

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2026–2031 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА Г. МОСКВЫ И МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ

КНИГА 1

ГОРОД МОСКВА

СОДЕРЖАНИЕ

Книга 1

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период.....	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	11
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	14
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	26
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	26
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций.....	26
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	26
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	83
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	83
2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций	83
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	84
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	84
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства,	

	принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	86
2.4	Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности.....	86
2.4.1	Энергосистема г. Москвы и Московской области	86
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы	90
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	90
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	100
3.3	Прогноз потребления мощности.....	102
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	103
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы	106
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	106
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории г. Москвы ..	106
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	113
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	116
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети... ..	119
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	120
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	122
7.1	Основные подходы.....	122
7.2	Исходные допущения.....	123
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	126
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	127
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	129
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	131
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	132

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	134
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	138

Книга 2

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АТ	–	автотрансформатор
АЭС	–	атомная электростанция
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГАЭС	–	гидроаккумулирующая электростанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГТЭС	–	газотурбинная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КОММод	–	отбор проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций
КРУЭ	–	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
н/д	–	нет данных
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
СКРМ	–	средство компенсации реактивной мощности
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы

Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТТ	–	трансформатор тока
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ФАС России	–	Федеральная антимонопольная служба
ЦОД	–	центр обработки данных
ШР	–	шунтирующий реактор
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы г. Москвы и Московской области на 2026–2031 годы» состоит из двух книг:

- книга 1 «город Москва»;
- книга 2 «Московская область».

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы г. Москвы и Московской области за период 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 год.

Основной целью подготовки материалов является разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по г. Москве на каждый год перспективного периода (2026–2031 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2031 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы г. Москвы и Московской области на территории г. Москвы на период до 2031 года, в том числе рассмотрены:

- мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;
- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;
- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;
- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

При разработке материалов сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.

На основании расчета капитальных вложений на реализацию перспективных мероприятий по развитию электрических сетей выполнена оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети.

1 Описание энергосистемы

Энергосистема г. Москвы и Московской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ и обслуживает территорию двух субъектов Российской Федерации – г. Москва и Московская область.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории г. Москвы и Московской области и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и (или) выше:

– филиал ПАО «Россети» – Московское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории г. Москвы и Московской области;

– ПАО «Россети Московский регион» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–220 кВ на территории г. Москвы и Московской области;

– АО «Объединенная энергетическая компания» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–220 кВ на территории г. Москвы;

– АО «Мособлэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Московской области.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема