0,118	0,119	0,119	0,119	0,119
284			T-2	110/10	6,3	1982	0,424		1,115							0,424	0,425	0,425	0,425	0,425
285	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ СОМ (ПС 363)	T-1	110/10	10	1978	0,407	19.12.2018	1,115	11,150	13,1	41,2	0,0	0,0	0,0	0,409	0,409	0,409	0,409	0,409
286			T-2	110/10	10	1978	0,901		1,115							0,903	0,903	0,903	0,903	0,903
287	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Скуратово (ПС 371)	T-1	110/10	2,5	1977	0,197	20.12.2017	1,115	2,788	7,9	40,8	0,0	0,0	0,0	0,202	0,202	0,202	0,202	0,202
288	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Мякишево (ПС 372)	T-1	110/10	2,5	1982	0,278	19.06.2019	0,91	2,275	11,1	42,0	0,0	0,0	0,0	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283
289	ООО «Лесозавод Судомо»	ПС 110 кВ Судомо (ПС 218)	T-1	110/10	6,3	н/д	1,487	18.12.2019	1,115	7,025	23,6	0,0	0,0	0,0	0,0	1,487	1,487	1,487	1,487	1,487
290	ООО «Энергосети»	ПС 110 кВ Радиозаводская (ПС 175)	T-1	110/6	15	1968	2,190	19.12.2018	1,115	16,725	19,9	42,0	0,0	0,0	0,0	2,192	2,192	2,192	2,192	2,192
291			T-2	110/35/6	15	1959	0,790		1,115							0,792	0,792	0,792	0,792	0,792
292	Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Северо-Запада Новгородское ПМЭС	ПС 330 кВ Новосокольники	T-1	110/35/10	10	1966	2,214	19.12.2018	1,115	11,150	44,3	0,0	0,0	85,0	0,0	2,223	2,223	2,223	2,223	2,223
293			T-2	110/35/10	10	1976	2,214		1,115							2,214	2,214	2,214	2,214	2,214

Продолжение таблицы 49

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длиительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2024 г. с учетом возможности перевода нагрузки МВА
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.			
1	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Должицы (ПС 2)	T-1	35/10	1,6	1983	0,258	19.12.2018	1,115	1,784	24,1	46,0	0,0	0,0	0,0	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	1,393	0,0	0,0
2			T-2	35/10	1,6	1983	0,128		1,115														
3	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Талецы (ПС 3)	T-1	35/10	1,6	1963	0,085	20.12.2017	1,115	1,784	5,3	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	1,699	0,0	0,0
4	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Чернево (ПС 4)	T-1	35/10	2,5	1974	0,691	19.12.2018	1,115	2,788	33,4	411,0	0,0	0,0	0,0	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	1,867	0,0	0,0
5			T-2	35/10	2,5	1974	0,145		1,115														
6	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Юбилейная (ПС 5)	T-1	35/10	1,6	1975	0,052	20.12.2017	1,115	1,784	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	1,732	0,0	0,0
7			T-2	35/10	1,6	1975	0,000		1,115														
8	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Юшково (ПС 6)	T-1	35/10	1,6	1991	0,036	19.06.2019	1,15	1,840	4,4	26,0	0,0	0,0	0,0	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	1,767	0,0	0,0
9			T-2	35/10	1,6	1991	0,034		1,15														
10	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Палкино (ПС 7)	T-1	35/10	4	1966	0,770	19.12.2018	1,115	4,460	51,2	377,4	0,0	0,0	0,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	2,341	0,0	0,0
11			T-2	35/10	4	1966	1,279		1,115														
12	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Смуравьево (ПС 8)	T-1	35/10	4	1964	0,109	20.12.2017	1,115	4,460	15,0	68,0	0,0	0,0	0,0	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	3,852	0,0	0,0
13			T-3	35/10	4	1964	0,491		1,115														
14	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Ротово (ПС 9)	T-1	35/10	2,5	1970	0,395	20.06.2018	0,91	1,456	49,7	87,0	0,0	0,0	0,0	50,7	50,7	50,7	50,7	50,7	0,645	0,0	0,0
15			T-2	35/10	1,6	1970	0,400		0,91														
16	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Лавры (ПС 11)	T-1	35/10	1,6	1974	0,355	19.06.2019	0,91	1,456	29,1	18,5	0,0	0,0	0,0	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	0,988	0,0	0,0
17			T-2	35/10	1,6	1974	0,111		0,91														

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2024 г. с учетом возможности перевода нагрузки МВА
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.			
18	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Творожково (ПС 15)	T-1	35/10	1,6	1970	0,180	18.12.2019	1,115	1,784	11,3	105,0	0,0	0,0	0,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	1,592	0,0	0,0
19	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Владимирские лагеря (ПС 17)	T-1	35/10	6,3	1995	0,455	20.12.2017	1,25	7,875	15,7	0,0	0,0	0,0	0,0	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	6,889	0,0	0,0
20			T-2	35/10	6,3	1995	0,531		1,25														
21	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Нов.Уситава (ПС 25)	T-1	35/10	2,5	1975	0,196	20.12.2017	1,115	2,788	13,1	215,2	0,0	0,0	0,0	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	2,419	0,0	0,0
22			T-2	35/10	2,5	1975	0,132		1,115														
23	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Андромер (ПС 27)	T-1	35/10	1,6	1976	0,265	19.12.2018	1,115	1,784	16,6	40,0	0,0	0,0	0,0	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	1,515	0,0	0,0
24			T-2	35/10	1,6	1977	0,000		1,115														
25	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Ждани (ПС 45)	T-1	35/10	1,6	1976	0,059	20.12.2017	1,115	1,784	6,4	30,0	0,0	0,0	0,0	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	1,678	0,0	0,0
26			T-2	35/10	1,6	1976	0,044		1,115														
27	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Псков (ПС 53)	T-1	110/10/6	40	1957	23,966	20.12.2017	1,115	44,600	66,3	2852,0	0,0	0,0	0,0	67,8	67,8	67,8	67,8	67,8	17,494	0,0	0,0
28			T-2	110/10/6	40	1957	2,551		1,115														
29	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Струги Красные (ПС 61)	T-1	110/35/10	10	1966	2,613	20.12.2017	1,115	11,150	43,8	495,8	680,0	105,0	0,0	44,7	50,0	50,0	50,0	50,0	6,152	0,0	0,0
30			T-2	110/35/10	10	1966	1,763		1,115														
31	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Карамышево (ПС 64)	T-1	110/35/10	10	1981	0,958	20.12.2017	1,115	11,150	19,2	269,8	0,0	301,5	0,0	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	9,117	0,0	0,0
32			T-2	110/35/10	10	1981	0,958		1,115														
33	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Изборск (ПС 69)	T-1	110/35/10	10	1972	1,201	19.12.2018	1,115	7,025	50,7	139,8	0,0	285,0	0,0	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	3,760	0,0	0,0
34			T-2	110/35/10	6,3	1972	1,996		1,115														
35	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Б.Загорье (ПС 72)	T-1	35/10	1,6	1983	0,116	21.06.2017	0,91	1,456	12,0	25,0	0,0	0,0	0,0	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	1,261	0,0	0,0
36			T-2	35/10	1,6	1983	0,076		0,91														

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2024 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.			
37	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Лынокомбинат (ПС 73)	T-1	110/6	16	1970	9,106	20.12.2017	1,115	17,840	93,2	1269,0	0,0	0,0	0,0	94,7	94,7	94,7	94,7	94,7	2,682	0,0	0,0
38			T-2	110/6	16	1980	5,799		1,115														
39	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Печоры (ПС 74)	T-1	110/10	10	1965	2,964	20.12.2017	1,115	7,025	89,2	369,0	0,0	0,0	0,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	1,357	0,0	0,0
40			T-2	110/10	6,3	1965	2,655		1,115														
41	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Чудская (ПС 80)	T-1	35/10	4	1989	0,000	20.06.2018	0,91	3,640	20,7	1700,0	0,0	0,0	0,0	29,7	29,7	29,7	29,7	29,7	2,452	0,0	0,0
42			T-2	35/10	4	1989	0,826		0,91														
43	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Заплюсье (ПС 85)	T-1	35/10	1,6	1960	0,371	19.12.2018	1,115	1,784	46,8	195,0	0,0	0,0	0,0	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2	0,997	0,0	0,0
44			T-2	35/10	1,6	1960	0,378		1,115														
45	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Северная (ПС 100)	T-1	110/10	6,3	1990	2,317	19.12.2018	1,115	7,025	64,4	0,0	0,0	0,0	0,0	64,4	64,4	64,4	64,4	64,4	2,966	0,0	0,0
46			T-2	110/10	6,3	1990	1,742		1,115														
47	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Плюсса (ПС 113)	T-1	110/35/10	6,3	1967	1,237	19.12.2018	1,115	7,025	58,7	654,8	0,0	258,0	0,0	60,8	61,2	61,2	61,2	61,2	3,172	0,0	0,0
48			T-2	110/35/10	6,3	1967	2,462		1,115														
49	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Речная (ПС 126)	T-1	110/6	15	1966	6,390	20.12.2017	1,115	16,725	73,0	769,2	0,0	0,0	0,0	73,7	73,7	73,7	73,7	73,7	5,664	0,0	0,0
50			T-2	110/6	25	2010	4,553		1,25														
51	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Середка (ПС 138)	T-1	110/10	6,3	1979	1,899	20.12.2017	1,115	7,025	30,1	72,6	0,0	0,0	0,0	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	5,117	0,0	0,0
52			T-2	110/10	6,3	1979	0,000		1,115														
53	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Полна (ПС 146)	T-1	110/10	2,5	1985	1,873	20.12.2017	1,115	2,788	74,9	3636,2	0,0	0,0	0,0	102,3	102,3	102,3	102,3	102,3	0,230	0,0	0,0
54			T-2	110/10	2,5	1985	0,000		1,115														
55	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Новоселье (ПС 163)	T-1	110/10	6,3	1971	0,000	20.12.2017	1,115	2,788	67,4	152,6	0,0	0,0	0,0	68,1	68,1	68,1	68,1	68,1	1,085	0,0	0,0
56			T-2	110/10	2,5	1971	1,686		1,115														

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме n-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2024 г. с учетом возможности перевода нагрузки МВА
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.			
57	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Писковичи (ПС 172)	T-1	110/10	10	1968	2,485	19.12.2018	1,115	11,150	36,3	1201,8	0,0	0,0	0,0	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	7,363	0,0	0,0
58			T-2	110/10	10	1968	1,144		1,115														
59	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Гдов (ПС 192)	T-1	110/35/10	10	1982	2,294	19.12.2018	1,115	11,150	46,0	1045,0	0,0	1768,0	0,0	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6	5,986	0,0	0,0
60			T-2	110/35/10	10	1982	2,310		1,115														
61	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Псковкирпич (ПС 198)	T-1	110/10	10	1971	2,735	20.12.2017	1,115	7,025	65,9	646,2	0,0	0,0	0,0	67,9	67,9	67,9	67,9	67,9	2,747	0,0	0,0
62			T-2	110/10	6,3	1971	1,418		1,115														
63	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ ГИК (ПС 205)	T-1	110/10	10	1989	3,463	21.06.2017	0,91	9,100	34,6	416,1	0,0	0,0	0,0	35,2	35,2	35,2	35,2	35,2	5,580	0,0	0,0
64	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Крипецы (ПС 217)	T-1	110/10	2,5	1978	1,595	20.12.2017	1,115	2,788	63,8	93,7	0,0	0,0	0,0	64,2	64,2	64,2	64,2	64,2	1,182	0,0	0,0
65	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Верхолино (ПС 240)	T-1	110/10	2,5	1976	0,424	19.12.2018	1,115	2,788	30,3	474,5	0,0	0,0	0,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	1,937	0,0	0,0
66			T-2	110/10	2,5	1982	0,333		1,115														
67	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Тямша (ПС 253)	T-1	110/10	10	1976	3,370	19.12.2018	1,115	11,150	60,5	1292,0	0,0	0,0	0,0	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	4,956	0,0	0,0
68			T-2	110/10	10	1976	2,680		1,115														
69	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Стремутка (ПС 255)	T-1	110/10	6,3	1976	1,981	20.12.2017	1,115	7,025	46,6	407,3	0,0	0,0	0,0	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	4,038	0,0	0,0
70			T-2	110/10	6,3	1976	0,955		1,115														
71	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Овище (ПС 282)	T-1	110/10	25	1977	5,599	20.12.2017	1,115	27,875	41,1	1992,6	11018,0	0,0	0,0	56,4	59,7	59,7	59,7	59,7	12,946	0,0	0,0
72			T-2	110/10	25	1977	4,666		1,115														
73	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283)	T-1	110/10	40	1979	12,522	19.12.2018	1,115	44,600	59,3	4226,8	3450,0	0,0	0,0	63,5	65,3	65,3	69,7	69,7	16,709	0,0	0,0
74			T-2	110/10	40	1979	11,216		1,115														

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длиительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2024 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.			
75	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Лудони (ПС 314)	T-1	110/10	2,5	1982	0,327	19.12.2018	1,115	2,788	13,1	22,0	0,0	0,0	0,0	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	2,458	0,0	0,0
76	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Заводская (ПС 328)	T-1	110/10/6	25	1978	5,033	19.12.2018	1,115	27,875	37,0	1485,3	0,0	0,0	0,0	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	18,326	0,0	0,0
77			T-2	110/10/6	25	1978	4,207		1,115														
78	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	T-1	110/35/10	6,3	1981	1,636	19.12.2018	1,115	1,784	102,3	454,6	0,0	464,0	0,0	112,3	112,3	112,3	112,3	112,3	-0,014	1,600	1,586
79			T-2	35/10	1,6	1981	0,000		1,115														
80	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Крупн (ПС 361)	T-1	110/10	2,5	1982	0,982	19.12.2018	1,115	2,788	39,3	153,0	0,0	0,0	0,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	1,789	0,0	0,0
81	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Родовое (ПС 373)	T-1	110/10	2,5	1983	0,180	18.12.2019	1,115	2,788	7,2	173,2	0,0	0,0	0,0	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	2,572	0,0	0,0
82	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Кирово (ПС 385)	T-1	110/10	6,3	1986	0,285	18.12.2019	1,115	7,025	4,5	732,0	0,0	0,0	0,0	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	6,579	0,0	0,0
83	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Качаново (ПС 386)	T-1	110/35/10	6,3	1978	0,417	20.06.2018	0,91	5,733	6,6	34,5	0,0	35,3	0,0	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	5,308	0,0	0,0
84	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ ЭТЗ (ПС 399)	T-1	110/10	25	1975	6,247	20.12.2017	1,115	27,875	31,3	135,4	0,0	0,0	0,0	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	20,012	0,0	0,0
85			T-2	110/10	25	1975	1,590		1,115														
86	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ ПКК (ПС 504)	T-1	110/10	16	1970	3,346	21.06.2017	0,91	14,560	39,1	15,0	0,0	0,0	0,0	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	8,302	0,0	0,0
87			T-2	110/10	16	1970	2,910		0,91														
88	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Кебь (ПС 505)	T-2	110/10	2,5	1986	0,940	20.06.2018	0,91	2,275	37,6	601,3	0,0	0,0	0,0	40,7	42,0	42,0	42,0	42,0	1,224	0,0	0,0

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2024 г. с учетом возможности перевода нагрузки МВА	
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.				
89	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Добручи (ПС 508)	T-1	110/10	2,5	1986	0,600	21.06.2017	0,91	2,275	45,1	1039,5	0,0	0,0	0,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	0,999	0,0	0,0	
90			T-2	110/10	2,5	1986	0,527	0,91																
91	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Глазуново (ПС 30)	T-1	35/10	1,6	1985	0,787	20.06.2018	0,91	1,456	80,8	0,7	0,0	0,0	0,0	80,8	80,8	80,8	80,8	80,8	0,164	0,0	0,0	
92			T-2	35/10	1,6	1985	0,505	0,91																
93	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Островки (ПС 33)	T-1	35/10	1,6	1975	0,122	20.12.2017	1,115	1,784	23,1	74,0	0,0	0,0	0,0	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	1,406	0,0	0,0	
94			T-2	35/10	1,6	1975	0,248	1,115																
95	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Рожковичи (ПС 34)	T-1	35/10	2,5	1980	0,109	18.12.2019	1,115	2,788	8,8	47,0	0,0	0,0	0,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	2,562	0,0	0,0	
96			T-2	35/10	2,5	1980	0,111	1,115																
97	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Черпесса (ПС 35)	T-1	35/10	1,6	1982	0,035	20.12.2017	1,115	1,784	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	1,749	0,0	0,0	
98	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Борки (ПС 37)	T-1	35/10	2,5	1974	0,657	20.12.2017	1,115	1,784	55,9	150,0	0,0	0,0	0,0	0,0	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	0,867	0,0	0,0
99			T-2	35/10	1,6	1974	0,237	1,115																
100	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Усмынь (ПС 38)	T-1	35/10	2,5	1970	0,207	19.12.2018	1,115	2,788	8,3	0,0	0,0	0,0	0,0	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	2,581	0,0	0,0	
101	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Лехово (ПС 39)	T-1	35/10	4	2014	1,346	19.06.2019	1,15	4,600	35,4	12,0	0,0	0,0	0,0	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4	3,184	0,0	0,0	
102			T-2	35/10	4	2014	0,069	1,15																
103	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Усвяты (ПС 40)	T-1	35/10	4	1968	0,883	19.12.2018	1,115	4,460	50,2	27,0	0,0	0,0	0,0	50,3	50,3	50,3	50,3	50,3	2,448	0,0	0,0	
104			T-2	35/10	4	1968	1,126	1,115																
105	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Раменье (ПС 44)	T-1	35/10	1,6	1986	0,088	19.06.2019	0,91	1,456	8,9	11,0	0,0	0,0	0,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	1,313	0,0	0,0	
106			T-2	35/10	1,6	1986	0,054	0,91																

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2024 г. с учетом возможности перевода нагрузки МВА
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.			
107	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Тимофеевка (ПС 48)	T-1	35/10	2,5	1984	1,738	21.06.2017	0,91	2,275	69,5	8,0	0,0	0,0	0,0	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	0,536	0,0	0,0
108			T-2	35/10	2,5	1984	0,000		0,91														
109	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Усть-Дольссы (ПС 49)	T-1	35/10	1,6	1970	1,034	20.06.2018	0,91	1,456	64,6	156,0	0,0	0,0	0,0	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7	0,405	0,0	0,0
110			T-2	35/10	1,6	1970	0,000		0,91														
111	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Туричино (ПС 50)	T-1	35/10	2,5	1989	0,136	19.12.2018	1,115	2,788	9,8	8,0	0,0	0,0	0,0	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	2,542	0,0	0,0
112			T-2	35/10	2,5	1973	0,109		1,115														
113	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Назимово (ПС 54)	T-1	35/10	1,6	1978	0,101	20.12.2017	1,115	1,784	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	1,683	0,0	0,0
114	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Пухново (ПС 56)	T-1	35/10	2,5	1979	0,121	19.12.2018	1,115	2,788	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	2,667	0,0	0,0
115	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Тарасы (ПС 58)	T-1	35/10	1,6	1979	0,039	19.12.2018	1,115	1,784	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	1,745	0,0	0,0
116	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Новохананск (ПС 65)	T-1	35/10	2,5	1986	0,180	19.12.2018	1,115	2,788	12,2	0,0	0,0	0,0	0,0	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	2,483	0,0	0,0
117			T-2	35/10	2,5	1986	0,125		1,115														
118	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Каськово (ПС 67)	T-1	35/10	2,5	1984	0,253	19.12.2018	1,115	2,788	20,9	90,0	0,0	0,0	0,0	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	2,246	0,0	0,0
119			T-2	35/10	2,5	1984	0,269		1,115														
120	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ В.Луки (ПС 70)	T-1	110/35/6	40	1974	7,670	20.12.2017	1,115	44,600	55,7	1795,7	3000,0	368,0	0,0	60,9	60,9	60,9	60,9	60,9	20,228	0,0	0,0
121			T-2	110/35/6	40	1973	14,611		1,115														
122	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Демидово (ПС 77)	T-1	35/10	2,5	1987	0,371	19.12.2018	1,115	1,784	55,4	2,0	0,0	0,0	0,0	55,5	55,5	55,5	55,5	55,5	0,897	0,0	0,0
123			T-2	35/10	1,6	1987	0,516		1,115														

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2024 г. с учетом возможности перевода нагрузки МВА
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.			
124	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Дубрава (ПС 78)	T-1	35/10	6,3	1986	2,885	20.12.2017	1,115	7,025	45,8	342,5	0,0	0,0	0,0	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6	4,090	0,0	0,0
125	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Опухлики (ПС 82)	T-1	35/10	1,6	1991	0,598	19.06.2019	1,15	1,840	37,4	27,0	0,0	0,0	0,0	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	1,239	0,0	0,0
126			T-2	35/10	1,6	1991	0,000		1,15														
127	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Невель-1 (ПС 114)	T-1	110/35/10	16	1967	3,816	20.12.2017	1,115	17,840	65,6	335,5	2300,0	94,0	0,0	65,9	73,9	73,9	73,9	73,9	6,016	0,0	0,0
128			T-2	110/35/10	16	1967	6,674		1,115														
129	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Невель-2 (ПС 129)	T-1	110/10	10	1992	2,473	19.06.2019	1,15	11,500	49,5	24,0	0,0	0,0	0,0	49,5	49,5	49,5	49,5	49,5	6,551	0,0	0,0
130			T-2	110/10	10	1992	2,473		1,15														
131	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Рябики (ПС 130)	T-1	110/10/6	25	1968	8,258	19.12.2018	1,115	27,875	60,2	1834,5	1300,0	0,0	0,0	61,7	64,6	64,6	64,6	64,6	11,736	0,0	0,0
132			T-2	110/10/6	25	1968	6,794		1,115														
133	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Булынино (ПС 136)	T-1	110/10	6,3	1994	2,219	19.12.2018	1,25	7,875	35,2	931,0	0,0	0,0	0,0	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	5,514	0,0	0,0
134	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Кунья (ПС 139)	T-1	110/35/10	10	1964	4,149	20.12.2017	1,115	11,150	47,7	686,9	800,0	113,5	0,0	53,8	53,8	53,8	53,8	53,8	5,775	0,0	0,0
135			T-2	110/35/10	10	1964	0,616		1,115														
136	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ В.Луки ФТП (ПС 157)	T-1	110/6	25	1969	3,561	20.12.2017	1,115	27,875	21,3	152,0	0,0	0,0	0,0	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	22,543	0,0	0,0
137			T-2	110/6	25	1969	1,754		1,115														
138	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Сиверст (ПС 167)	T-1	110/35/10	6,3	1989	4,973	20.06.2018	0,91	5,733	87,6	715,0	0,0	14,2	0,0	94,8	94,8	94,8	94,8	94,8	-0,241	0,500	0,259
139			T-2	110/35/10	10	1989	0,548		0,91														
140	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Плакино (ПС 168)	T-1	110/35/10	6,3	1989	0,346	19.12.2018	1,115	7,025	5,5	6,0	0,0	0,0	0,0	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	6,678	0,0	0,0

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2024 г. с учетом возможности перевода нагрузки МВА
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.			
141	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Насва (ПС 173)	T-1	110/10	6,3	1969	0,228	19.12.2018	1,115	7,025	7,6	660,0	0,0	0,0	0,0	7,6	9,9	9,9	9,9	9,9	6,398	0,0	0,0
142			T-2	110/10	6,3	1969	0,252		1,115														
143	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Пустыньки (ПС 204)	T-1	110/10	2,5	1968	0,582	19.12.2018	1,115	2,788	23,3	77,0	0,0	0,0	0,0	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	2,197	0,0	0,0
144	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Реостат (ПС 206)	T-1	110/6	10	2007	5,753	20.12.2017	1,25	12,500	57,5	90,0	0,0	0,0	0,0	57,6	57,6	57,6	57,6	57,6	6,737	0,0	0,0
145	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Переслегино (ПС 236)	T-1	110/10	6,3	1975	1,413	18.12.2019	1,115	7,025	33,0	777,5	0,0	0,0	0,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	4,818	0,0	0,0
146			T-2	110/10	6,3	1975	0,663		1,115														
147	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Недомерки (ПС 286)	T-1	110/10	6,3	1978	0,714	19.12.2018	1,115	7,025	12,1	3716,4	0,0	0,0	0,0	12,1	12,1	44,9	58,0	58,0	3,370	0,0	0,0
148			T-2	110/10	6,3	1978	0,050		1,115														
149	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Маево (ПС 311)	T-1	110/10	6,3	1979	0,000	19.06.2019	0,91	5,733	19,2	126,0	0,0	0,0	0,0	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4	4,511	0,0	0,0
150			T-2	110/10	6,3	1979	1,208		0,91														
151	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ НПС Невель (ПС 342)	T-1	110/10	25	1982	0,152	20.12.2017	1,115	27,875	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	27,723	0,0	0,0
152	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ НПС В.Луки (ПС 343)	T-1	110/10	25	1984	0,194	20.12.2017	1,115	27,875	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	27,681	0,0	0,0
153			T-2	110/10	25	1984	0,000		1,115														
154	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ ВЗЦА (ПС 348)	T-1	110/10	25	1980	10,819	21.06.2017	0,91	22,750	92,1	1793,0	0,0	0,0	0,0	93,4	93,4	93,4	93,4	93,4	-0,593	0,000	-0,593
155			T-2	110/10	63	1980	12,197		0,91														
156	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Суханово (ПС 352)	T-1	110/10	6,3	1981	0,584	18.12.2019	1,115	7,025	9,3	1129,0	0,0	0,0	0,0	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	6,200	0,0	0,0

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2024 г. с учетом возможности перевода нагрузки МВА
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.			
157	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Поречье (ПС 359)	T-1	110/35/10	10	1982	3,365	19.06.2019	0,91	5,733	107,5	69,0	0,0	202,5	0,0	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	-1,079	1,700	0,621
158			T-2	110/35/10	6,3	1982	3,410	0,91															
159	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Щербино (ПС 506)	T-1	110/10	2,5	1984	0,298	20.12.2017	1,115	2,788	11,9	1,5	0,0	0,0	0,0	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	2,489	0,0	0,0
160	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Малахово (ПС 507)	T-1	110/10	2,5	1980	0,502	20.12.2017	1,115	2,788	20,1	15,0	0,0	0,0	0,0	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	2,284	0,0	0,0
161	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Вышггород (ПС 12)	T-1	35/10	1,6	1968	0,291	20.06.2018	0,91	1,456	18,2	55,5	0,0	0,0	0,0	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	1,159	0,0	0,0
162	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Выбор (ПС 16)	T-1	35/10	1,6	1970	0,452	18.12.2019	1,115	1,784	36,5	0,5	0,0	0,0	0,0	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	1,200	0,0	0,0
163			T-2	35/10	1,6	1970	0,132		1,115														
164	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Кр. Луч (ПС 18)	T-1	35/10	4	1974	0,000	20.06.2018	0,91	3,640	15,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	3,040	0,0	0,0
165			T-2	35/10	4	1974	0,600		0,91														
166	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Сев. Устье (ПС 19)	T-1	35/10	1	1977	0,182	18.12.2019	1,115	1,115	18,2	0,0	0,0	0,0	0,0	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	0,933	0,0	0,0
167	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Вехно (ПС 21)	T-1	35/10	1,6	1975	0,000	20.12.2017	1,115	1,784	22,9	60,6	0,0	0,0	0,0	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	1,411	0,0	0,0
168			T-2	35/10	1,6	1975	0,366		1,115														
169	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Велье (ПС 23)	T-1	35/10	1,6	1977	0,000	20.12.2017	1,115	1,784	17,2	65,0	0,0	0,0	0,0	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	1,502	0,0	0,0
170			T-2	35/10	1,6	1977	0,275		1,115														
171	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Ждрицы (ПС 24)	T-1	35/10	1,6	1977	0,000	18.12.2019	1,115	1,784	12,1	12,8	0,0	0,0	0,0	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	1,589	0,0	0,0
172			T-2	35/10	1,6	1977	0,194		1,115														

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2024 г. с учетом возможности перевода нагрузки МВА
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.			
173	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Дубровно (ПС 26)	T-1	35/10	2,5	1979	0,364	20.12.2017	1,115	2,788	14,6	276,5	0,0	0,0	0,0	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	2,365	0,0	0,0
174	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Ратково (ПС 46)	T-1	35/10	1,6	1969	0,112	19.12.2018	1,115	1,784	7,0	23,0	0,0	0,0	0,0	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	1,669	0,0	0,0
175	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Хотовань (ПС 51)	T-1	35/10	2,5	1982	0,106	20.12.2017	1,115	2,788	4,2	15,0	0,0	0,0	0,0	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	2,680	0,0	0,0
176	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Поцелуево (ПС 52)	T-1	35/10	2,5	1981	0,216	21.06.2017	0,91	2,275	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	2,059	0,0	0,0
177	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Боровичи (ПС 55)	T-1	35/10	1,6	1979	0,367	19.06.2019	0,91	1,456	22,9	49,0	0,0	0,0	0,0	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	1,084	0,0	0,0
178	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Миритиницы (ПС 57)	T-1	35/10	2,5	1981	0,000	21.06.2017	0,91	2,275	8,0	135,9	0,0	0,0	0,0	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	2,059	0,0	0,0
179			T-2	35/10	2,5	1981	0,201		0,91														
180	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Оснюги (ПС 59)	T-1	35/10	1,6	1982	0,221	18.12.2019	1,115	1,784	13,8	0,0	0,0	0,0	0,0	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	1,563	0,0	0,0
181	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Адорье (ПС 60)	T-1	35/10	1,6	1992	0,000	21.06.2017	1,15	1,456	8,4	10,3	0,0	0,0	0,0	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	1,320	0,0	0,0
182			T-2	35/10	1,6	1981	0,135		0,91														
183	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Полистово (ПС 62)	T-1	35/10	1,6	1999	0,090	20.06.2018	1,15	1,840	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	1,750	0,0	0,0
184	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Пуш. Горы (ПС 76)	T-1	110/35/10	10	1967	2,262	19.12.2018	1,115	11,150	48,6	447,6	0,0	80,4	600,0	49,3	52,6	52,6	52,6	52,6	5,887	0,0	0,0
185			T-2	110/35/10	16	1967	2,598		1,115														

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме n-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2024 г. с учетом возможности перевода нагрузки МВА
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.			
186	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Павы (ПС 112)	T-1	110/35/10	6,3	1991	1,490	20.12.2017	1,25	7,875	23,7	63,0	0,0	49,0	0,0	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	6,373	0,0	0,0
187	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Порхов (ПС 115)	T-1	110/10	16	1995	4,365	19.12.2018	1,25	11,150	64,1	555,6	0,0	0,0	0,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	4,648	0,0	0,0
188			T-2	110/10	10	1976	2,047		1,115														
189	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Дно (ПС 116)	T-1	110/35/10	16	1965	1,801	21.06.2017	0,91	9,100	41,3	201,9	0,0	15,0	0,0	41,7	41,7	41,7	41,7	41,7	4,928	0,0	0,0
190			T-2	110/35/10	10	1965	2,330		0,91														
191	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Дедовичи (ПС 117)	T-1	110/35/10	6,3	1966	0,000	20.12.2017	1,115	7,025	44,0	311,5	0,0	55,5	0,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	4,192	0,0	0,0
192			T-2	110/35/10	10	1966	2,775		1,115														
193	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Чихачево (ПС 118)	T-1	110/10	6,3	1966	0,000	20.12.2017	1,115	7,025	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	6,513	0,0	0,0
194			T-2	110/10	6,3	1966	0,512		1,115														
195	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Локня (ПС 119)	T-1	110/35/10	10	1989	0,980	19.12.2018	1,115	7,025	35,0	5,0	0,0	158,9	0,0	35,2	35,2	35,2	35,2	35,2	4,804	0,0	0,0
196			T-2	110/35/10	6,3	1989	1,222		1,115														
197	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Бежаницы (ПС 147)	T-1	110/35/10	10	1969	0,187	20.12.2017	1,115	11,150	28,3	218,0	0,0	0,0	0,0	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	8,286	0,0	0,0
198			T-2	110/35/10	16	1969	2,642		1,115														
199	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Славковичи (ПС 197)	T-1	110/10	3,2	1971	0,000	19.06.2019	0,91	2,275	28,3	86,0	0,0	0,0	0,0	28,7	28,7	28,7	28,7	28,7	1,558	0,0	0,0
200			T-2	110/10	2,5	1971	0,707		0,91														
201	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Фишнево (ПС 200)	T-1	110/10	2,5	1987	0,055	20.12.2017	1,115	2,788	7,3	35,3	0,0	0,0	0,0	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	2,602	0,0	0,0
202			T-2	110/10	2,5	1987	0,127		1,115														
203	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Кудверь (ПС 201)	T-1	110/35/10	6,3	1988	0,297	21.06.2017	0,91	5,733	4,7	111,0	0,0	0,0	0,0	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	5,424	0,0	0,0

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2024 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.			
204	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Подберезье (ПС 202)	T-1	110/10	4	1974	0,319	21.06.2017	0,91	3,640	8,0	23,3	0,0	0,0	0,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	3,318	0,0	0,0
205	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Пионерный (ПС 219)	T-1	110/6	6,3	1973	1,828	21.06.2017	0,91	5,733	29,0	30,0	0,0	0,0	0,0	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	3,902	0,0	0,0
206	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Махновка (ПС 220)	T-1	110/35/10	6,3	1989	0,344	19.06.2019	0,91	5,733	5,5	0,0	0,0	5,4	0,0	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,388	0,0	0,0
207	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Крестилово (ПС 241)	T-1	110/10	2,5	1975	0,286	18.12.2019	1,115	2,788	20,2	35,0	0,0	0,0	0,0	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	2,280	0,0	0,0
208			T-2	110/10	2,5	1975	0,218		1,115														
209	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Ашево (ПС 254)	T-1	110/10	2,5	1976	0,182	20.06.2018	0,91	2,275	24,6	10,0	0,0	0,0	0,0	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	1,660	0,0	0,0
210			T-2	110/10	2,5	1976	0,432		0,91														
211	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ СУ ГРЭС (ПС 281)	T-1	110/6	6,3	1978	1,413	20.12.2017	1,115	7,025	22,4	510,0	0,0	0,0	0,0	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	5,498	0,0	0,0
212	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Новоржев (ПС 284)	T-1	110/35/10	6,3	1978	1,646	19.12.2018	1,115	7,025	62,7	130,7	0,0	89,9	0,0	63,1	63,1	63,1	63,1	63,1	3,051	0,0	0,0
213			T-2	110/35/10	6,3	1978	2,303		1,115														
214	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Вольшево (ПС 302)	T-1	110/10	2,5	1980	0,490	19.12.2018	1,115	2,788	19,6	13,0	0,0	0,0	0,0	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	2,296	0,0	0,0
215			T-2	110/10	6,3	1980	0,000		1,115														
216	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Хилово (ПС 357)	T-1	110/10	2,5	1981	0,220	19.06.2019	0,91	2,275	43,0	5,0	0,0	0,0	0,0	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	1,198	0,0	0,0
217			T-2	110/10	2,5	1981	0,856		0,91														
218	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Полоное (ПС 358)	T-1	110/10	6,3	1982	0,635	21.06.2017	0,91	5,733	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	4,474	0,0	0,0
219			T-2	110/10	6,3	1982	0,624		0,91														

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2024 г. с учетом возможности перевода нагрузки МВА
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.			
220	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Поляне (ПС 384)	T-1	110/10	2,5	1982	0,013	20.06.2018	0,91	2,275	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	2,170	0,0	0,0
221			T-2	110/10	2,5	1982	0,092		0,91														
222	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Пожеревицы (ПС 387)	T-1	110/10	2,5	1986	0,475	18.12.2019	1,115	2,788	25,7	3,5	0,0	0,0	0,0	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	2,144	0,0	0,0
223			T-2	110/10	2,5	1986	0,168		1,115														
224	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ ЗСК (ПС 388)	T-1	110/10	10	1987	2,322	21.06.2017	0,91	9,100	46,4	48,0	0,0	0,0	0,0	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	4,454	0,0	0,0
225			T-2	110/10	10	1987	2,319		0,91														
226	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Поддубье (ПС 10)	T-1	35/10	1,6	1990	0,000	20.06.2018	0,91	1,456	15,6	1139,9	0,0	0,0	0,0	23,0	27,2	27,2	27,2	27,2	1,021	0,0	0,0
227			T-2	35/10	1,6	1990	0,250		0,91														
228	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Остров-3 (ПС 14)	T-1	35/6	2,5	1967	0,824	19.12.2018	1,115	2,788	48,0	0,0	0,0	0,0	0,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	1,589	0,0	0,0
229			T-2	35/6	2,5	1967	0,375		1,115														
230	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Криуха (ПС 20)	T-1	35/10	1,6	1976	0,162	21.06.2017	0,91	1,456	10,1	8,0	0,0	0,0	0,0	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	1,293	0,0	0,0
231	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Жавры (ПС 22)	T-1	35/10	1,6	1976	0,195	18.12.2019	1,115	1,784	16,1	20,0	1200,0	0,0	0,0	16,3	57,9	57,9	57,9	57,9	0,857	0,0	0,0
232			T-2	35/10	1,6	1976	0,063		1,115														
233	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Максютино (ПС 29)	T-1	35/10	1	1956	0,000	21.06.2017	0,91	0,910	63,4	112,0	0,0	0,0	0,0	65,5	65,5	65,5	65,5	65,5	0,255	0,0	0,0
234			T-2	35/10	1,6	1956	0,634		0,91														
235	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Бояриново (ПС 31)	T-1	35/10	1,6	1985	0,000	20.06.2018	0,91	1,456	16,1	64,0	0,0	0,0	0,0	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	1,192	0,0	0,0
236			T-2	35/10	1,6	1985	0,257		0,91														
237	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Алоль (ПС 32)	T-1	35/10	1,6	1975	0,000	19.06.2019	0,91	1,456	23,8	315,0	0,0	0,0	0,0	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	1,026	0,0	0,0
238			T-2	35/10	1,6	1975	0,381		0,91														

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длиительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2024 г. с учетом возможности перевода нагрузки МВА
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.			
239	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Шильское (ПС 41)	T-1	35/10	2,5	1957	0,748	18.12.2019	1,115	2,788	29,9	179,0	0,0	0,0	0,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	2,013	0,0	0,0
240	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Сосн. Бор (ПС 42)	T-1	35/6	1,6	1966	0,502	19.12.2018	1,115	1,784	44,3	0,0	0,0	0,0	0,0	44,3	44,3	44,3	44,3	44,3	1,076	0,0	0,0
241			T-2	35/6	1,6	1966	0,206		1,115														
242	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Каленидово (ПС 43)	T-1	35/10	2,5	1986	0,193	19.12.2018	1,115	2,788	15,0	33,0	0,0	0,0	0,0	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	2,409	0,0	0,0
243			T-2	35/10	2,5	1986	0,182		1,115														
244	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Платишино (ПС 63)	T-1	35/10	1,6	1982	0,000	19.12.2018	1,115	1,784	8,4	0,0	0,0	0,0	0,0	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	1,649	0,0	0,0
245			T-2	35/10	1,6	1982	0,135		1,115														
246	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Сергейцево (ПС 66)	T-1	35/10	2,5	1982	0,000	18.12.2019	1,115	2,788	9,6	140,0	0,0	0,0	0,0	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	2,516	0,0	0,0
247			T-2	35/10	2,5	1982	0,240		1,115														
248	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Остров (ПС 68)	T-1	110/35/10	25	1978	4,286	20.12.2017	1,115	17,840	70,7	473,5	0,0	573,9	0,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	6,327	0,0	0,0
249			T-2	110/35/10	16	1982	7,026		1,115														
250	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Духново (ПС 71)	T-1	35/10	1,6	1985	0,000	19.12.2018	1,115	1,784	9,9	0,0	0,0	0,0	0,0	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	1,626	0,0	0,0
251			T-2	35/10	1,6	1985	0,158		1,115														
252	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Осыно (ПС 75)	T-1	35/10	1,6	1984	0,000	19.12.2018	1,115	1,784	14,4	115,0	0,0	0,0	0,0	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	1,534	0,0	0,0
253			T-2	35/10	1,6	1984	0,231		1,115														
254	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Дружба (ПС 79)	T-2	35/10	2,5	1986	0,000	21.06.2017	0,91	2,275	51,8	160,0	0,0	0,0	0,0	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	0,947	0,0	0,0
255			T-1	35/10	2,5	1986	1,294		0,91														
256	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Березка (ПС 81)	T-1	35/10	4	1990	0,444	18.12.2019	1,115	4,460	11,1	380,0	0,0	0,0	0,0	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	3,932	0,0	0,0

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме n-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2024 г. с учетом возможности перевода нагрузки МВА
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.			
257	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Алексеевка (ПС 83)	T-1	35/10	2,5	1992	0,155	19.12.2018	1,25	3,125	6,2	10,0	0,0	0,0	0,0	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	2,969	0,0	0,0
258	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Идрица (ПС 133)	T-1	110/35/10	16	1977	2,756	19.12.2018	1,115	11,150	44,1	184,5	0,0	2125,9	0,0	47,4	48,0	48,0	48,0	48,0	6,347	0,0	0,0
259			T-2	110/35/10	10	1978	1,649		1,115														
260	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Черская (ПС 140)	T-1	110/10	2,5	1964	0,534	19.12.2018	1,115	2,788	21,4	58,2	0,0	0,0	0,0	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	2,247	0,0	0,0
261	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Пыгалово (ПС 148)	T-1	110/35/10	6,3	1982	1,456	20.12.2017	1,115	7,025	56,0	699,0	0,0	0,0	0,0	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	3,347	0,0	0,0
262			T-2	110/35/10	6,3	1982	2,072		1,115														
263	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Воронцово (ПС 149)	T-1	110/10	6,3	1985	0,312	20.06.2018	0,91	5,733	9,8	0,0	0,0	0,0	0,0	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	5,113	0,0	0,0
264			T-2	110/10	6,3	1985	0,308		0,91														
265	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Макушино (ПС 160)	T-1	110/10	2,5	1990	0,196	21.06.2017	0,91	2,275	7,8	17,5	0,0	0,0	0,0	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	2,077	0,0	0,0
266	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Опочка (ПС 161)	T-1	110/35/10	16	1969	3,242	20.12.2017	1,115	17,840	41,2	2261,5	0,0	195,5	0,0	44,4	44,4	44,4	44,4	44,4	10,743	0,0	0,0
267			T-2	110/35/10	16	1969	3,355		1,115														
268	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Гривы (ПС 203)	T-2	110/10	2,5	1988	0,104	19.12.2018	1,115	2,788	4,2	0,5	0,0	0,0	0,0	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	2,683	0,0	0,0
269	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Крюки (ПС 216)	T-1	110/10	6,3	1975	0,570	20.12.2017	1,115	7,025	18,4	21,3	0,0	0,0	0,0	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	5,861	0,0	0,0
270			T-2	110/10	6,3	1975	0,591		1,115														
271	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Рубилово (ПС 221)	T-2	110/10	6,3	1974	0,254	19.12.2018	1,115	7,025	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	6,771	0,0	0,0

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2024 г. с учетом возможности перевода нагрузки МВА
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.			
272	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Красногородск (ПС 285)	T-1	110/35/10	10	1981	1,025	18.12.2019	1,115	11,150	23,6	2080,5	0,0	10,0	600,0	28,2	31,5	31,5	31,5	31,5	7,999	0,0	0,0
273			T-2	110/35/10	10	1981	1,338		1,115														
274	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Гавры (ПС 287)	T-1	110/10	2,5	1979	0,755	20.12.2017	1,115	2,788	30,2	21,0	0,0	0,0	0,0	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	2,030	0,0	0,0
275	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Линово (ПС 288)	T-1	110/10	2,5	1977	0,344	20.12.2017	1,115	2,788	13,8	15,0	0,0	0,0	0,0	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	2,442	0,0	0,0
276	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Беляево (ПС 289)	T-1	110/10	2,5	1977	0,000	18.12.2019	1,115	2,788	8,0	17,0	0,0	0,0	0,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	2,587	0,0	0,0
277			T-2	110/10	2,5	1977	0,199		1,115														
278	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Пустошка (ПС 309)	T-1	110/35/10	6,3	1982	1,855	19.12.2018	1,115	7,025	50,2	727,5	0,0	226,0	0,0	52,9	52,9	52,9	52,9	52,9	3,692	0,0	0,0
279			T-2	110/35/10	6,3	1982	1,306		1,115														
280	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Себеж (ПС 312)	T-1	110/35/10	10	1979	3,156	19.12.2018	1,115	11,150	74,5	368,0	0,0	0,0	0,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	3,646	0,0	0,0
281			T-2	110/35/10	10	1979	4,295		1,115														
282	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Ляпуны (ПС 313)	T-2	110/10	10	1980	0,456	18.12.2019	1,115	11,150	4,6	16,0	0,0	0,0	0,0	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	10,692	0,0	0,0
283	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Подлипые (ПС 356)	T-1	110/10	6,3	1982	0,118	18.12.2019	1,115	7,025	8,6	15,0	0,0	0,0	0,0	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	6,481	0,0	0,0
284			T-2	110/10	6,3	1982	0,424		1,115														
285	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ СОМ (ПС 363)	T-1	110/10	10	1978	0,407	19.12.2018	1,115	11,150	13,1	41,2	0,0	0,0	0,0	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	9,837	0,0	0,0
286			T-2	110/10	10	1978	0,901		1,115														
287	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Скуратово (ПС 371)	T-1	110/10	2,5	1977	0,197	20.12.2017	1,115	2,788	7,9	40,8	0,0	0,0	0,0	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	2,586	0,0	0,0

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2024 г. с учетом возможности перевода нагрузки МВА
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.			
288	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Мякишево (ПС 372)	T-1	110/10	2,5	1982	0,278	19.06.2019	0,91	2,275	11,1	42,0	0,0	0,0	0,0	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	1,992	0,0	0,0
289	ООО «Лесозавод Судома»	ПС 110 кВ Судома (ПС 218)	T-1	110/10	6,3	н/д	1,487	18.12.2019	1,115	7,025	23,6	0,0	0,0	0,0	0,0	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	5,538	0,0	0,0
290	ООО «Энергосети»	ПС 110 кВ Радиозаводская (ПС 175)	T-1	110/6	15	1968	2,190	19.12.2018	1,115	16,725	19,9	42,0	0,0	0,0	0,0	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	13,740	0,0	0,0
291			T-2	110/35/6	15	1959	0,790		1,115														
292	Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Северо-Запада Новгородское ПМЭС	ПС 330 кВ Новосokolьники	T-1	110/35/10	10	1966	2,214	19.12.2018	1,115	11,150	44,3	0,0	0,0	85,0	0,0	44,4	44,4	44,4	44,4	44,4	6,713	0,0	0,0
293			T-2	110/35/10	10	1976	2,214		1,115														

Анализ загрузки ЦП напряжением 35 кВ и выше в энергосистеме Псковской области в период 2020-2024 гг. в рамках базового варианта развития (только перегружаемые ЦП)

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме n-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов в период 2020-2024 гг., МВА				
							S, МВА	дата замера				До 670 кВт	670 кВт и выше	До 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	T-1	110/35/10	6,3	1981	1,636	19.12.2018	1,115	1,784	102,3	454,6	0,0	464,0	0,0	1,797	1,798	1,798	1,798	1,798
2			T-2	35/10	1,6	1981	0,000		1,115							0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Сиверст (ПС 167)	T-1	110/35/10	6,3	1989	4,973	20.06.2018	0,91	5,733	87,6	715,0	0,0	14,2	0,0	5,191	5,191	5,191	5,191	5,191
4			T-2	110/35/10	10	1989	0,548		0,91							0,783	0,783	0,783	0,783	0,783
5	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ ВЗЩА (ПС 348)	T-1	110/10	25	1980	10,819	21.06.2017	0,91	22,750	92,1	1793,0	0,0	0,0	0,0	10,912	10,912	10,912	10,912	10,912
6			T-2	110/10	63	1980	12,197		0,91							12,431	12,431	12,431	12,431	12,431
7	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Поречье (ПС 359)	T-1	110/35/10	10	1982	3,365	19.06.2019	0,91	5,733	107,5	69,0	0,0	202,5	0,0	3,396	3,396	3,396	3,396	3,396

Продолжение таблицы 50

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме n-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2024 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.			
1	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	T-1	110/35/10	6,3	1981	1,636	19.12.2018	1,115	1,784	102,3	454,6	0,0	464,0	0,0	112,3	112,3	112,3	112,3	112,3	-0,014	1,600	1,586
2			T-2	35/10	1,6	1981	0,000		1,115														

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА	Возможность перевода нагрузки, МВА	Резерв мощности на ЦП в 2024 г. с учетом возможности перевода нагрузки, МВА
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.			
3	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Сиверст (ПС 167)	T-1	110/35/10	6,3	1989	4,973	20.06.2018	0,91	5,733	87,6	715,0	0,0	14,2	0,0	94,8	94,8	94,8	94,8	94,8	-0,241	0,500	0,259
4			T-2	110/35/10	10	1989	0,548		0,91														
5	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ ВЗЩА (ПС 348)	T-1	110/10	25	1980	10,819	21.06.2017	0,91	22,750	92,1	1793,0	0,0	0,0	0,0	93,4	93,4	93,4	93,4	93,4	-0,593	0,000	-0,593
6			T-2	110/10	63	1980	12,197		0,91														
7	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Поречье (ПС 359)	T-1	110/35/10	10	1982	3,365	19.06.2019	0,91	5,733	107,5	69,0	0,0	202,5	0,0	108,1	108,1	108,1	108,1	108,1	-1,079	1,700	0,621

ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)

В настоящее время на подстанции установлены трехобмоточный трансформатор Т-1 мощностью 6,3 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, 1981 года ввода в эксплуатацию и двухобмоточный трансформатор Т-2 мощностью 1,6 МВА, напряжением 35/10 кВ, 1981 года ввода в эксплуатацию.

Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов Т-1, Т-2 за период 2017-2019 гг. составила 1,636 МВА в день зимнего контрольного замера 2018 г., что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1, равной 102,3 % от $S_{\text{ном}}$.

Для зимнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха $+5^{\circ}\text{C}$ в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (таблица 1 приложения № 1 к приказу Минэнерго России от 08 февраля 2019 г. № 81), для трансформаторов допустима перегрузка до 111,5 % без ограничения длительности.

На период 2020-2024 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 0,146 кВт (0,162 кВА).

С учетом реализации технологического присоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов Т-1, Т-2 в режиме зимнего максимума 2024 г. составит 1,798 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1, равной 112,3 % от $S_{\text{ном}}$, что превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов.

По информации Псковского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» существующая схема распределительных сетей 35 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей на ПС 110 кВ Плюсса (ПС 113) объемом 1,6 МВА (загрузка данных ЦП в нормальной схеме после осуществления перевода будет находиться в допустимых пределах), что позволит снизить загрузку ЦП до 12,4 %, что допустимо в течение длительного времени.

Таким образом, на перспективу до 2024 г. существующей пропускной способности трансформаторов Т-1, Т-2 достаточно для

электроснабжения потребителей. Необходимость в мероприятиях по увеличению пропускной способности отсутствует.

ПС 110 кВ Свирест (ПС 167)

В настоящее время на подстанции установлены трехобмоточный трансформатор Т-1 мощностью 6,3 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, 1989 года ввода в эксплуатацию и трехобмоточный трансформатор Т-2 мощностью 10 МВА, напряжением 35/10 кВ, 1989 года ввода в эксплуатацию.

Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов Т-1, Т-2 за период 2017-2019 гг. составила 5,521 МВА в день летнего контрольного замера 2018 г., что соответствует загрузке трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении трансформатора Т-2(Т-1) равной 87,6 % от $S_{\text{ном}}$.

Для летнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха +30°C в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (таблица 1 приложения № 1 к приказу Минэнерго России от 08 февраля 2019 г. № 81), для трансформаторов допустима перегрузка до 91,0 % без ограничения длительности.

На период 2020-2024 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 0,408 кВт (0,453 кВА).

С учетом реализации технологического присоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов Т-1, Т-2 в режиме зимнего максимума 2024 г. составит 5,974 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 при отключении трансформатора Т-2, равной 94,8 % от $S_{\text{ном}}$, что превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов.

По информации Псковского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» существующая схема распределительных сетей 10-35 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей на ПС 110 кВ Поречье (ПС 359) суммарным объемом 0,5 МВА (загрузка данных ЦП в нормальной схеме после осуществления перевода будет находиться в допустимых пределах), что позволит снизить загрузку ЦП до 86,9 %, что допустимо в течение длительного времени.

Таким образом, на перспективу до 2024 г. существующей пропускной способности трансформаторов Т-1, Т-2 достаточно для электроснабжения потребителей. Необходимость в мероприятиях по увеличению пропускной способности отсутствует.

ПС 110 кВ ВЗЩА (ПС 348)

В настоящее время на подстанции установлены двухобмоточный трансформатор Т-1 мощностью 25 МВА, напряжением 110/10 кВ, 1980 года ввода в эксплуатацию и двухобмоточный трансформатор Т-2 мощностью 63 МВА, напряжением 110/10 кВ, 1980 года ввода в эксплуатацию.

Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов Т-1, Т-2 за период 2017-2019 гг. составила 23,016 МВА в день летнего контрольного замера 2017 г., что соответствует загрузке трансформатора Т-1 при отключении трансформатора Т-2, равной 92,1 % от $S_{\text{ном}}$.

Для летнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха +30°C в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (таблица 1 приложения № 1 к приказу Минэнерго России от 08 февраля 2019 г. № 81), для трансформаторов допустима перегрузка до 91,0 % без ограничения длительности.

На период 2020-2024 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 0,294 кВт (0,327 кВА).

С учетом реализации технологического присоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов Т-1, Т-2 в режиме зимнего максимума 2024 г. составит 23,343 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-1 при отключении трансформатора Т-2, равной 93,4 % от $S_{\text{ном}}$, что превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов.

По информации Псковского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» существующая схема распределительных сетей 10 кВ не позволяет осуществить перевод питания потребителей.

Повышенная загрузка ЦП (92,1 %) наблюдалась 21.06.2017, но в последующие замерные дни 2017-2019 гг. не превышала 66,8 %

(таблица 34).

Таким образом, на перспективу до 2024 г. существующей пропускной способности трансформаторов Т-1, Т-2 достаточно для электроснабжения потребителей. Необходимость в мероприятиях по увеличению пропускной способности отсутствует.

ПС 110 кВ Поречье (ПС 359)

В настоящее время на подстанции установлены трехобмоточный трансформатор Т-1 мощностью 10 МВА, напряжением 110/35/10 кВ, 1982 года ввода в эксплуатацию и трехобмоточный трансформатор Т-2 мощностью 6,3 МВА, напряжением 35/10 кВ, 1982 года ввода в эксплуатацию.

Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов Т-1, Т-2 за период 2017-2019 гг. составила 6,775 МВА в день летнего контрольного замера 2019 г., что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1, равной 107,5 % от $S_{\text{ном}}$.

Для летнего контрольного замера при температуре охлаждающего воздуха $+30^{\circ}\text{C}$ в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (таблица 1 приложения № 1 к приказу Минэнерго России от 08 февраля 2019 г. № 81), для трансформаторов допустима перегрузка до 91,0 % без ограничения длительности.

На период 2020-2024 гг. суммарный прирост мощности на подстанции по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составляет 0,033 кВт (0,037 кВА).

С учетом реализации технологического присоединения указанных потребителей максимальная суммарная нагрузка трансформаторов Т-1, Т-2 в режиме зимнего максимума 2024 г. составит 6,812 МВА, что соответствует загрузке трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1, равной 108,1 % от $S_{\text{ном}}$, что превышает длительно допустимую загрузку трансформаторов.

По информации Псковского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» существующая схема распределительных сетей 10-35 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей на ПС 110 кВ Свирест (ПС 167) и ПС 110 кВ Невель (ПС 114) суммарным объемом 1,7 МВА

(загрузка данных ЦП в нормальной схеме после осуществления перевода будет находиться в допустимых пределах), что позволит снизить загрузку ЦП до 81,1 %, что допустимо в течение длительного времени.

Таким образом, на перспективу до 2024 г. существующей пропускной способности трансформаторов Т-1, Т-2 достаточно для электроснабжения потребителей. Необходимость в мероприятиях по увеличению пропускной способности отсутствует.

Анализ загрузки ЦП в рамках умеренно-оптимистического варианта развития

Анализ загрузки ЦП, к которым запланировано присоединение новых потребителей в рамках умеренно-оптимистического варианта развития, представлен в таблице 51. Дополнительных ЦП с недопустимой загрузкой не выявлено.

Таблица 51

Анализ загрузки ЦП напряжением 35 кВ и выше в энергосистеме Псковской области в период 2020-2024 гг. в рамках умеренно-оптимистического варианта развития

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме n-1, %	Прирост мощности по заявкам и планам ОИВ 2020-2024 гг., кВт	Прирост мощности по заявкам и планам ОИВ смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %				
							S, МВА	дата замера						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Псков (ПС 53)	T-1	110/10/6	40	1957	23,966	20.12.2017	1,115	44,600	66,3	11713,1	0,0	89,6	91,6	96,3	98,3	100,3
2			T-2	110/10/6	40	1957	2,551		1,115									
3	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Речная (ПС 126)	T-1	110/6	15	1966	6,390	20.12.2017	1,115	16,725	73,0	927,1	0,0	78,8	79,2	79,7	80,1	80,6
4			T-2	110/6	25	2010	4,553		1,25									
5	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Псковкирпич (ПС 198)	T-1	110/10	10	1971	2,735	20.12.2017	1,115	7,025	65,9	495,2	0,0	67,9	76,6	76,6	76,6	76,6
6			T-2	110/10	6,3	1971	1,418		1,115									
7	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283)	T-1	110/10	40	1979	12,522	19.12.2018	1,115	44,600	59,3	2376,9	0,0	67,3	71,0	71,3	76,1	76,3
8			T-2	110/10	40	1979	11,216		1,115									
9	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Новоржев (ПС 284)	T-1	110/35/10	6,3	1978	1,646	19.12.2018	1,115	7,025	62,7	875,0	0,0	63,1	63,1	78,5	78,5	78,5
10			T-2	110/35/10	6,3	1978	2,303		1,115									

Продолжение таблицы 51

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме n-1, %	Прирост мощности по заявкам и планам ОИВ 2020-2024 гг., кВт	Прирост мощности по заявкам и планам ОИВ смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА
							S, МВА	дата замера						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Псков (ПС 53)	T-1	110/10/6	40	1957	23,966	20.12.2017	1,115	44,600	66,3	11713,1	0,0	89,6	91,6	96,3	98,3	100,3	4,480
2			T-2	110/10/6	40	1957	2,551		1,115										

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме n-1, %	Прирост мощности по заявкам и планам ОИВ 2020-2024 гг., кВт	Прирост мощности по заявкам и планам ОИВ смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА
							S, МВА	дата замера						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
3	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Речная (ПС 126)	T-1	110/6	15	1966	6,390	20.12.2017	1,115	16,725	73,0	927,1	0,0	78,8	79,2	79,7	80,1	80,6	4,634
4			T-2	110/6	25	2010	4,553		1,25										
5	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Псков кирпич (ПС 198)	T-1	110/10	10	1971	2,735	20.12.2017	1,115	7,025	65,9	495,2	0,0	67,9	76,6	76,6	76,6	76,6	2,197
6			T-2	110/10	6,3	1971	1,418		1,115										
7	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283)	T-1	110/10	40	1979	12,522	19.12.2018	1,115	44,600	59,3	2376,9	0,0	67,3	71,0	71,3	76,1	76,3	14,068
8			T-2	110/10	40	1979	11,216		1,115										
9	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Новоржев (ПС 284)	T-1	110/35/10	6,3	1978	1,646	19.12.2018	1,115	7,025	62,7	875,0	0,0	63,1	63,1	78,5	78,5	78,5	2,079
10			T-2	110/35/10	6,3	1978	2,303		1,115										

22. Анализ недозагруженных объектов электросетевого хозяйства напряжением 35 кВ и выше

В данном подразделе проанализированы ЦП 35-110 кВ Псковского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» с загрузкой в ремонтной схеме (в случае однострансформаторной ПС в нормальной схеме) менее 27 % и разработан план по перемещению трансформаторов с учетом их географического расположения с целью исключения перегруженных центров питания (таблица 52).

Исходя из перечня перегруженных ЦП (ЦП 35-110 кВ, загрузка которых превышает длительно допустимую, – таблица 50), с целью снижения загрузки в 2024 г. выявлены потребности в трансформаторном оборудовании с соответствующими мощностями и классами напряжения. Анализ недозагруженных ЦП показал, что часть необходимых для снижения загрузки трансформаторов с учетом их характеристик совпадает с трансформаторами недозагруженных ЦП.

В таблице 52 установлены причины, по которым целесообразно или нет использовать трансформаторы с недозагруженных ЦП на перегруженных. В том случае, когда на один перегруженный ЦП можно переместить трансформатор с нескольких недозагруженных, принимается наиболее географически близкий вариант.

В таблице 53 приведен перечень перегруженных ранее ЦП с учетом мероприятий по перемещению трансформаторов.

Осуществление плана по перемещению трансформаторов позволит с минимальными затратами избежать возможных перегрузок трансформаторного оборудования.

Таблица 52

Недозагруженные ЦП 35-110 кВ Псковской области и план по перемещению их трансформаторов на перегруженные

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Нагрузка трансформатора в 2024 г., МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1) на 2024 год, %	Целесообразность рассмотрения перемещения трансформаторов на другие ЦП		Предложения по перемещению трансформаторов	С учетом перемещения трансформаторов	
								нет	да			
1	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Должицы (ПС 2)	T-1	35/10	1,6	0,260	24,4	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,260	24,4
2			T-2	35/10	1,6	0,130		нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,130	
3	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Талецы (ПС 3)	T-1	35/10	1,6	0,085	5,3	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,085	5,3
4	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Юбилейная (ПС 5)	T-1	35/10	1,6	0,052	3,3	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,052	3,3
5			T-2	35/10	1,6	0,000		нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,000	
6	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Юшково (ПС 6)	T-1	35/10	1,6	0,037	4,6	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,037	4,6
7			T-2	35/10	1,6	0,035		нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,035	
8	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Смурявьево (ПС 8)	T-1	35/10	4	0,113	15,2	да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,113	15,2
9			T-3	35/10	4	0,495		да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,495	
10	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Творожково (ПС 15)	T-1	35/10	1,6	0,192	12,0	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,192	12,0
11	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Владимирские лагеря (ПС 17)	T-1	35/10	6,3	0,455	15,7	да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,455	15,7
12			T-2	35/10	6,3	0,531		да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,531	
13	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Нов. Уситва (ПС 25)	T-1	35/10	2,5	0,216	14,7	да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	Ротация трансформатора с T-2 ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	0,216	23,0
14			T-2	35/10	2,5	0,152		да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,152	
15	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Андромер (ПС 27)	T-1	35/10	1,6	0,267	16,8	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,267	16,8
16			T-2	35/10	1,6	0,002		нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,002	

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Нагрузка трансформатора в 2024 г., МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1) на 2024 год, %	Целесообразность рассмотрения перемещения трансформаторов на другие ЦП		Предложения по перемещению трансформаторов	С учетом перемещения трансформаторов	
								нет	да			
17	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Ждани (ПС 45)	T-1	35/10	1,6	0,061	6,6	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,061	6,6
18			T-2	35/10	1,6	0,046		нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,046	
19	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Карамышево (ПС 64)	T-1	110/35/10	10	1,047	20,3	да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Сиверст (ПС 167)	Ротация с T-1 ПС 110 кВ Сиверст (ПС 167)	1,047	32,3
20			T-2	110/35/10	10	0,986		да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Поречье (ПС 359)	Ротация с T-2 ПС 110 кВ Поречье (ПС 359)	0,986	
21	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 35 кВ Б.Загорье (ПС 72)	T-1	35/10	1,6	0,117	12,2	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,117	12,2
22			T-2	35/10	1,6	0,077		нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,077	
23	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Лудони (ПС 314)	T-1	110/10	2,5	0,329	13,2	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,329	13,2
24	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Родовое (ПС 373)	T-1	110/10	2,5	0,216	8,6	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,216	8,6
25	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Кирово (ПС 385)	T-1	110/10	6,3	0,445	7,1	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,445	7,1
26	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Качаново (ПС 386)	T-1	110/35/10	6,3	0,425	6,7	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,425	6,7
27	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Островки (ПС 33)	T-1	35/10	1,6	0,126	23,6	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,126	23,6
28			T-2	35/10	1,6	0,252		нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,252	
29	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Рожковичи (ПС 34)	T-1	35/10	2,5	0,112	9,0	да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,112	9,0
30			T-2	35/10	2,5	0,114		да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,114	
31	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Черлесса (ПС 35)	T-1	35/10	1,6	0,035	2,2	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,035	2,2
32	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Усмынь (ПС 38)	T-1	35/10	2,5	0,207	8,3	да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,207	8,3
33	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-	ПС 35 кВ Раменье (ПС 44)	T-1	35/10	1,6	0,089	9,0	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,089	9,0

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Нагрузка трансформатора в 2024 г., МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1) на 2024 год, %	Целесообразность рассмотрения перемещения трансформаторов на другие ЦП		Предложения по перемещению трансформаторов	С учетом перемещения трансформаторов	
								нет	да			
34	Запада» (ЮЭС)		T-2	35/10	1,6	0,055		нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,055	
35	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Туричино (ПС 50)	T-1	35/10	2,5	0,136	9,8	да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,136	9,8
36			T-2	35/10	2,5	0,109		да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,109	
37	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Назимова (ПС 54)	T-1	35/10	1,6	0,101	6,3	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,101	6,3
38	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Пухново (ПС 56)	T-1	35/10	2,5	0,121	4,8	да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,121	4,8
39	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Тарасы (ПС 58)	T-1	35/10	1,6	0,039	2,4	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,039	2,4
40	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Новохананск (ПС 65)	T-1	35/10	2,5	0,180	12,2	да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,180	12,2
41			T-2	35/10	2,5	0,125		да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,125	
42	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 35 кВ Каськово (ПС 67)	T-1	35/10	2,5	0,263	21,7	да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,263	21,7
43			T-2	35/10	2,5	0,279		да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,279	
44	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ В.Луки ФТП (ПС 157)	T-1	110/6	25	3,569	21,3	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	3,569	21,3
45			T-2	110/6	25	1,762		нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	1,762	
46	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Плаксино (ПС 168)	T-1	110/35/10	6,3	0,347	5,5	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,347	5,5
47	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Насва (ПС 173)	T-1	110/10	6,3	0,301	9,9	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,301	9,9
48			T-2	110/10	6,3	0,325		нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,325	
49	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Пустыньки (ПС 204)	T-1	110/10	2,5	0,591	23,6	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,591	23,6
50	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-	ПС 110 кВ Маево (ПС 311)	T-1	110/10	6,3	0,007	19,4	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,007	19,4

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Нагрузка трансформатора в 2024 г., МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1) на 2024 год, %	Целесообразность рассмотрения перемещения трансформаторов на другие ЦП		Предложения по перемещению трансформаторов	С учетом перемещения трансформаторов	
								нет	нет			
51	Запада» (ЮЭС)		T-2	110/10	6,3	1,215		нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	1,215	
52	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ НПС Невель (ПС 342)	T-1	110/10	25	0,152	0,6	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,152	0,6
53	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ НПС В.Луки (ПС 343)	T-1	110/10	25	0,194	0,8	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,194	0,8
54			T-2	110/10	25	0,000		нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,000	
55	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Суханово (ПС 352)	T-1	110/10	6,3	0,825	13,1	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,825	13,1
56	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Щербино (ПС 506)	T-1	110/10	2,5	0,298	11,9	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,298	11,9
57	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Малахово (ПС 507)	T-1	110/10	2,5	0,504	20,1	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,504	20,1
58	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Вышгород (ПС 12)	T-1	35/10	1,6	0,297	18,6	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,297	18,6
59	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Кр. Луч (ПС 18)	T-1	35/10	4	0,000	15,0	да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,000	15,0
60			T-2	35/10	4	0,600		да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,600	
61	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Сев. Устье (ПС 19)	T-1	35/10	1	0,182	18,2	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,182	18,2
62	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Вехно (ПС 21)	T-1	35/10	1,6	0,003	23,3	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,003	23,3
63			T-2	35/10	1,6	0,369		нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,369	
64	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Велье (ПС 23)	T-1	35/10	1,6	0,004	17,6	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,004	17,6
65			T-2	35/10	1,6	0,279		нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,279	
66	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Жадрицы (ПС 24)	T-1	35/10	1,6	0,001	12,2	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,001	12,2
67			T-2	35/10	1,6	0,195		нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,195	
68	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Дубровно (ПС 26)	T-1	35/10	2,5	0,423	16,9	да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,423	16,9

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Нагрузка трансформатора в 2024 г., МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1) на 2024 год, %	Целесообразность рассмотрения перемещения трансформаторов на другие ЦП		Предложения по перемещению трансформаторов	С учетом перемещения трансформаторов	
								нет	да			
69	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Ратьково (ПС 46)	T-1	35/10	1,6	0,115	7,2	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,115	7,2
70	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Хотовань (ПС 51)	T-1	35/10	2,5	0,108	4,3	да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,108	4,3
71	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Поцелуево (ПС 52)	T-1	35/10	2,5	0,216	8,6	да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,216	8,6
72	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Боровичи (ПС 55)	T-1	35/10	1,6	0,372	23,3	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,372	23,3
73	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Миритиницы (ПС 57)	T-1	35/10	2,5	0,008	8,6	да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,008	8,6
74			T-2	35/10	2,5	0,209		да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-		
75	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Осноги (ПС 59)	T-1	35/10	1,6	0,221	13,8	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,221	13,8
76	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Адорье (ПС 60)	T-1	35/10	1,6	0,001	8,5	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,001	8,5
77			T-2	35/10	1,6	0,136		нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-		
78	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 35 кВ Полистово (ПС 62)	T-1	35/10	1,6	0,090	5,6	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,090	5,6
79	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Павы (ПС 112)	T-1	110/35/10	6,3	1,502	23,8	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	1,502	23,8
80	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Чихачево (ПС 118)	T-1	110/10	6,3	0,000	8,1	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,000	8,1
81			T-2	110/10	6,3	0,512		нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-		
82	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Фишнево (ПС 200)	T-1	110/10	2,5	0,057	7,4	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,057	7,4
83			T-2	110/10	2,5	0,129		нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-		
84	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Кудеверь (ПС 201)	T-1	110/35/10	6,3	0,309	4,9	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,309	4,9
85	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Подберезье (ПС 202)	T-1	110/10	4	0,322	8,0	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,322	8,0

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Нагрузка трансформатора в 2024 г., МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1) на 2024 год, %	Целесообразность рассмотрения перемещения трансформаторов на другие ЦП		Предложения по перемещению трансформаторов	С учетом перемещения трансформаторов	
								нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности			
86	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Махновка (ПС 220)	T-1	110/35/10	6,3	0,345	5,5	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,345	5,5
87	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Крестилово (ПС 241)	T-1	110/10	2,5	0,288	20,3	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,288	20,3
88			T-2	110/10	2,5	0,220		нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,220	
89	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Ашево (ПС 254)	T-1	110/10	2,5	0,183	24,6	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,183	24,6
90			T-2	110/10	2,5	0,433		нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,433	
91	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ СУ ГРЭС (ПС 281)	T-1	110/6	6,3	1,526	24,2	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	1,526	24,2
92	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Волышево (ПС 302)	T-1	110/10	2,5	0,490	19,7	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,490	19,7
93			T-2	110/10	6,3	0,001		нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,001	
94	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Полоное (ПС 358)	T-1	110/10	6,3	0,635	20,0	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,635	20,0
95			T-2	110/10	6,3	0,624		нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,624	
96	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Поляне (ПС 384)	T-1	110/10	2,5	0,013	4,2	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,013	4,2
97			T-2	110/10	2,5	0,092		нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,092	
98	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ВЭС)	ПС 110 кВ Пожеревицы (ПС 387)	T-1	110/10	2,5	0,475	25,7	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,475	25,7
99			T-2	110/10	2,5	0,168		нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,168	
100	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Криуха (ПС 20)	T-1	35/10	1,6	0,163	10,2	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,163	10,2
101	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Бояриново (ПС 31)	T-1	35/10	1,6	0,004	16,5	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,004	16,5
102			T-2	35/10	1,6	0,261		нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,261	
103	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Алоль (ПС 32)	T-1	35/10	1,6	0,025	26,9	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,025	26,9
104			T-2	35/10	1,6	0,406		нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,406	
105	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Каленидово	T-1	35/10	2,5	0,195	15,1	да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,195	15,1

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Нагрузка трансформатора в 2024 г., МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1) на 2024 год, %	Целесообразность рассмотрения перемещения трансформаторов на другие ЦП		Предложения по перемещению трансформаторов	С учетом перемещения трансформаторов	
								да	нет			
106		(ПС 43)	T-2	35/10	2,5	0,184		да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,184	
107	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Платишино (ПС 63)	T-1	35/10	1,6	0,000	8,4	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,000	8,4
108			T-2	35/10	1,6	0,135		нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,135	
109	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Сергеевцево (ПС 66)	T-1	35/10	2,5	0,016	10,8	да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,016	10,8
110				T-2	35/10	2,5		0,256	да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	
111	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Духново (ПС 71)	T-1	35/10	1,6	0,000	9,9	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,000	9,9
112				T-2	35/10	1,6		0,158	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	
113	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Осыно (ПС 75)	T-1	35/10	1,6	0,009	15,6	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,009	15,6
114				T-2	35/10	1,6		0,240	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	
115	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Березка (ПС 81)	T-1	35/10	4	0,528	13,2	да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,528	13,2
116	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 35 кВ Алексеевка (ПС 83)	T-1	35/10	2,5	0,156	6,2	да	Есть потребность в трансформаторе данной мощности на ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	-	0,156	6,2
117	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Черская (ПС 140)	T-1	110/10	2,5	0,540	21,6	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,540	21,6
118	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Воронцово (ПС 149)	T-1	110/10	6,3	0,312	9,8	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,312	9,8
119				T-2	110/10	6,3		0,308	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	
120	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Макушино (ПС 160)	T-1	110/10	2,5	0,198	7,9	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,198	7,9
121	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Гривы (ПС 203)	T-2	110/10	2,5	0,104	4,2	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,104	4,2
122	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Крюки (ПС 216)	T-1	110/10	6,3	0,571	18,5	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	0,571	18,5
123				T-2	110/10	6,3		0,592	нет	Нет потребности в трансформаторах данного класса напряжения и мощности	-	

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Sном, МВА	Нагрузка трансформатора в 2024 г., МВА	Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1) на 2024 год, %	Целесообразность рассмотрения перемещения трансформаторов на другие ЦП		Предложения по перемещению трансформаторов	С учетом перемещения трансформаторов	
								нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности		-	
124	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Рубилово (ПС 221)	T-2	110/10	6,3	0,254	4,0	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,254	4,0
125	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Линово (ПС 288)	T-1	110/10	2,5	0,346	13,8	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,346	13,8
126	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Беляево (ПС 289)	T-1	110/10	2,5	0,001	8,0	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,001	8,0
127			T-2	110/10	2,5	0,200		нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,200	
128	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Ляпуны (ПС 313)	T-2	110/10	10	0,458	4,6	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,458	4,6
129	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Подлинье (ПС 356)	T-1	110/10	6,3	0,119	8,6	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,119	8,6
130			T-2	110/10	6,3	0,425		нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,425	
131	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ СОМ (ПС 363)	T-1	110/10	10	0,409	13,1	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,409	13,1
132			T-2	110/10	10	0,903		нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,903	
133	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Скуратово (ПС 371)	T-1	110/10	2,5	0,202	8,1	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,202	8,1
134	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЗЭС)	ПС 110 кВ Мякишево (ПС 372)	T-1	110/10	2,5	0,283	11,3	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,283	11,3
135	ООО «Лесозавод «Судом»	ПС 110 кВ Судом (ПС 218)	T-1	110/10	6,3	1,487	23,6	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	1,487	23,6
136	ООО «Энергосети»	ПС 110 кВ Радиозаводская (ПС 175)	T-1	110/6	15	2,192	19,9	нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	2,192	19,9
137			T-2	110/35/6	15	0,792		нет	Нет потребности в трансформаторах данных класса напряжения и мощности	-	0,792	

Результаты перемещения трансформаторов с недозагруженных ЦП 35-110 кВ Псковской области на перегруженные

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Нагрузка трансформаторов в период 2020-2024 гг., МВА				
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	T-1	110/35/10	6,3	1981	1,636	19.12.2018	1,115	2,788	102,3	454,6	0,0	464,0	0,0	1,797	1,798	1,798	1,798	1,798
2			T-2	35/10	2,5	1981	0,000		1,115							0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Сиверст (ПС 167)	T-1	110/35/10	10	1989	4,973	20.06.2018	0,91	9,100	87,6	715,0	0,0	14,2	0,0	5,191	5,191	5,191	5,191	5,191
4			T-2	110/35/10	10	1989	0,548		0,91							0,783	0,783	0,783	0,783	0,783
5	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ ВЗЩА (ПС 348)	T-1	110/10	25	1980	10,819	21.06.2017	0,91	22,750	92,1	1793,0	0,0	0,0	0,0	10,912	10,912	10,912	10,912	10,912
6			T-2	110/10	63	1980	12,197		0,91							12,431	12,431	12,431	12,431	12,431
7	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Поречье (ПС 359)	T-1	110/35/10	10	1982	3,365	19.06.2019	0,91	9,100	107,5	69,0	0,0	202,5	0,0	3,396	3,396	3,396	3,396	3,396
8			T-2	110/35/10	10	1982	3,410		0,91							3,416	3,416	3,416	3,416	3,416

Продолжение таблицы 53

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (СЭС)	ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	T-1	110/35/10	6,3	1981	1,636	19.12.2018	1,115	2,788	102,3	454,6	0,0	464,0	0,0	71,9	71,9	71,9	71,9	71,9	0,990
2			T-2	35/10	2,5	1981	0,000		1,115												
3	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Сиверст (ПС 167)	T-1	110/35/10	10	1989	4,973	20.06.2018	0,91	9,100	87,6	715,0	0,0	14,2	0,0	59,7	59,7	59,7	59,7	59,7	3,126
4			T-2	110/35/10	10	1989	0,548		0,91												

№ п/п	Территориально-сетевая организация	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Класс напряжения трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Максимальная фактическая нагрузка за 2017-2019 гг.		Коэффициент допустимой длительной перегрузки	Длительно допустимая нагрузка питающего центра, МВА	Загрузка питающего центра в режиме п-1, %	Заявленная мощность АТП и договоров 2020-2024 гг., кВт		Заявленная мощность АТП и договоров смежных ЦП 35 кВ 2020-2024 гг., кВт		Загрузка ЦП в ремонтной схеме (N-1), %					Резерв мощности на ЦП в 2024 г. без учета возможности перевода нагрузки, МВА
							S, МВА	дата замера				до 670 кВт	670 кВт и выше	до 670 кВт	670 кВт и выше	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
5	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ ВЗЦА (ПС 348)	T-1	110/10	25	1980	10,819	21.06.2017	0,91	22,750	92,1	1793,0	0,0	0,0	0,0	93,4	93,4	93,4	93,4	93,4	-0,593
6			T-2	110/10	63	1980	12,197		0,91												
7	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» (ЮЭС)	ПС 110 кВ Поречье (ПС 359)	T-1	110/35/10	10	1982	3,365	19.06.2019	0,91	9,100	107,5	69,0	0,0	202,5	0,0	68,1	68,1	68,1	68,1	68,1	2,288
8			T-2	110/35/10	10	1982	3,410		0,91												

23. Регулирование напряжения в сети и размещение источников реактивной мощности в узлах нагрузки Псковской области на период до 2024 г.

Регулирование напряжения в ЭС Псковской области будет осуществляться:

изменением выдачи реактивной мощности турбогенераторами Псковской ГРЭС;

включением и отключением шунтирующих реакторов на ПС 330 кВ Великорецкая, ПС 330 кВ Новосokolьники и ПС 330 кВ Псков;

за счет изменения коэффициентов трансформации ПС 330 кВ Новгородского ПМЭС.

В таблице 54 представлены номинальная и располагаемая реактивные мощности устройств компенсации реактивной мощности энергосистемы Псковской области. Регулировочный диапазон генерирующего оборудования электростанций энергосистемы Псковской области представлен в таблице 55.

Таблица 54

Номинальная и располагаемая мощность устройств компенсации реактивной мощности Псковской области на 2020-2024 гг.

№ п/п	Энергообъект	Диспетчерское наименование	Тип	Место коммутации, Уном	Реактивная мощность ступени, Мвар
1	ПС 330 кВ Великорецкая	P-1	РКОС-9900/10-УХЛ1	Обмотки 10 кВ АТ-1,2 через выключатели	29,7
		P-2			29,7
		P-3			29,7
		P-4			29,7
2	ПС 330 кВ Новосokolьники	P-1	РКОС-9900/11-УХЛ1	Обмотки 10 кВ АТ-1,2 через выключатели	29,7
		P-2			29,7
		P-3	РТМ-100000/330 У1	СШ-330 кВ	3*33,3333
3	ПС 330 кВ Псков	P-1	РКОС-9900/11-УХЛ1	Обмотки 10 кВ АТ-1,2 через выключатели	29,7
		P-2			29,7

Таблица 55

Регулировочный диапазон генераторов энергосистемы Псковской области

Наименование электростанции	Диспетчерское наименование генератора	Установленная мощность, МВт		Диапазон регулирования реактивной мощности										
				0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Псковская ГРЭС	Г-1	220	P, МВт	0	22	44	66	88	110	132	154	176	198	220
			Q _{min} , Мвар	-98	-96	-95	-93	-91	-88,5	-85,5	-81	-76	-73	-60
			Q _{max} , Мвар	192	190	187,5	183	178,5	174	169,5	162,5	154,5	146	136

Наименование электростанции	Диспетчерское наименование генератора	Установленная мощность, МВт	Диапазон регулирования реактивной мощности											
			0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
	Г-2	220	P, МВт	0	22	44	66	88	110	132	154	176	198	220
			Q_{\min} , Мвар	-80	-79	-78	-77	-76	-73	-69	-65	-60	-54	-42
			Q_{\max} , Мвар	192	190	-187,5	183	178,5	174	169,5	162,5	154,5	146	136

В энергосистеме Псковской области большая часть трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ и 35 кВ снабжены устройствами для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) без перерыва электроснабжения потребителей. Отдельные трансформаторы снабжены устройством ПБВ (переключение без возбуждения). На таких трансформаторах регулирование осуществляется при отключенном трансформаторе. В соответствии с информацией, представленной Псковским филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада», на ряде подстанций 110 кВ энергосистемы Псковской области в настоящее время введены графики ограничения уровня напряжений – уровни напряжения в сети 110 кВ не должны превышать 117-121 кВ. В случае превышения указанных уровней напряжения (117-121 кВ) вплоть до 126 кВ диапазона устройств регулирования напряжения, установленных на трансформаторах подстанций, недостаточно для поддержания уровней напряжения в точке передачи электрической энергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 и оптимального режима сети.

Анализируя результаты расчетов характерных режимов 2020 г. энергосистемы Псковской области, можно отметить, что уровни напряжения в сетях 35-330 кВ в нормальной схеме сети находятся в допустимых пределах. В схемно-режимной ситуации, в которой генерация Псковской ГРЭС составляет 0 МВт при аварийном отключении ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС-Старорусская в схеме ремонта Р-3 ПС 330 кВ Новоскольники и АТ-1 (2) ПС 330 кВ Великорецкая напряжение в сети 330 кВ достигает 363,1 кВ, что превышает величину наибольшего рабочего напряжения для класса напряжения 330 кВ, составляющую 363 кВ. Для ввода напряжений в сети 330 кВ в допустимый диапазон необходимо осуществить вывод в резерв ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Новоскольники. Информация о минимальных и максимальных значениях напряжений в сети 35-330 кВ представлена в таблице 56.

**Максимальные и минимальные напряжения в сети 35-330 кВ
энергосистемы Псковской области на этап 2020 г.**

Режим	U _{min} 330, кВ	U _{max} 330, кВ	U _{min} 110, кВ	U _{max} 110, кВ	U _{min} 35, кВ	U _{max} 35, кВ
Нормальная схема сети						
Зима (максимальные нагрузки) +5С	338,3	348,2	109,2	115,3	35,5	39,3
Зима (максимальные нагрузки) -26С	336,3	347,1	109,2	116,6	35,3	39,1
Зима (минимальные нагрузки) +5С	346,0	354,6	114,0	118,2	35,9	38,7
Зима (минимальные нагрузки) -26С	344,7	353,5	112,6	117,9	35,5	38,4
Лето (максимальные нагрузки) +18С	343,4	354,5	111,7	119,2	35,1	38,6
Лето (максимальные нагрузки) ПЭВТ +30С	343,3	354,5	111,6	119,2	35,0	38,6
Лето (минимальные нагрузки) +18С	348,6	356,9	115,7	120,5	36,4	38,4
Генерация Псковской ГРЭС – 0 МВт. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС-Старорусская при выведенных в ремонт Р-3 ПС 330 кВ Новосokolьники и АТ-1 (2) ПС 330 кВ Великорецкая						
Лето (режим минимальных нагрузок)	358,9	363,1	117,9	121,7	37,1	38,9
Генерация Псковской ГРЭС – 0 МВт. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС-Старорусская при выведенных в ремонт Р-3 ПС 330 кВ Новосokolьники и АТ-1 (2) ПС 330 кВ Великорецкая (отключение ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Новосokolьники)						
Лето (режим минимальных нагрузок)	349,2	358,3	115,1	120,3	36,2	38,4

Анализируя результаты расчетов характерных режимов 2024 г. энергосистемы Псковской области, можно отметить, что уровни напряжения в сетях 35-330 кВ в нормальной схеме сети находятся в допустимых пределах. В схемно-режимной ситуации, в которой генерация Псковской ГРЭС составляет 0 МВт при аварийном отключении ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС-Старорусская в схеме ремонта Р-3 ПС 330 кВ Новосokolьники и АТ-1 (2) ПС 330 кВ Великорецкая напряжение в сети 330 кВ достигает 363,1 кВ, что превышает величину наибольшего рабочего напряжения для класса напряжения 330 кВ, составляющую 363 кВ. Для ввода напряжений в сети 330 кВ в допустимый диапазон необходимо осуществить вывод в резерв ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Новосokolьники. Информация о минимальных и максимальных значениях напряжений в сети 35-330 кВ представлена в таблице 57.

**Максимальные и минимальные напряжения в сети 35-330 кВ
энергосистемы Псковской области на этап 2024 г.**

Режим	U _{min} 330, кВ	U _{max} 330, кВ	U _{min} 110, кВ	U _{max} 110, кВ	U _{min} 35, кВ	U _{max} 35, кВ
Нормальная схема сети						
Зима (максимальные нагрузки) +5С	339,3	347,9	108,9	116,4	35,5	39,0
Зима (максимальные нагрузки) -26С	337,6	346,7	108,9	116,6	35,3	38,6
Зима (минимальные нагрузки) +5С	345,6	354,2	113,7	117,8	35,8	38,6
Зима (минимальные нагрузки) -26С	344,4	353,0	112,4	117,6	35,4	38,3
Лето (максимальные нагрузки) +18С	343,0	354,2	111,4	118,8	35,1	38,7
Лето (максимальные нагрузки) ПЭВТ +30С	343,0	354,1	111,3	118,8	35,0	38,7
Лето (минимальные нагрузки) +18С	348,4	356,6	115,6	120,5	36,4	38,3
Генерация Псковской ГРЭС – 0 МВт. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС-Старорусская при выведенных в ремонт Р-3 ПС 330 кВ Новосокольники и АТ-1 (2) ПС 330 кВ Великорещкая						
Лето (режим минимальных нагрузок)	358,6	363,1	117,7	121,6	37,0	38,8
Генерация Псковской ГРЭС – 0 МВт. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС-Старорусская при выведенных в ремонт Р-3 ПС 330 кВ Новосокольники и АТ-1 (2) ПС 330 кВ Великорещкая (отключение ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС – Новосокольники)						
Лето (режим минимальных нагрузок)	349,0	357,9	114,9	120,1	36,1	38,3

В соответствии с информацией, представленной Псковским филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада», на ряде подстанций ЭС Псковской области в некоторых схемно-режимных ситуациях напряжение в РУ 110 кВ достигает значения 126 кВ (наибольшее рабочее напряжение). В данных СРС диапазона устройств регулирования напряжения, установленных на трансформаторах подстанций, недостаточно для поддержания уровней напряжения в точке передачи электрической энергии в соответствии с ГОСТ-32144 и оптимального режима сети.

Результаты расчета баланса реактивной мощности в табличном виде для характерных режимов на этап 2020 года для базового варианта развития представлены в таблице 58.

Баланс реактивной мощности в сети 35-330 кВ энергосистемы Псковской области на этап 2020 г.

№ п/п	Наименование	Зима (режим макси- мальных нагрузок), +5С	Зима (режим макси- мальных нагрузок), -26С	Зима (режим мини- мальных нагрузок), +5С	Зима (режим мини- мальных нагрузок), -26С	Лето (режим макси- мальных нагрузок), +18С	Лето (режим макси- мальных нагрузок) ПЭВТ, +30С	Лето (режим мини- мальных нагрузок), +18С
1	Реактивная мощность нагрузки, МВар	186	215	127	143	193	195	117
2	Потери в ЛЭП, МВар:	63,5	66,65	31,31	32,61	53,31	53,51	31,51
	ЛЭП 330 кВ	54,71	55,41	28,25	28,74	46,92	47,01	29,85
	ЛЭП 110 кВ	8,62	11,01	2,98	3,76	6,23	6,33	1,59
	ЛЭП 35 кВ	0,17	0,23	0,08	0,11	0,16	0,17	0,07
3	Потери в трансформаторах, МВар:	81,96	93,33	58,2	63,05	75,78	76,3	50,82
	Трансформаторы 330 кВ	42,31	47	29,96	32,41	38,51	38,77	25,78
	Трансформаторы 110 кВ	36,2	42,78	24,83	27,25	33,82	34,09	21,64
	Трансформаторы 35 кВ	3,45	3,55	3,41	3,39	3,45	3,44	3,4
4	Реактивная мощность, передаваемая в прилегающую сеть, МВар	-67,97	-89,15	52,74	29,27	-14,57	-16,54	74,89
5	Генерируемая реактивная мощность КУ, МВар *	-270,15	-245,76	-285,15	-282,68	-279,17	-278,96	-290,74
	БСК	0	0	0	0	0	0	0
	Реакторы	-270,15	-245,76	-285,15	-282,68	-279,17	-278,96	-290,74
6	Генерируемая реактивная мощность станций, МВар:	0	0	0	0	38,30	39,14	2,82
	Псковская ГРЭС	0	0	0	0	38,30	39,14	2,82
	Шильская ГЭС	0	0	0	0	0	0	0
	Максютинская ГЭС	0	0	0	0	0	0	0
7	Зарядная мощность ЛЭП, МВар:	533,64	531,59	554,4	550,61	548,39	548,1	562,14
	ЛЭП 330 кВ	446,71	443,86	463	460,54	458,34	458,16	467,71
	ЛЭП 110 кВ	80,42	81,21	84,68	83,49	83,42	83,32	87,64
	ЛЭП 35 кВ	6,51	6,52	6,72	6,58	6,63	6,62	6,79
8	Итого потребляемая реактивная мощность (п. 1-4), МВар	263,49	285,83	269,25	267,93	307,52	308,27	274,22
9	Итого генерируемая реактивная мощность (п. 5-7), МВар	263,49	285,83	269,25	267,93	307,52	308,27	274,22
10	Баланс реактивной мощности (п 8-9), МВар	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

* знак «+» означает выработку реактивной мощности КУ, знак «-» означает потребление реактивной мощности КУ

Результаты расчета баланса реактивной мощности в табличном виде для характерных режимов на этап 2024 года для базового варианта развития представлены в таблице 59.

Баланс реактивной мощности в сети 35-330 кВ энергосистемы Псковской области на этап 2024 г.

№ п/п	Наименование	Зима (режим макси- мальных нагрузок), +5С	Зима (режим макси- мальных нагрузок), -26С	Зима (режим мини- мальных нагрузок), +5С	Зима (режим мини- мальных нагрузок), -26С	Лето (режим макси- мальных нагрузок), +18С	Лето (режим макси- мальных нагрузок) ПЭВТ, +30С	Лето (режим мини- мальных нагрузок), +18С
1	Реактивная мощность нагрузки, МВар	197	226	132	148	199	201	121
2	Потери в ЛЭП, МВар:	62,82	65,31	31,07	32,37	53,62	53,8	31,67
	ЛЭП 330 кВ	53,63	53,87	27,93	28,44	47,01	47,09	29,96
	ЛЭП 110 кВ	9,01	11,21	3,05	3,82	6,44	6,54	1,64
	ЛЭП 35 кВ	0,18	0,23	0,09	0,11	0,17	0,17	0,07
3	Потери в трансформаторах, МВар:	82,2	93,17	59,53	64,6	77,57	78,06	51,66
	Трансформаторы 330 кВ	41,02	45,29	30,59	33,21	39,49	39,73	26,1
	Трансформаторы 110 кВ	37,71	44,35	25,53	27,99	34,63	34,89	22,17
	Трансформаторы 35 кВ	3,47	3,53	3,41	3,4	3,45	3,44	3,39
4	Реактивная мощность, передаваемая в прилегающую сеть, МВар	-55,97	-77,45	46,25	22,58	-19,03	-21,02	70,91
5	Генерируемая реактивная мощность КУ, МВар *	-249,03	-225,55	-284,33	-281,79	-278,28	-278,10	-290,24
	БСК	0	0	0	0	0	0	0
	Реакторы	-249,03	-225,55	-284,33	-281,79	-278,28	-278,10	-290,24
6	Генерируемая реактивная мощность станций, МВар:	0	0	0	0,00	42,25	43,00	3,97
	Псковская ГРЭС	0	0	0	0,00	42,25	43,00	3,97
	Шильская ГЭС	0	0	0	0	0	0	0
	Максютинская ГЭС	0	0	0	0	0	0	0
7	Зарядная мощность ЛЭП, МВар:	535,08	532,58	553,18	549,34	547,2	546,93	561,51
	ЛЭП 330 кВ	447,71	445,09	462,09	459,58	457,49	457,32	467,3
	ЛЭП 110 кВ	80,81	80,99	84,38	83,18	83,11	83,02	87,45
	ЛЭП 35 кВ	6,56	6,5	6,71	6,58	6,6	6,59	6,76
8	Итого потребляемая реактивная мощность (п 1-4), МВар	286,05	307,03	268,85	267,55	311,16	311,84	275,24
9	Итого генерируемая реактивная мощность (п 5-7), МВар	286,05	307,03	268,85	267,55	311,16	311,84	275,24
10	Баланс реактивной мощности (п 8-9), МВар	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

* знак «+» означает выработку реактивной мощности КУ, знак «-» означает потребление реактивной мощности КУ.

Анализ баланса реактивной мощности в электрической сети энергосистемы Псковской области на 2024 г. показал, что регулирование напряжения в сети 35-330 кВ обеспечивается в допустимых диапазонах,

ввод дополнительных устройств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности не требуется.

VI. Особенности развития сетей Псковской области

24. Анализ мероприятий, обеспечивающих дополнительное повышение напряжения в сети 110 кВ до 126 кВ без нарушения качества электрической энергии в сети 0,4-10 кВ

В соответствии с информацией, представленной Псковским филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада», на ряде подстанций 110 кВ энергосистемы Псковской области уровни напряжения в сети 110 кВ не должны превышать 117-121 кВ. В случае превышения указанных уровней напряжения (117-121 кВ), в т.ч. до 126 кВ, диапазона устройств регулирования напряжения, установленных на трансформаторах подстанций, недостаточно для поддержания уровней напряжения в точке передачи электрической энергии в соответствии с ГОСТ-32144-2013 и оптимального режима сети. Для расчета напряжения на низкой стороне трансформатора с учетом заводских характеристик и потерь напряжения на трансформаторе используется следующая формула:

$$U_{\text{нн}} \frac{\text{max}}{\text{min}} = U_{\text{нном}} \frac{U_{\text{вт}} \frac{\text{max}}{\text{min}}}{U_{\text{вном}} (1 \pm n_{\text{отв}} \frac{\text{max}}{\text{min}} \cdot \frac{u_{\text{отв}}}{100})} \cdot 0,95, [\text{кВ}],$$

где:

$U_{\text{нн}} \frac{\text{max}}{\text{min}}$ – расчетное значение напряжения на обмотке низшего напряжения трансформатора;

$U_{\text{нном}}$ – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, кВ;

$n_{\text{отв}}$ – номер отпайки устройства регулирования напряжения;

$u_{\text{отв}}$ – шаг регулирования напряжения, %.

Например, для ПС 110 кВ Плаксино (ПС 168) значение напряжения на стороне НН Т-1 при максимальном значении напряжения в РУ 110 кВ - 126 кВ (наибольшее рабочее напряжение) составляет 11,4 кВ (при первом положении отпайки):

$$U_{\text{нн max}} = 11 \frac{126}{110(1 + 2 \cdot \frac{2,5}{100})} \cdot 0,95 = 11,4 \text{ кВ,}$$

а при минимальном значении напряжения в РУ 110 кВ – 89 кВ (согласно Требованиям к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденным приказом Минэнерго России от 03 августа 2018 г. № 630, уровни напряжения должны обеспечивать нормативный коэффициент запаса по напряжению в нормальных и ремонтных схемах не менее 15%) составляет 8,9 кВ (при пятом положении отпайки):

$$U_{\text{нн max}} = 11 \frac{89}{110(1 - 2 \cdot \frac{2,5}{100})} \cdot 0,95 = 8,9 \text{ кВ,}$$

Допустимые отклонения напряжения составляют $\pm 10\%$ от номинального значения согласно ГОСТ 32144-2013. Полученные результаты показывают, что напряжение на низкой стороне при максимальном значении напряжения в РУ 110 кВ – 126 кВ (наибольшее рабочее напряжение) выходит за рамки допустимого отклонения, соответственно, требуется замена трансформатора на новый без увеличения мощности с устройством РПН.

Предельно допустимая величина повышения напряжения на стороне ВН ПС 110 кВ Плаксино (ПС 168), позволяющая избежать нарушения ГОСТ-32144-2013 до замены трансформаторов, составляет:

$$U_{\text{вн max}} = U_{\text{нн max}} \frac{U_{\text{вном}} (1 + n_{\text{отв max}} \cdot \frac{u_{\text{отв}}}{100})}{U_{\text{нном}} \cdot 0,95} = 11 \frac{110(1 + 2 \cdot \frac{2,5}{100})}{11 \cdot 0,95} \\ = 121,6 \text{ кВ.}$$

Перечень ПС 110 кВ, трансформаторы которых не обладают достаточным диапазоном регулирования напряжения, представлен в таблице 60. Для всех трансформаторов ПС, указанных в таблице 60, в рамках умеренно-оптимистического варианта развития рекомендуется замена на новые без увеличения трансформаторной мощности с устройствами РПН.

Таблица 60

Перечень ПС 110 кВ, трансформаторы которых не обладают достаточным диапазоном регулирования напряжения

№ п/п	Наименование подстанции	№ трансформатора	Тип	Сном, МВА	Класс напряжения	Уном, пределы регулирования напряжения, кВ			Способ регулирования	Максимальное значение напряжения 6, 10 кВ (при максимальном значении напряжения на стороне ВН – 126 кВ с учетом потерь), кВ	Минимальное значение напряжения 6, 10 кВ (при минимальном значении напряжения на стороне ВН – 89 кВ с учетом потерь), кВ	Значение напряжения на стороне 6, 10 кВ с учетом допустимого отклонения напряжения по ГОСТ (+10 %), кВ	Значение напряжения на стороне 6, 10 кВ с учетом допустимого отклонения напряжения по ГОСТ (-10 %), кВ	Максимально допустимая величина повышения напряжения в сети 110 кВ, позволяющая избежать нарушения ГОСТ-32144-2013, кВ	Максимально допустимая величина повышения напряжения в сети 35 кВ, позволяющая избежать нарушения ГОСТ-32144-2013, кВ
						ВН	СН	НН							
1	ПС 110 кВ Новоселье (ПС 163)	Т-1	ТМ 6300/110/10	6,3	110/10	110±2х2,5%		11	ПБВ	11,4	8,9	11	9	121,6	-
2	ПС 110 кВ Крипецы (ПС 217)	Т-1	ТМН 2500/110/10	2,5	110/10	110±2,15%		11	РГН	11,7	8,6	11	9	118,3	-
3	ПС 110 кВ Крупп (ПС 361)	Т-1	ТАМГ 2500/110/10	2,5	110/10	110±2,15%		11	ПБВ	11,7	8,6	11	9	118,3	-
4	ПС 110 кВ Плаксино (ПС 168)	Т-1	ТМТ-6300/110/35/10	6,3	110/10	110±2х2,5%	38,5±2х2,5%	11	ПБВ	11,4	8,9	11	9	121,6	-
5	ПС 110 кВ Пустыньки (ПС 204)	Т-1	ТАМГ-2500/110/10	2,5	110/10	110±2х2,5%		11	ПБВ	11,4	8,9	11	9	121,6	-
6	ПС 110 кВ Суханово (ПС 352)	Т-2	ТМ-6300/110/10	6,3	110/10	110±2х2,5%		11	ПБВ	11,4	8,9	11	9	121,6	-
7	ПС 110 кВ Славковичи (ПС 197)	Т-1	ТАМГ-3200/110/10	3,2	110/35/10	110±2х2,5%		10	ПБВ	10,4	8,1	11	9	126,0	-
8	ПС 110 кВ Подберезье (ПС 202)	Т-1	ТАМ-4000/110/10	4	110/10	110±2х2,5%		10	ПБВ	10,4	8,1	11	9	126,0	-
9	ПС 110 кВ Пионерный (ПС 219)	Т-1	ТМ-6300/110/6	6,3	110/6	110±2х2,5%		6,6	ПБВ	6,8	5,3	6,6	5,4	121,6	-
10	ПС 110 кВ СУ ГРЭС (ПС 281)	Т-1	ТМ-6300/110/6	6,3	110/6	110±2х2,5%		6,6	ПБВ	6,8	5,3	6,6	5,4	121,6	-

№ п/п	Наименование подстанции	№ трансформатора	Тип	Сном, МВА	Класс напряжения	Уном, пределы регулирования напряжения, кВ			Способ регулирования	Максимальное значение напряжения 6, 10 кВ (при максимальном значении напряжения на стороне ВН – 126 кВ с учетом потерь), кВ	Минимальное значение напряжения 6, 10 кВ (при минимальном значении напряжения на стороне ВН – 89 кВ с учетом потерь), кВ	Значение напряжения на стороне 6, 10 кВ с учетом допустимого отклонения напряжения по ГОСТ (+10 %), кВ	Значение напряжения на стороне 6, 10 кВ с учетом допустимого отклонения напряжения по ГОСТ (-10 %), кВ	Максимально допустимая величина повышения напряжения в сети 110 кВ, позволяющая избежать нарушения ГОСТ-32144-2013, кВ	Максимально допустимая величина повышения напряжения в сети 35 кВ, позволяющая избежать нарушения ГОСТ-32144-2013, кВ
						ВН	СН	НН							
11	ПС 110 кВ Крюки (ПС 216)	T-1	ТМ-6300/110/10	6,3	110/10	110±2х2,5%		11	ПВВ	11,4	8,9	11	9	121,6	-
12		T-2	ТМ-6300/110/10	6,3	110/10	110±2х2,5%		11	ПВВ	11,4	8,9	11	9	121,6	-
13	ПС 110 кВ Беяево (ПС 289)	T-2	ТАМГ-2500/110/10	2,5	110/10	110±2,15%		11	ПВВ	11,7	8,6	11	9	118,3	-
14	ПС 110 кВ Печоры (ПС 74)	T-1	ТДН 10000/110/10	10	110/11	110 ±4*2,5%		11	РПН	11,4	8,9	11	9	121,6	-
15		T-2	ТМ 6300/110/11	6,3	110/10	110±2х2,5%		11	ПВВ	11,4	8,9	11	9	121,6	-
16	ПС 110 кВ Речная (ПС 126)	T-1	ТДНГ 15000/110/6	15	110/6,6	110 ± 4*2,5%		6,6	РПН	6,8	5,3	6,6	5,4	121,6	-
17	ПС 110 кВ Полна (ПС 146)	T-2	ТМН 2500/110/10	2,5	110/11	110		11+10/-8*1,5%	РПН	12,6	8,1	11	9	110,0	-
18	ПС 110 кВ Гдов (ПС 192)	T-2	ТДТНГ 10000/110/35/10	10	110/11	110 ± 4*2,5%	38,5 ± 2*2,5%	11	РПН/ПВВ	11,4	8,9	11	9	121,6	38,5
19	ПС 110 кВ Реостат (ПС 206)	T-1	ТДНГ-10000/110/6,6	10	110/6,6	110 ± 4*2,5%		6,6	РПН	6,8	5,3	6,6	5,4	121,6	-
20	ПС 110 кВ Радиозаводская (ПС 175)	T-1	ТДН 15000/110/10	15	110/6,6	110 ± 4*2,5%		6,6	РПН	6,8	5,3	6,6	5,4	121,6	-
21		T-2	ТДН 15000/110/10	15	110/6,6	110 ± 4*2,5%		6,6	РПН	6,8	5,3	6,6	5,4	121,6	-

25. Проработка варианта технологического присоединения электроустановок ОАО «Великолукский мясокомбинат» к электрическим сетям 110 кВ Псковского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»

Основанием для разработки плановых мероприятий по осуществлению электроснабжения мясоперерабатывающего комбината в ур. Болягино Псковской области (присоединяемая мощность – 16 МВт) является протокол совещания руководителей ПАО «МРСК Северо-Запада», ОАО «Великолукский мясокомбинат», ООО «Великолукский свиноводческий комплекс» от 12.03.2020 № 1/63. Предлагаются следующие варианты электроснабжения указанного потребителя:

Вариант 1.

Строительство ПС 110 кВ Мясокомбинат с трансформаторами 2х16 МВА (типовая схема РУ №110-5н) с заходами от существующей ВЛ 110 кВ Л. Малаховская-2 проводами АС-120 длиной 2 км.

В результате расчетов потокораспределения для варианта 1 подключения ПС 110 кВ Мясокомбинат зимнего максимума 2024 г. выхода режимных параметров за допустимые пределы не выявлено (рисунок 13).

Вариант 2.

Строительство ПС 110 кВ Мясокомбинат с трансформаторами 2х16 МВА (типовая схема РУ №110-4н) со строительством двухцепной ВЛ от существующей ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70) до новой ПС 110 кВ Мясокомбинат проводом АС-120 длиной 10 км.

В результате расчетов потокораспределения для варианта 2 подключения ПС 110 кВ Мясокомбинат зимнего максимума 2024 г. выхода режимных параметров за допустимые пределы не выявлено (рисунок 14).

Результаты расчетов потокораспределения для режима зимнего максимума нагрузок показали, что вариант 1 и вариант 2 подключения ПС 110 кВ Мясокомбинат приемлемы с технической точки зрения, поскольку требования, предъявляемые к надежности сети в настоящей работе, выполняются.

Расчет потребности в капиталовложениях по вариантам 1 и 2 электроснабжения Великолукского мясокомбината представлен в таблице 61.

Из таблицы 61 видно, что наиболее предпочтительным является вариант 1. Схема подключения ПС 110 кВ Мясокомбинат приведена на рисунке 15.

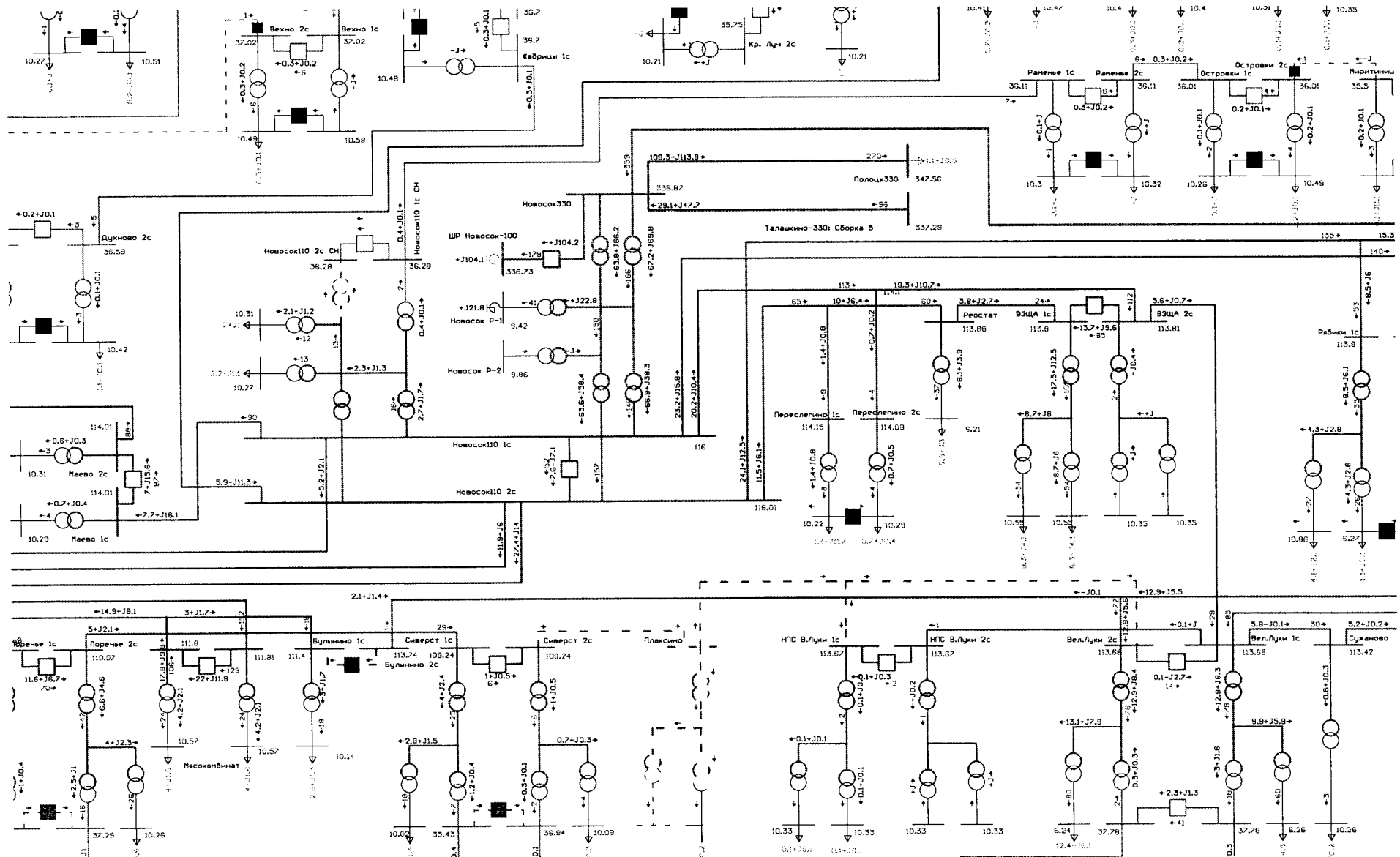
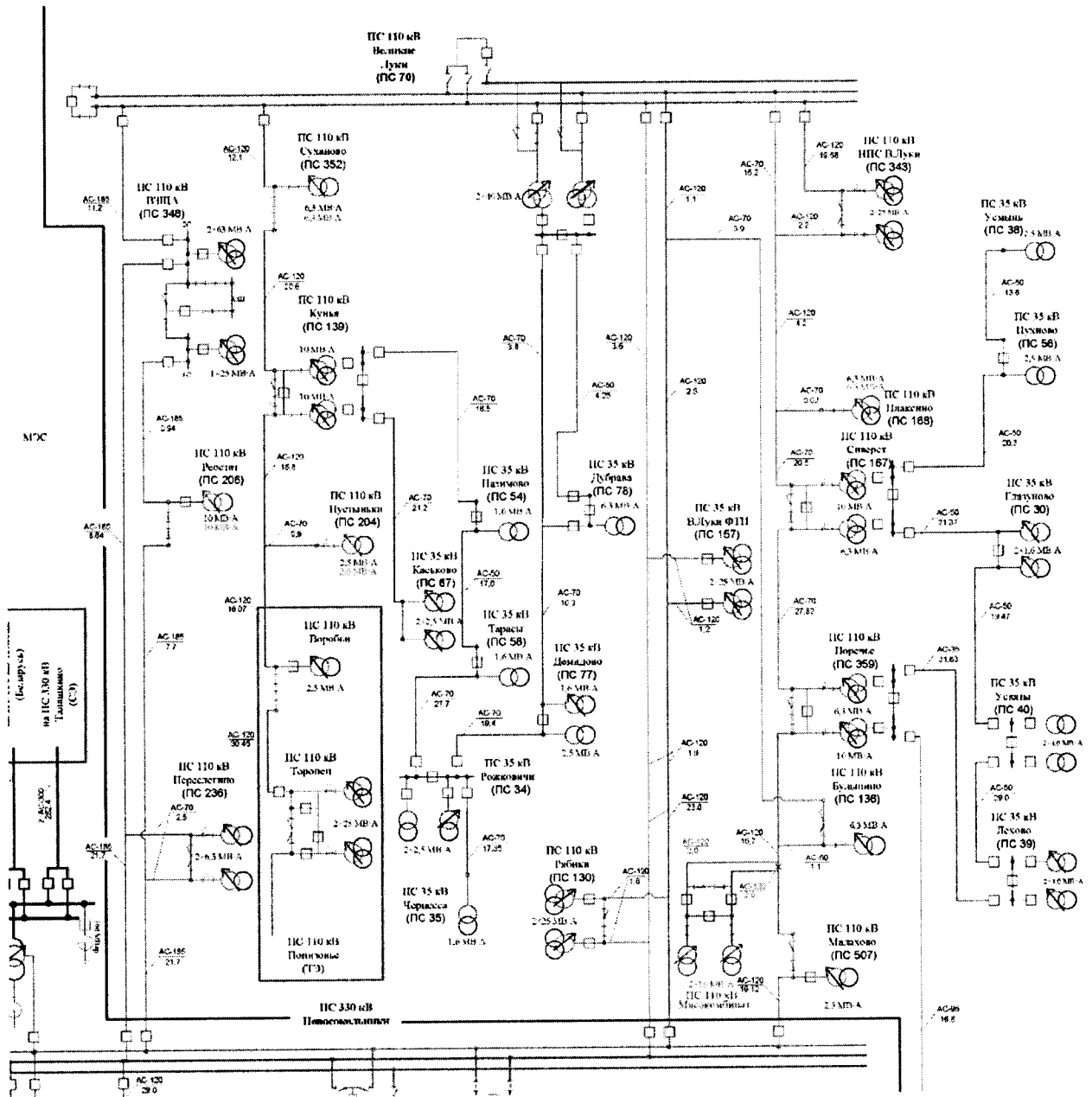


Рисунок 13. Зимний режим максимальных нагрузок 2024 г. Вариант 1 подключения ПС 110 кВ Мясокомбинат. Отключение ВЛ 110 кВ Великие Луки – Сиверст с отпайками (Л. Сиверстская-1)

Расчет потребности в капитальных вложениях по вариантам подключения ПС 110 кВ Мясокомбинат

Мероприятие	Стоимость в ценах 2000 г., тыс. руб.				Стоимость в ценах 2020 г., тыс. руб.			
	Итого в ценах 2000 г.	СМР	Оборудование	Прочее	СМР	Оборудование	Прочее	Итого в ценах 2020 г.
Вариант 1								
Строительство ПС 110 кВ Мясокомбинат с подключением к существующей ВЛ 110 кВ Л. Малаховская-2, в т.ч.:								276 940
Трансформатор 110/НН кВ мощностью 16 МВА	11 664	2 566	7 115	1 983	18 938	33 512	18 441	70 890
Ячейка ОРУ (элегаз) 110 кВ (учтены выключатели присоединений, тр-ров и ШСВ)	27 731	6 101	16 916	4 714	47 342	79 673	43 842	170 858
Постоянная часть затрат для ОРУ 110 кВ, схема РУ ВН – №110-5н	4 200	924	2 562	714	7 170	12 067	6 640	25 877
Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ, АС-120, железобетонные свободностоящие опоры	1 590	1 272	0	318	6 358	0	2 957	9 315
Вариант 2								
Строительство ПС 110 кВ Мясокомбинат с подключением к существующей ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70) двухцепной линией, в т.ч.:								360 060
Трансформатор 110/НН кВ мощностью 16 МВА	11 664	2 566	7 115	1 983	18 938	33 512	18 441	70 890
Ячейка ОРУ (элегаз) 110 кВ (учтены выключатели присоединений, тр-ров и ШСВ)	36 974	8 134	22 554	6 286	63 123	106 231	58 457	227 810
Постоянная часть затрат для ОРУ 110 кВ, схема РУ ВН – №110-4н	2 400	528	1 464	408	4 097	6 895	3 794	14 787
Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ, АС-120, железобетонные свободностоящие опоры	7 948	6 358	0	1 590	31 790	0	14 783	46 573



26. Вывод из эксплуатации Псковской ГРЭС

По итогам конкурентного отбора мощности (далее - КОМ) Псковская ГРЭС отобрана в число поставщиков мощности на оптовом рынке электрической энергии и мощности до конца 2024 года.

Принимая во внимание положительные результаты проведенных мероприятий по оптимизации затрат и режимов работы генерирующего оборудования Псковской ГРЭС, ожидаемую индексацию цены КОМ с 2022 года, а также социальную направленность деятельности ПАО «ОГК-2», принято решение о подаче заявки КОМ 2025 года, итогом

которого является отказ от планов по выводу из эксплуатации оборудования Псковской ГРЭС на перспективный период до 2025 года.

27. Обеспечение возможности дистанционного ввода графиков временного отключения потребления

Для обеспечения технической возможности незамедлительного отключения нагрузки потребителей путем дистанционного ввода графиков временного отключения потребления по диспетчерской команде диспетчерского центра определен перечень приоритетных объектов для реализации дистанционного ввода графика временного отключения (далее – ГВО):

с наибольшим количеством фидеров потребителей, включенных в ГВО со временем реализации до 5 минут, отключаемых оперативным персоналом подстанций;

подстанции, имеющие прямые фидера потребителей, отключаемые с центров питания, обслуживание которых осуществляется оперативно-выездными бригадами (т.е. при вводе ГВО отключение нагрузки потребителей по фидерам 6-10 кВ на данных подстанциях в течение 5-20 минут будет невозможно).

Реализация мероприятий по дистанционному вводу ГВО на приоритетных объектах позволит обеспечить повышение эффективности ввода ГВО со временем реализации до 20 минут и исключение возможности невыполнения команды на ввод ГВО Филиала АО «СО ЕЭС» Новгородское РДУ в течение заданного времени 5 минут, 20 минут.

На основании анализа ГВО на 2019-2020 гг. и с учетом возможного (перспективного) включения в них потребителей, электроснабжение которых в настоящий момент осуществляется от подстанций, на которых возможна реализация дистанционного управления, в таблице 62 определен перечень мероприятий, обеспечивающих дистанционный ввод ГВО.

**Перечень мероприятий (организационных и технических),
обеспечивающих дистанционный ввод ГВО**

№ п/п	Наименование объекта	Необходимые мероприятия	Номер инвестиционного проекта	Рекомендуемый срок реализации
1	ПС 110 кВ Бежаницы (ПС 147)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ	G_000-76-1-04.40-0007	2019-2023
2	ПС 110 кВ Чихачево (ПС 118)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
3	ПС 110 кВ Локня (ПС 119)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
4	ПС 110 кВ Ашево (ПС 254)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
5	ПС 110 кВ Крестилово (ПС 241)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
6	ПС 110 кВ Фишнево (ПС 200)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
7	ПС 35 кВ Ратьково (ПС 46)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
8	ПС 35 кВ Красный Луч (ПС 18)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
9	ПС 110 кВ Кудеверь (ПС 201)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
10	ПС 35 кВ Полистово (ПС 62)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
11	ПС 110 кВ Подберезье (ПС 202)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
12	ПС 35 кВ Миритиницы (ПС 57)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
13	ПС 110 кВ Гдов (ПС 192)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ	G_000-76-1-04.40-0008	2024
14	ПС 110 кВ Полна (ПС 146)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
15	ПС 110 кВ Добручи (ПС 508)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
16	ПС 35 кВ Черново (ПС 4)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
17	ПС 35 кВ Смурявево (ПС 8)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
18	ПС 35 кВ Чудская (ПС 80)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		

№ п/п	Наименование объекта	Необходимые мероприятия	Номер инвестиционного проекта	Рекомендуемый срок реализации
19	ПС 110 кВ Печоры (ПС 74)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ	G_000-76-1-04.40-0009	2025
20	ПС 110 кВ Изборск (ПС 69)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
21	ПС 110 кВ ПКК (ПС 504)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
22	ПС 110 кВ ГИК (ПС 205)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
23	ПС 110 кВ Крупп (ПС 361)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
24	ПС 35 кВ Ротово (ПС 9)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
25	ПС 35 кВ Лавры (ПС 11)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
26	ПС 35 кВ Юшково (ПС 6)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ	F_000-72-1-04.40-0001	2022
27	ПС 110 кВ Карамышево (ПС 64)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
28	ПС 110 кВ Опочка (ПС 161)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
29	ПС 110 кВ Красногородск (ПС 285)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
30	ПС 110 кВ Ляпуны (ПС 313)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
31	ПС 110 кВ Дно (ПС 116)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
32	на ПС 35 кВ Сергейцево (ПС 66)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
33	ПС 35 кВ Криуха (ПС 20),	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
34	ПС 35 кВ Поддубье (ПС 10)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
35	ПС 35 кВ Алоль (ПС 32)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ		
36	ПС 110 кВ ЭТЗ (ПС 399)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ	-	после 2025
37	ПС 110 кВ Лынокомбинат (ПС 73)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ	-	после 2025
38	ПС 110 кВ Заводская (ПС 328)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ	-	после 2025

№ п/п	Наименование объекта	Необходимые мероприятия	Номер инвестиционного проекта	Рекомендуемый срок реализации
39	ПС 110 кВ Идрица (ПС 133)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ	K_000-72-1-04.40-0010	2022
40	ПС 110 кВ Себеж (ПС 312)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ	-	после 2025
41	ПС 110 кВ Псков (ПС 53)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ	-	после 2025
42	ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ	K_000-75-1-04.40-0002	2021
43	РП 019 (г.Псков)	Реконструкция каналов связи и комплексов телемеханики с выполнением ТУ выключателями 10 кВ	-	после 2025
44	ОИК ПО Западные ЭС	Реализация функции выполнения программ переключений в ОИК	I_000-72-1-04.40-0006	2022
45	ОИК ПО Южные ЭС	Реализация функции выполнения программ переключений в ОИК	-	после 2025
46	ОИК ПО Восточные ЭС	Реализация функции выполнения программ переключений в ОИК	G_000-76-1-04.40-0007	2019-2023

VII. Перечень основных вводимых и реконструируемых электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше, определенных по результатам расчетов электрических режимов в рамках базового и умеренно-оптимистического вариантов

В ходе анализа особенностей функционирования ЭС Псковской области на основании расчетов электрических режимов было выявлено, что мероприятий, предусмотренных в инвестиционных программах субъектов энергетики (таблица 45) недостаточно для обеспечения надежного функционирования энергосистемы и присоединения новых потребителей электрической энергии. Актуализированный перечень предложений по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Псковской области на этапы 2020-2024 годов с учетом объектов, не вошедших в существующие инвестиционные программы субъектов энергетики Псковской области, с кратким техническим обоснованием приведен в таблице 63.

Предложения по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Псковской области на 2020-2024 гг.

№ п/п	Наименование объекта	Номер инвестиционного проекта	Рекомендуемый год реализации	Мероприятие	Техническое обоснование
Базовый вариант развития энергосистемы Псковской области, мероприятия, предусмотренные инвестиционными программами субъектов энергетики, а также выполняемые в соответствии с ТУ на ТП					
1	ПС 330 кВ Псков	F_1997193	2022 г.	Техническое перевооружение ПС 330 кВ Псков (замена АТ-1, АТ-2, мощностью по 200 МВА, 16 РЗА)	Проект СиПР ЕЭС 2020-2026
2	ПС 110 кВ Моглино (ПС 103)	н/д	2022 г.	Установка третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА на ПС 110 кВ Моглино (ПС 103)	ТУ на ТП № 6413/13 от 10.02.2014
3	ПС 110 кВ Заболотье (ПС 104)	н/д	2021 г.	Строительство ПС 110/10 кВ Заболотье (ПС 104) с установкой трансформаторов 2х6,3 МВА	ТУ на ТП №76-04478/14-001 от 18.09.2014
Умеренно-оптимистический вариант развития энергосистемы Псковской области					
4	ПС 110 кВ Новоселье (ПС 163)	-	2024 г.	Реконструкция ПС 110 кВ Новоселье (ПС 163) с заменой трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности	Раздел 6.1
5	ПС 110 кВ Крипецы (ПС 217)	-	2024 г.	Реконструкция ПС 110 кВ Крипецы (ПС 217) с заменой трансформатора Т-1 мощностью 2,5 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности	Раздел 6.1
6	ПС 110 кВ Крупп (ПС 361)	-	2024 г.	Реконструкция ПС 110 кВ Крупп (ПС 361) с заменой трансформатора Т-1 мощностью 2,5 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности	Раздел 6.1
7	ПС 110 кВ Плаксино (ПС 168)	-	2024 г.	Реконструкция ПС 110 кВ Плаксино (ПС 168) с заменой трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности	Раздел 6.1
8	ПС 110 кВ Пустыньки (ПС 204)	-	2024 г.	Реконструкция ПС 110 кВ Пустыньки (ПС 204) с заменой трансформатора Т-1 мощностью 2,5 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности	Раздел 6.1
9	ПС 110 кВ Суханово (ПС 352)	-	2024 г.	Реконструкция ПС 110 кВ Суханово (ПС 352) с заменой трансформатора Т-2 мощностью 6,3 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности	Раздел 6.1
10	ПС 110 кВ Славковичи (ПС 197)	-	2024 г.	Реконструкция ПС 110 кВ Славковичи (ПС 197) с заменой трансформатора Т-1 мощностью 3,2 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности	Раздел 6.1
11	ПС 110 кВ Подберезье (ПС 202)	-	2024 г.	Реконструкция ПС 110 кВ Подберезье (ПС 202) с заменой трансформатора Т-1 мощностью 4 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности	Раздел 6.1

№ п/п	Наименование объекта	Номер инвестиционного проекта	Рекомендуемый год реализации	Мероприятие	Техническое обоснование
12	ПС 110 кВ Пионерный (ПС 219)	-	2024 г.	Реконструкция ПС 110 кВ Пионерный (ПС 219) с заменой трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности	Раздел 6.1
13	ПС 110 кВ СУ ГРЭС (ПС 281)	-	2024 г.	Реконструкция ПС 110 кВ СУ ГРЭС (ПС 281) с заменой трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности	Раздел 6.1
14	ПС 110 кВ Крюки (ПС 216)	-	2024 г.	Реконструкция ПС 110 кВ Крюки (ПС 216) с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на новые с устройствами РПН без увеличения мощности	Раздел 6.1
15	ПС 110 кВ Беляево (ПС 289)	-	2024 г.	Реконструкция ПС 110 кВ Беляево (ПС 289) с заменой трансформатора Т-2 мощностью 2,5 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности	Раздел 6.1
16	ПС 110 кВ Печоры (ПС 74)	-	2024 г.	Реконструкция ПС 110 кВ Печоры (ПС 74) с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 и 6,3 МВА на новые с устройствами РПН без увеличения мощности	Раздел 6.1
17	ПС 110 кВ Речная (ПС 126)	-	2024 г.	Реконструкция ПС 110 кВ Речная (ПС 126) с заменой трансформатора Т-1 мощностью 15 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности	Раздел 6.1
18	ПС 110 кВ Полна (ПС 146)	-	2024 г.	Реконструкция ПС 110 кВ Полна (ПС 146) с заменой трансформатора Т-2 мощностью 2,5 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности	Раздел 6.1
19	ПС 110 кВ Гдов (ПС 192)	-	2024 г.	Реконструкция ПС 110 кВ Гдов (ПС 192) с заменой трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности	Раздел 6.1
20	ПС 110 кВ Реостат (ПС 206)	-	2024 г.	Реконструкция ПС 110 кВ Реостат (ПС 206) с заменой трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности	Раздел 6.1
21	ПС 110 кВ Радиозаводская (ПС 175)	-	2024 г.	Реконструкция ПС 110 кВ Радиозаводская (ПС 175) с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2х15 МВА на новые с устройствами РПН без увеличения мощности	Раздел 6.1
22	ПС 110 кВ Мясокомбинат ¹	-	2021 г.	Строительство ПС 110 кВ Мясокомбинат с трансформаторами 2х16 МВА по схеме РУ №110-5н с заходами от существующей ВЛ 110 кВ Л. Малаховская-2 сечением АС-120 длиной 2 км	Раздел 6.2

¹ Точка присоединения ПС 110 кВ Мясокомбинат может быть скорректирована на этапе заключения договора на технологическое присоединение.
35ТЛ.doc

Сводные данные по развитию сетей 0,4-20 кВ на территории Псковской области на период до 2024 г.

Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Год ввода	Капвложения, млн. руб. с учетом НДС в ценах 2020 г.	Собственник объекта
Строительство и реконструкция ВЛ/КЛ 0,4-20 кВ			
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ Л-1 от КТП-2115 д. Макоедово (замена опор и провода на СИП – 3,028 км)	2020 г.	4,91	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ Л-1 от КТП-2399 Купуй (замена опор и провода на СИП – 2,678 км)	2020 г.	3,07	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ л-1 от КТП-5038 Антропково (замена опор и провода на СИП – 1,969 км)	2020 г.	3,16	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 163-05, участок от ПС 110/10кВ Новоселье (ПС 163) до ЛР-245, отпайка на д. Подвязье, участок за ЛР-57 Стругокрасненского района (замена опор и провода – 17,245 км)	2020 г.	95,89	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. 133-02 от ЗТП-806 Псковская область, Себежский район (замена опор и провода – 9,101 км)	2020 г.	30,28	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Строительство ВЛ-0,4 кВ (1,683 км) Л-3 от КТП-2174, Великолукский район, д. Трубичино	2020 г.	3,41	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция магистрали с отпайками ВЛ-10 кВ ф.08-03 (замена опор и провода на СИП – 4,2 км)	2021 г.	10,69	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ ф.309-08 (0,22км), территория школы п. Пустошка	2022 г.	0,48	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ л. 163-04 оп.21-24 (0,3км), школа п. Новоселье	2022 г.	0,60	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10кВ л.7-10 оп.27-46 (1 км) магистраль, оп.1-4 отпайка на ЗТП-21, Палкинский р-он	2022 г.	2,46	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 112-06 (замена опор и провода на СИП – 2,82 км)	2022 г.	6,58	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 116-06 город (замена опор и провода на СИП – 14,21 км)	2022 г.	78,88	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 357-05 (замена опор и провода на СИП – 11,4 км)	2022 г.	42,78	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 504-13 (замена опор и провода на СИП – 11,60 км)	2022 г.	43,44	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 74-10 (замена опор и провода на СИП – 4,5 км)	2022 г.	11,45	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 82-05 (замена опор и провода на СИП – 1,9 км)	2022 г.	4,37	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ л. 69-03 (0,32км) отпайка на КТП № 172 д. Раково оп.1-3	2022 г.	0,65	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10кВ л. 163-04 отпайка на ТП 507 л. 3-5 (0,16км), школьный стадион п. Новоселье	2022 г.	0,33	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ л. 284-10 (0,28км), оп.78-79 ввод от оп.4,5, Новоржевский р-он	2023 г.	0,58	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ л.115-06 (0,75км) от ЗТП-46 до БКТП-28; от БКТП-28 до ЗТП-29, Порховский р-он	2023 г.	1,80	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»

Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Год ввода	Капвложения, млн. руб. с учетом НДС в ценах 2020 г.	Собственник объекта
Реконструкция ВЛ-10кВ л. 172-09, оп.61-67 (0,7км) и оп.64-1 отпайка на ТП-1130, п. Писковичи	2023 г.	1,40	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 07-02 (замена опор и провода на СИП – 5,82 км)	2023 г.	14,82	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 08-01 (замена опор и провода на СИП – 2,28 км)	2023 г.	5,25	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 1-01 (замена опор и провода на СИП – 5,8 км)	2023 г.	14,83	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 116-12 город (замена опор и провода на СИП – 4,59 км)	2023 г.	11,72	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 146-03 (замена опор и провода на СИП – 2,56 км)	2023 г.	5,90	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 149-03 (замена опор и провода на СИП – 21,16 км)	2023 г.	51,57	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 163-05 (замена опор и провода на СИП – 4,05 км)	2023 г.	10,31	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 217-06 (замена опор и провода на СИП – 8,57 км)	2023 г.	32,09	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 311-05 (замена опор и провода на СИП – 4,64 км)	2023 г.	11,88	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 61-12 (замена опор и провода на СИП – 6,35 км)	2023 г.	16,16	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 76-14 (замена опор и провода на СИП – 9,84 км)	2023 г.	36,94	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 78-01 (замена опор и провода на СИП – 2,64 км)	2023 г.	6,12	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 9-06 (замена опор и провода на СИП – 5,6 км)	2023 г.	14,25	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ л. 74-08 (0,3км) оп.142-145, Печорский р-он	2023 г.	0,59	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 131-04 (замена опор и провода на СИП – 16,16 км (маг. оп.23-207))	2024 г.	89,86	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 117-08 город (замена опор и провода на СИП – 4,44 км)	2024 г.	11,36	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 118-01 (замена опор и провода на СИП – 1,47 км)	2024 г.	3,44	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 147-06 (замена опор и провода на СИП – 4,88 км)	2024 г.	11,62	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 241-05 (замена опор и провода на СИП – 5,7 км)	2024 г.	14,58	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 241-06 (замена опор и провода на СИП – 6,60 км)	2024 г.	16,83	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 312-08 (замена опор и провода на СИП – 19,59 км)	2024 г.	47,64	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 61-03 (замена опор и провода на СИП – 8,6 км)	2024 г.	32,21	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 62-03 (замена опор и провода на СИП – 3,32 км)	2024 г.	7,80	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 7-02 город (замена опор и провода на СИП – 15,95 км)	2024 г.	88,44	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 74-01 (замена опор и провода на СИП – 16,75 км)	2024 г.	92,87	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ 76-15 город (замена опор и провода на СИП – 1,98 км)	2024 г.	4,62	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ л. 172-04 (0,4км) оп.37-42 и 37-2 отпайка на ТП-1130, п. Писковичи	2024 г.	0,85	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ л. 255-12 (0,28км) оп.47-50, п. Стремутка	2024 г.	0,56	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10 кВ л. 64-05 (0,5км) оп. 1-7 отпайка на ТП-655, п. Карамышево	2024 г.	1,02	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»

Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Год ввода	Капвложения, млн. руб. с учетом НДС в ценах 2020 г.	Собственник объекта
Реконструкция ВЛ-10 кВ л.314-02 оп.19-22 (0,24км), 23-31 (0,6км), 29-1(0,1км) отпайка на ТП-68, ЗТП-353, школа д. Лудони	2024 г.	2,20	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»
Реконструкция ВЛ-10кВ ф.148-02 (0,8км) отп.на ЗТП-16 школа и стадион, Пыталовский р-он	2024 г.	2,58	Псковский филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»

Суммарная потребность в капиталовложениях на реализацию представленных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 0,4-20 кВ на территории Псковской области на период до 2024 года составит в текущем уровне цен (в млн. руб. с учетом НДС):

Кабельные и воздушные линии 0,4-20 кВ - 1008,11 млн. руб.

VIII. Предложения по внедрению инновационных мероприятий

Основные направления, обеспечивающие построение интеллектуальной энергетической системы с активно-адаптивной сетью (далее - ИЭС ААС):

современное высокопроизводительное оборудование с улучшенными экономическими, надежностьвыми и экологическими характеристиками;

интеллектуальные системы автоматического управления генерацией и нагрузкой в ситуационном (предаврийном) и нормальном режимах;

активная интерфейсная связь, обеспечивающая возможность подключения новых автоматических систем с использованием возобновляемых, вторичных и нетрадиционных энергоисточников.

Задачи, решаемые при внедрении инновационного силового оборудования:

повышение пропускной способности ЛЭП;

снижение потерь электрической энергии в электрических сетях;

регулирование напряжения в электрических сетях;

ограничение токов короткого замыкания (далее – КЗ);

поддержание баланса и устойчивости передачи электрической энергии;

повышение надежности и устойчивости электроснабжения потребителей;

повышение надежности, безопасности и эффективности электросетевого комплекса;

создание систем хранения электрической энергии.

Исходя из перечисленных выше направлений и решаемых задач, рекомендуется при сооружении новых и реконструкции существующих электросетевых объектов применять следующие инновационные мероприятия и технологии:

технологии, оборудование для «цифровых» подстанций с поддержкой протокола IEC 61850-9.2:

оптические трансформаторы тока, напряжения;

преобразователи аналоговых величин тока и напряжения (Merging Unit (AMU) в цифровой поток;

полевые преобразователи дискретных сигналов коммутационного оборудования с воздействием на выключатель (Merging Unit (DMU);

терминалы «цифровой» релейной защиты и автоматики, в том числе на базе единой программной платформы;

технологии «умных сетей» (SmartGrid) для оптимизации спроса и предложения электрической энергии у конечного потребителя.

Оборудование и системы, обеспечивающие расширенные и высокоточные функции контроля, диагностики, мониторинга и измерений:

устройства синхронизированных векторных измерений (УСВИ/PMU) для систем управления;

высокоточные устройства определения мест повреждения (ОМП) на ВЛ в пределах одного пролета;

интеллектуальные системы контроля, диагностики и мониторинга воздушной и линейной изоляции ВЛ (в первую очередь для полимерной изоляции);

интеллектуальные системы мониторинга режимов работы ВЛ, основанные на прямых измерениях параметров провода;

устройства синхронизации и управления коммутациями выключателей, в том числе при коммутациях силовых трансформаторов с учетом остаточной намагниченности;

оборудование и технологии для обеспечения кибербезопасности;

счетчики электрической энергии с поддержкой протокола IEC 61850-9.2.

Оборудование и материалы для транспорта электрической энергии:

опоры ВЛ с применением новых материалов, позволяющих оптимизировать массогабаритные параметры опор и их механические характеристики;

высокоэффективные провода для ВЛ: высокопрочные, позволяющие увеличить пропускную способность электропередачи (не менее чем на 20%), со сниженными потерями, в первую очередь на корону, с высоким коэффициентом заполнения по алюминию (0,92 и выше), в том числе высокотемпературные;

газоизолированные линии электропередачи;
гасители вибрации широкополосные не резонансного типа;
поддерживающая арматура со спиральным протектором типа ArmorGrip;
вводы с элегазовой и твердой изоляцией;
статические полупроводниковые компенсаторы реактивной мощности;
взрыво - и пожаробезопасное высоковольтное оборудование;
цифровые трансформаторы тока и напряжения;
тросовые системы молниеотводов для защиты ПС от грозových воздействий;
модульные блочные подстанции до 110 кВ;
КРУН 110 кВ наружной установки с вакуумными выключателями;
комбинированные изоляторы - разрядники;
новые виды диэлектрических материалов, позволяющих значительно уменьшить массогабаритные характеристики электротехнического оборудования и конструкций;
выключатели на классы напряжения 110 кВ и выше с вакуумной дугогасительной камерой нетрадиционной изоляционной и дугогасящей средой;
трансформаторы отбора мощности для недозагруженных объектов электросетевого хозяйства.

Оборудование для управления режимами работы сети:

быстродействующие (менее 0,01 с) и управляемые средства компенсации реактивной мощности: управляемые шунтирующие реакторы трансформаторного типа (УШРТ) с тиристорным управлением, статические компенсаторы реактивной мощности STATCOM;

сетевые накопители электрической энергии, направленные на выравнивание суточных графиков нагрузки, повышения качества и надежности электроснабжения удаленных потребителей в электрических сетях 0,4 – 10 кВ.

В Псковском филиале ПАО «МРСК Северо-Запада» планируется применение следующего инновационного решения:

модернизация цифровых регистраторов на ПС 110 кВ Опочка (ПС 161) (1шт).

В соответствии с перечнем подстанций ДО ПАО «Россети» для реализации проектов дистанционного (теле-) управления оборудованием и устройствами подстанций из центров управления сетями ДО ПАО «Россети» и диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» в 2017 – 2021 гг, утвержденным 04.07.2018 заместителем Председателя Правления АО «СО ЕЭС» С.А.Павлушко и главным инженером ПАО «Россети» Д.Б.Гвоздевым, а также письмом ПАО «МРСК Северо-Запада» в Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада от 02.12.2019 № МР2/24-08/9576 на территории Псковской области планируются мероприятия по реализации дистанционного управления оборудованием ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283) и ПС 110 кВ Псков (ПС 53) со сроками реализации в 2020 и 2023 гг.

IX. Анализ токов короткого замыкания

Расчеты токов трехфазного и однофазного короткого замыкания выполнены на год разработки Схемы и программы на пятилетнюю перспективу для базового варианта развития, с целью выбора вновь устанавливаемого оборудования РУ 35 кВ и выше и оценки ориентировочного объема аппаратуры с несоответствующей отключающей способностью.

Результаты расчетов токов трехфазного и однофазного КЗ в сетях 35 кВ и выше в энергосистеме Псковской области приведены в таблице 65.

Анализ результатов расчетов показал, что на 2024 год уровень токов КЗ в сетях 35 кВ и выше не превышает отключающую способность выключателей, установленных на ПС, поэтому мероприятий по приведению в соответствие токов КЗ и отключающей способности выключателей не требуется.

Таблица 65

Результаты расчетов токов трехфазного и однофазного КЗ на шинах 35 кВ и выше электрических станций и подстанций Псковской энергосистемы на 2020-2024 гг.

№ п/п	Объект	Уном, кВ	Номинальный ток отключения, кА	2020 г.		2024 г.	
				3ф. КЗ, кА	1ф. КЗ, кА	3ф. КЗ, кА	1ф. КЗ, кА
1	ПС 330 кВ Великоорецкая	330	31,5	10,9	9,8	10,9	9,8
		110	25; 40	16,4	18,3	16,4	18,3
2	ПС 330 кВ Новосокольники	330	20	8,3	6,6	8,3	6,6
		110	25;31,5	9,5	10,9	9,5	10,9
3	ПС 330 кВ Псков	330	15;31,5;40	11,9	10,8	11,9	10,8
4	Псковская ГРЭС	330	40	10,1	10,0	10,1	10,0
		110	40	14,6	17,2	14,6	17,2
5	ПС 110 кВ Верхолино (ПС 240)	110	20	4,6	3,3	4,6	3,3
6	ПС 110 кВ Гдов (ПС 192)	110	20	1,1	1,1	1,1	1,1
		35	10	1,5	-	1,5	-
7	ПС 110 кВ ГИК (ПС 205)	110	-	5,4	4,0	5,4	4,0
8	ПС 110 кВ Добручи (ПС 508)	110	20	1,0	0,9	1,0	0,9
9	ПС 110 кВ Завеличье (ПС 283)	110	20	15,7	15,8	15,7	15,8
10	ПС 110 кВ Заводская (ПС 328)	110	25	15,8	15,6	15,8	15,6
11	ПС 110 кВ Изборск (ПС 69)	110	20	6,1	4,8	6,1	4,8
		35	10	1,0	-	1,0	-
12	ПС 110 кВ Карамышево (ПС 64)	110	20	4,9	3,5	4,9	3,5
		35	10	1,5	-	1,5	-
13	ПС 110 кВ Качаново (ПС 386)	110	-	1,4	1,2	1,4	1,2
14	ПС 110 кВ Кебь (ПС 505)	110	-	8,3	6,3	8,3	6,3
15	ПС 110 кВ Кирово (ПС 385)	110	-	5,2	3,8	5,2	3,8
16	ПС 110 кВ Крипецы (ПС 217)	110	-	5,0	3,5	5,0	3,5
17	ПС 110 кВ Крупп (ПС 361)	110	-	3,4	2,5	3,4	2,5
18	ПС 110 кВ Лудони (ПС 314)	110	-	3,2	2,4	3,2	2,4

№ п/п	Объект	Уном, кВ	Номинальный ток отключения, кА	2020 г.		2024 г.	
				3ф. КЗ, кА	1ф. КЗ, кА	3ф. КЗ, кА	1ф. КЗ, кА
19	ПС 110 кВ Льнокомбинат (ПС 73)	110	20	10,1	8,7	10,1	8,7
20	ПС 110 кВ Ляды (ПС 335)	110	-	1,6	1,3	1,6	1,3
		35	10	0,8	-	0,8	-
21	ПС 110 кВ Новоселье (ПС 163)	110	20	3,5	2,5	3,5	2,5
22	ПС 110 кВ Овсице (ПС 282)	110	25	13,7	12,2	13,7	12,2
23	ПС 110 кВ Печоры (ПС 74)	110	20	4,8	3,9	4,8	3,9
24	ПС 110 кВ Писковичи (ПС 172)	110	-	9,9	7,9	9,9	7,9
25	ПС 110 кВ ПКК (ПС 504)	110	20	4,8	4,0	4,8	4,0
26	ПС 110 кВ Плюсса (ПС 113)	110	20; 40	2,4	2,0	2,4	2,0
		35	10	1,0	-	1,0	-
27	ПС 110 кВ Полна (ПС 146)	110	20	1,8	1,4	1,8	1,4
28	ПС 110 кВ Псков (ПС 53)	110	31,5	17,9	20,9	17,9	20,9
29	ПС 110 кВ Псковкирпич (ПС 198)	110	-	8,3	6,2	8,3	6,2
30	ПС 110 кВ Речная (ПС 126)	110	25	15,8	15,6	15,8	15,6
31	ПС 110 кВ Родовое (ПС 373)	110	20	1,8	1,5	1,8	1,5
32	ПС 110 кВ Северная (ПС 100)	110	25	16,1	16,1	16,1	16,1
33	ПС 110 кВ Середка (ПС 138)	110	20	3,0	2,2	3,0	2,2
34	ПС 110 кВ Стремутка (ПС 255)	110	-	6,2	4,4	6,2	4,4
35	ПС 110 кВ Струги Красные (ПС 61)	110	20;40	2,8	2,0	2,8	2,0
		35	6,6;10	1,4	-	1,4	-
36	ПС 110 кВ Тямша (ПС 253)	110	20	15,3	16,1	15,3	16,1
37	ПС 110 кВ ЭТЗ (ПС 399)	110	25	11,2	9,1	11,2	9,1
38	ПС 110 кВ Булынино (ПС 136)	110	-	3,8	2,8	3,8	2,8
39	ПС 110 кВ Рябики (ПС 130)	110	40	6,3	5,7	6,3	5,7
40	ПС 110 кВ Великие Луки (ПС 70)	110	20; 25	6,2	6,2	6,2	6,2
		35	6,6;12,5;10	4,7	-	4,7	-
41	ПС 110 кВ Великие Луки-ФТП (ПС 157)	110	25	6,4	5,9	6,4	5,9
42	ПС 110 кВ ВЗЦА (ПС 348)	110	20	6,1	5,8	6,1	5,8

№ п/п	Объект	Уном, кВ	Номинальный ток отключения, кА	2020 г.		2024 г.	
				3ф. КЗ, кА	1ф. КЗ, кА	3ф. КЗ, кА	1ф. КЗ, кА
43	ПС 110 кВ Кунья (ПС 139)	110	20	2,6	2,0	2,6	2,0
		35	12,5	1,5	-	1,5	-
44	ПС 110 кВ Маево (ПС 311)	110	20	4,1	3,1	4,1	3,1
45	ПС 110 кВ Малахово (ПС 507)	110	20	5,0	4,0	5,0	4,0
46	ПС 110 кВ Насва (ПС 173)	110	20	3,7	3,2	3,7	3,2
47	ПС 110 кВ Невель (ПС 114)	110	-	4,1	3,5	4,1	3,5
		35	10	1,5	-	1,5	-
48	ПС 110 кВ Невель-2 (ПС 129)	110	25	4,4	3,9	4,4	3,9
49	ПС 110 кВ Недомерки (ПС 286)	110	-	5,0	3,6	5,0	3,6
50	ПС 110 кВ НПС Великие Луки (ПС 343)	110	-	3,9	3,1	3,9	3,1
51	ПС 110 кВ НПС Невель (ПС 342)	110	-	4,5	3,9	4,5	3,9
52	ПС 110 кВ Переслегино (ПС 236)	110	-	6,0	5,2	6,0	5,2
53	ПС 110 кВ Плаксино (ПС 168)	110	-	3,8	3,0	3,8	3,0
54	ПС 110 кВ Поречье (ПС 359)	110	20	3,0	2,2	3,0	2,2
		35	10	1,2	-	1,2	-
55	ПС 110 кВ Пустыньки (ПС 204)	110	-	2,7	2,3	2,7	2,3
56	ПС 110 кВ Реостат (ПС 206)	110	40	6,0	5,2	6,0	5,2
57	ПС 110 кВ Сиверст (ПС 167)	110	25	2,9	2,3	2,9	2,3
		35	10	0,9	-	0,9	-
58	ПС 110 кВ Суханово (ПС 352)	110	-	4,7	4,0	4,7	4,0
59	ПС 110 кВ Щербино (ПС 506)	110	-	4,6	3,8	4,6	3,8
60	ПС 110 кВ Беляево (ПС 289)	110	-	4,9	3,8	4,9	3,8
61	ПС 110 кВ Воронцово (ПС 149)	110	20	4,1	3,4	4,1	3,4
62	ПС 110 кВ Гавры (ПС 287)	110	-	2,2	1,8	2,2	1,8
63	ПС 110 кВ Гривы (ПС 203)	110	-	2,2	1,7	2,2	1,7
64	ПС 110 кВ Идрица (ПС 133)	110	20	2,4	2,2	2,4	2,2
		35	6,6	1,3	-	1,3	-
65	ПС 110 кВ Красногородск (ПС 285)	110	20	2,1	1,8	2,1	1,8
		35	10	1,2	-	1,2	-

№ п/п	Объект	Уном, кВ	Номинальный ток отключения, кА	2020 г.		2024 г.	
				3ф. КЗ, кА	1ф. КЗ, кА	3ф. КЗ, кА	1ф. КЗ, кА
66	ПС 110 кВ Крюки (ПС 216)	110	25	2,8	2,1	2,8	2,1
67	ПС 110 кВ Линово (ПС 288)	110	-	2,4	1,9	2,4	1,9
68	ПС 110 кВ Ляпуны (ПС 313)	110	20	2,5	2,3	2,5	2,3
69	ПС 110 кВ Макушино (ПС 160)	110	-	2,3	2,0	2,3	2,0
70	ПС 110 кВ Мякишево (ПС 372)	110	-	1,7	1,4	1,7	1,4
71	ПС 110 кВ Опочка (ПС 161)	110	20	2,6	2,5	2,6	2,5
		35	6,6;10	1,9	-	1,9	-
72	ПС 110 кВ Остров (ПС 68)	110	20	5,3	4,9	5,3	4,9
		35	6,6;12,5	3,2	-	3,2	-
73	ПС 110 кВ Подлипье (ПС 356)	110	20	2,3	1,9	2,3	1,9
74	ПС 110 кВ Пустошка (ПС 309)	110	20	2,9	2,2	2,9	2,2
		35	10	0,8	-	0,8	-
75	ПС 110 кВ Пыталово (ПС 148)	110	20	2,5	2,1	2,5	2,1
76	ПС 110 кВ Рубилово (ПС 221)	110	20; 40	3,5	2,9	3,5	2,9
77	ПС 110 кВ Себеж (ПС 312)	110	-	1,7	1,7	1,7	1,7
		35	6,6; 10	1,2	-	1,2	-
78	ПС 110 кВ Скуратово (ПС 371)	110	25	3,8	2,9	3,8	2,9
79	ПС 110 кВ СОМ (ПС 363)	110	-	5,2	4,4	5,2	4,4
80	ПС 110 кВ Черская (ПС 140)	110	-	5,2	3,8	5,2	3,8
81	ПС 110 кВ Ашево (ПС 254)	110	20	3,2	2,7	3,2	2,7
82	ПС 110 кВ Бежаницы (ПС 147)	110	20	3,0	2,8	3,0	2,8
		35	10	2,0	-	2,0	-
83	ПС 110 кВ Дедовичи (ПС 117)	110	20	8,6	7,1	8,6	7,1
		35	12,5; 10	1,3	-	1,3	-
84	ПС 110 кВ Дно (ПС 116)	110	20	2,0	2,0	2,0	2,0
		35	10	0,9	-	0,9	-
85	ПС 110 кВ ЗСК (ПС 388)	110	25	2,1	2,2	2,1	2,2
86	ПС 110 кВ Крестилово (ПС 241)	110	20	3,3	2,9	3,3	2,9

№ п/п	Объект	Уном, кВ	Номинальный ток отключения, кА	2020 г.		2024 г.	
				3ф. КЗ, кА	1ф. КЗ, кА	3ф. КЗ, кА	1ф. КЗ, кА
87	ПС 110 кВ Кудеверь (ПС 201)	110	-	1,2	1,0	1,2	1,0
88	ПС 110 кВ Вольшево (ПС 302)	110	-	5,3	4,1	5,3	4,1
89	ПС 110 кВ Локня (ПС 119)	110	20; 25	3,2	3,1	3,2	3,1
		35	6,6;10	0,9	-	0,9	-
90	ПС 110 кВ Махновка (ПС 220)	110	25	4,0	2,9	4,0	2,9
		35	10	0,9	-	0,9	-
91	ПС 110 кВ Новоржев (ПС 284)	110	25	1,7	1,3	1,7	1,3
		35	10	0,8	-	0,8	-
92	ПС 110 кВ Павы (ПС 112)	110	25	2,7	2,2	2,7	2,2
		35	10	0,9	-	0,9	-
93	ПС 110 кВ Пионерный (ПС 219)	110	20	8,8	7,0	8,8	7,0
94	ПС 110 кВ Подберезье (ПС 202)	110	-	2,0	1,8	2,0	1,8
95	ПС 110 кВ Пожеревицы (ПС 387)	110	20	6,6	5,2	6,6	5,2
96	ПС 110 кВ Полоное (ПС 358)	110	20	3,5	3,4	3,5	3,4
97	ПС 110 кВ Поляне (ПС 384)	110	20	2,5	2,2	2,5	2,2
98	ПС 110 кВ Порхов (ПС 115)	110	20; 25	4,3	4,3	4,3	4,3
99	ПС 110 кВ Пушкинские Горы (ПС 76)	110	20	2,7	2,4	2,7	2,4
		35	10	2,1	-	2,1	-
100	ПС 110 кВ Славковичи (ПС 197)	110	25	3,5	2,5	3,5	2,5
101	ПС 110 кВ СУ ГРЭС (ПС 281)	110	-	7,3	5,8	7,3	5,8
102	ПС 110 кВ Фишнево (ПС 200)	110	20	3,0	2,8	3,0	2,8
103	ПС 110 кВ Хилово (ПС 357)	110	25	3,5	2,8	3,5	2,8
104	ПС 110 кВ Чихачево (ПС 118)	110	25	3,8	3,1	3,8	3,1
105	ПС 110 кВ Заболотье (новое строительство)	110	-	12,4	10,6	12,4	10,6
106	ПС 110 кВ Моглино	110	40	13,2	12,1	13,2	12,1
107	ПС 110 кВ Судома	110	н/д	8,3	6,8	8,3	6,8
108	ПС 110 кВ Радизаводская (ПС 175)	110	-	9,2	7,7	9,2	7,7
109	ПС 35 кВ Должицы (ПС 2)	35	10	0,6	-	0,6	-

№ п/п	Объект	Уном, кВ	Номинальный ток отключения, кА	2020 г.		2024 г.	
				3ф. КЗ, кА	1ф. КЗ, кА	3ф. КЗ, кА	1ф. КЗ, кА
110	ПС 35 кВ Талецы (ПС 3)	35	10	0,7	-	0,7	-
111	ПС 35 кВ Чернево (ПС 4)	35	10	0,5	-	0,5	-
112	ПС 35 кВ Юбилейная (ПС 5)	35	10;12,5	0,9	-	0,9	-
113	ПС 35 кВ Юшково (ПС 6)	35	12,5	0,7	-	0,7	-
114	ПС 35 кВ Палкино (ПС 7)	35	10	0,8	-	0,8	-
115	ПС 35 кВ Смуравьево (ПС 8)	35	10	1,1	-	1,1	-
116	ПС 35 кВ Ротово (ПС 9)	35	10	0,6	-	0,6	-
117	ПС 35 кВ Поддубье (ПС 10)	35	12,5	0,7	-	0,7	-
118	ПС 35 кВ Лавры (ПС 11)	35	10;12,5	0,6	-	0,6	-
119	ПС 35 кВ Вышгород (ПС 12)	35	10	0,7	-	0,7	-
120	ПС 35 кВ Остров-3 (ПС 14)	35	10	1,8	-	1,8	-
121	ПС 35 кВ Творожково (ПС 15)	35	-	0,7	-	0,7	-
122	ПС 35 кВ Выбор (ПС 16)	35	12,5	0,6	-	0,6	-
123	ПС 35 кВ Владимирские лагеря (ПС 17)	35	10	1,2	-	1,2	-
124	ПС 35 кВ Красный Луч (ПС 18)	35	-	1,0	-	1,0	-
125	ПС 35 кВ Северное Устье (ПС 19)	35	-	0,6	-	0,6	-
126	ПС 35 кВ Криуха (ПС 20)	35	-	0,6	-	0,6	-
127	ПС 35 кВ Вехно (ПС 21)	35	12,5	0,7	-	0,7	-
128	ПС 35 кВ Жавры (ПС 22)	35	10	0,9	-	0,9	-
129	ПС 35 кВ Велье (ПС 23)	35	12,5	0,9	-	0,9	-
130	ПС 35 кВ Жадрицы (ПС 24)	35	12,5	0,6	-	0,6	-
131	ПС 35 кВ Н. Уситва (ПС 25)	35	10;12,5	1,1	-	1,1	-
132	ПС 35 кВ Дубровно (ПС 26)	35	12,5	0,5	-	0,5	-
133	ПС 35 кВ Андромер (ПС 27)	35	6,6;12,5	0,7	-	0,7	-
134	ПС 35 кВ Максютино (ПС 29)	35	10;12,5	1,1	-	1,1	-
135	ПС 35 кВ Глазуново (ПС 30)	35	12,5	0,8	-	0,8	-
136	ПС 35 кВ Бояриново (ПС 31)	35	12,5	0,9	-	0,9	-
137	ПС 35 кВ Аполь (ПС 32)	35	12,5	1	-	1	-

№ п/п	Объект	Уном, кВ	Номинальный ток отключения, кА	2020 г.		2024 г.	
				3ф. КЗ, кА	1ф. КЗ, кА	3ф. КЗ, кА	1ф. КЗ, кА
138	ПС 35 кВ Островки (ПС 33)	35	12,5	0,7	-	0,7	-
139	ПС 35 кВ Рожковичи (ПС 34)	35	10; 12,5	0,5	-	0,5	-
140	ПС 35 кВ Черпесса (ПС 35)	35	-	0,7	-	0,7	-
141	ПС 35 кВ Борки (ПС 37)	35	10;12,5	0,8	-	0,8	-
142	ПС 35 кВ Усмынь (ПС 38)	35	-	0,5	-	0,5	-
143	ПС 35 кВ Лехово (ПС 39)	35	20	0,9	-	0,9	-
144	ПС 35 кВ Усвяты (ПС 40)	35	10; 12,5;31,5	0,4	-	0,4	-
145	ПС 35 кВ Шильское (ПС 41)	35	6,6	1,4	-	1,4	-
146	ПС 35 кВ Сосновый бор (ПС 42)	35	6,6;10	0,9	-	0,9	-
147	ПС 35 кВ Каленидово (ПС 43)	35	-	0,7	-	0,7	-
148	ПС 35 кВ Раменье (ПС 44)	35	12,5	0,9	-	0,9	-
149	ПС 35 кВ Ждани (ПС 45)	35	12,5	0,5	-	0,5	-
150	ПС 35 кВ Ратьково (ПС 46)	35	6,6	0,5	-	0,5	-
151	ПС 35 кВ Тимофеевка (ПС 48)	35	12,5	1,1	-	1,1	-
152	ПС 35 кВ Усть-Долыссы (ПС 49)	35	10; 12,5	1	-	1	-
153	ПС 35 кВ Туричино (ПС 50)	35	10	0,7	-	0,7	-
154	ПС 35 кВ Хотовань (ПС 51)	35	12,5	0,6	-	0,6	-
155	ПС 35 кВ Поцелуево (ПС 52)	35	12,5	0,7	-	0,7	-
156	ПС 35 кВ Назимово (ПС 54)	35	12,5	1	-	1	-
157	ПС 35 кВ Боровичи (ПС 55)	35	10;12,5	0,7	-	0,7	-
158	ПС 35 кВ Пухново (ПС 56)	35	12,5	0,6	-	0,6	-
159	ПС 35 кВ Миритиницы (ПС 57)	35	12,5	0,4	-	0,4	-
160	ПС 35 кВ Тарасы (ПС 58)	35	10	0,7	-	0,7	-
161	ПС 35 кВ Осюги (ПС 59)	35	12,5	0,7	-	0,7	-
162	ПС 35 кВ Адорье (ПС 60)	35	-	0,5	-	0,5	-
163	ПС 35 кВ Полисто (ПС 62)	35	-	0,8	-	0,8	-
164	ПС 35 кВ Платишино (ПС 63)	35	10	0,9	-	0,9	-
165	ПС 35 кВ Новохованск (ПС 65)	35	10	1	-	1	-

№ п/п	Объект	Уном, кВ	Номинальный ток отключения, кА	2020 г.		2024 г.	
				3ф. КЗ, кА	1ф. КЗ, кА	3ф. КЗ, кА	1ф. КЗ, кА
166	ПС 35 кВ Сергейцево (ПС 66)	35	12,5	0,7	-	0,7	-
167	ПС 35 кВ Каськово (ПС 67)	35	-	0,8	-	0,8	-
168	ПС 35 кВ Духново (ПС 71)	35	10	0,6	-	0,6	-
169	ПС 35 кВ Большое загорье (ПС 72)	35	12,5	0,9	-	0,9	-
170	ПС 35 кВ Осыно (ПС 75)	35	12,5	0,7	-	0,7	-
171	ПС 35 кВ Демидово (ПС 77)	35	12,5	1,8	-	1,8	-
172	ПС 35 кВ Дубрава (ПС 78)	35	10;12,5	3,1	-	3,1	-
173	ПС 35 кВ Дружба (ПС 79)	35	12,5	1,6	-	1,6	-
174	ПС 35 кВ Чудская (ПС 80)	35	12,5	1,3	-	1,3	-
175	ПС 35 кВ Березка (ПС 81)	35	12,5	0,8	-	0,8	-
176	ПС 35 кВ Опухлики (ПС 82)	35	12,5	0,7	-	0,7	-
177	ПС 35 кВ Алексеевка (ПС 83)	35	12,5	1,6	-	1,6	-
178	ПС 35 кВ Заплюсье (ПС 85)	35	10	0,6	-	0,6	-

Х. Анализ утвержденных схем территориального планирования Псковской области

В настоящем разделе проводится анализ следующих утвержденных схем территориального планирования (далее - СТП):

схемы территориального планирования Псковской области, утвержденной постановлением Администрации Псковской области от 30 марта 2012 г. № 155;

схемы территориального планирования Российской Федерации в области энергетики, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 01 августа 2016 г. № 1634-р (в редакции распоряжения Правительства Российской Федерации от 25 июля 2019 г. № 1651-р).

В таблице 66 представлен перечень объектов электроэнергетики, на которых планируется проведение мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Псковской области в 2020-2024 гг. для базового и умеренно-оптимистического вариантов развития электрических сетей и анализ их наличия в СТП Псковской области и Российской Федерации. Анализ СТП Псковской области и Российской Федерации позволяет сделать вывод об отсутствии следующих объектов, предусмотренных для базового и умеренно-оптимистического варианта развития:

установка третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА на ПС 110 кВ Моглино (ПС 103);

строительство ПС 110/10 кВ Заболотье (ПС 104) с установкой трансформаторов 2х6,3 МВА;

реконструкция ПС 110 кВ Новоселье (ПС 163) с заменой трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности;

реконструкция ПС 110 кВ Крипецы (ПС 217) с заменой трансформатора Т-1 мощностью 2,5 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности;

реконструкция ПС 110 кВ Крупп (ПС 361) с заменой трансформатора Т-1 мощностью 2,5 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности;

реконструкция ПС 110 кВ Плаксино (ПС 168) с заменой трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности;

реконструкция ПС 110 кВ Пустыньки (ПС 204) с заменой трансформатора Т-1 мощностью 2,5 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности;

реконструкция ПС 110 кВ Суханово (ПС 352) с заменой трансформатора Т-2 мощностью 6,3 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности;

реконструкция ПС 110 кВ Славковичи (ПС 197) с заменой трансформатора Т-1 мощностью 3,2 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности;

реконструкция ПС 110 кВ Подберезье (ПС 202) с заменой трансформатора Т-1 мощностью 4 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности;

реконструкция ПС 110 кВ Пионерный (ПС 219) с заменой трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности;

реконструкция ПС 110 кВ СУ ГРЭС (ПС 281) с заменой трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности;

реконструкция ПС 110 кВ Крюки (ПС 216) с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на новые с устройствами РПН без увеличения мощности;

реконструкция ПС 110 кВ Беляево (ПС 289) с заменой трансформатора Т-2 мощностью 2,5 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности;

реконструкция ПС 110 кВ Печоры (ПС 74) с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 и 6,3 МВА на новые с устройствами РПН без увеличения мощности;

реконструкция ПС 110 кВ Речная (ПС 126) с заменой трансформатора Т-1 мощностью 15 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности;

реконструкция ПС 110 кВ Полна (ПС 146) с заменой трансформатора Т-2 мощностью 2,5 МВА на новый с устройством РПН

без увеличения мощности;

реконструкция ПС 110 кВ Гдов (ПС 192) с заменой трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности;

реконструкция ПС 110 кВ Реостат (ПС 206) с заменой трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на новый с устройством РПН без увеличения мощности;

реконструкция ПС 110 кВ Радиозаводская (ПС 175) с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2х15 МВА на новые с устройствами РПН без увеличения мощности;

строительство ПС 110 кВ Мясокомбинат с трансформаторами 2х16 МВА по схеме РУ №110-5н с заходами от существующей ВЛ 110 кВ Л. Малаховская-2 сечением АС-120 длиной 2 км.

Таблица 66

Перечень объектов электроэнергетики, на которых планируется проведение мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Псковской области на 2020-2024 гг. для базового и умеренно-оптимистического вариантов развития электрических сетей и анализ их наличия в СТП Псковской области и Российской Федерации

№ п/п	Объект	Базовый вариант	Умеренно-оптимистический вариант	Сроки выполнения мероприятий	Наличие в СТП
1	ПС 330 кВ Псков	+	+	2022	+
2	ПС 110 кВ Моглино (ПС 103)	+	+	2022	-
3	ПС 110 кВ Заболотье (ПС 104)	+	+	2021	-
4	ПС 110 кВ Новоселье (ПС 163)	-	+	2024	-
5	ПС 110 кВ Крипецы (ПС 217)	-	+	2024	-
6	ПС 110 кВ Крупп (ПС 361)	-	+	2024	-
7	ПС 110 кВ Плаксино (ПС 168)	-	+	2024	-
8	ПС 110 кВ Пустыньки (ПС 204)	-	+	2024	-
9	ПС 110 кВ Суханово (ПС 352)	-	+	2024	-
10	ПС 110 кВ Славковичи (ПС 197)	-	+	2024	-
11	ПС 110 кВ Подберезье (ПС 202)	-	+	2024	-
12	ПС 110 кВ Пионерный (ПС 219)	-	+	2024	-
13	ПС 110 кВ СУ ГРЭС (ПС 281)	-	+	2024	-
14	ПС 110 кВ Крюки (ПС 216)	-	+	2024	-
15	ПС 110 кВ Беяево (ПС 289)	-	+	2024	-
16	ПС 110 кВ Печоры (ПС 74)	-	+	2024	-
17	ПС 110 кВ Речная (ПС 126)	-	+	2024	-

№ п/п	Объект	Базовый вариант	Умеренно-оптимистический вариант	Сроки выполнения мероприятий	Наличие в СТП
18	ПС 110 кВ Полна (ПС 146)	-	+	2024	-
19	ПС 110 кВ Гдов (ПС 192)	-	+	2024	-
20	ПС 110 кВ Реостат (ПС 206)	-	+	2024	-
21	ПС 110 кВ Радиозаводская (ПС 175)	-	+	2024	-
22	ПС 110 кВ Мясокомбинат	-	+	2021	-

Согласно выполненным расчетам и анализу полученных результатов в рамках выполнения разработки настоящей Схемы и программы можно сделать следующие выводы.

В соответствии с данными проекта СиПР ЕЭС на период 2020 - 2026 годов минимальное значение дефицита электрической энергии составляет 1,975 млрд кВт.ч и имеет место в 2020 г. Максимальное значение дефицита электрической энергии составляет 2,013 млрд кВт.ч и имеет место в 2024 г. Дефицит электрической энергии будет компенсирован за счет перетоков из смежных энергосистем.

Во всех рассматриваемых режимах ЭС Псковской области является профицитной по мощности во всем прогнозном периоде, величина профицита мощности составляет (5-25) МВт. согласно проекту СиПР ЕЭС на период 2020-2026 годы.

Анализ результатов расчетов показал, что на 2024 год уровень токов короткого замыкания в сетях 35 кВ и выше не превышает отключающую способность выключателей, установленных на подстанциях, поэтому мероприятий по приведению в соответствие токов короткого замыкания и отключающей способности выключателей не требуется.

При корректировке СТП Псковской области необходимо внести отсутствующие в настоящей Схеме и программе предлагаемые объекты капитального строительства.

По результатам разработки настоящей Схемы и программы предложения для внесения в СиПР ЕЭС России отсутствуют.

Перечень мероприятий, предлагаемых к реализации в рамках настоящей Схемы и программы, представлен в разделе VII.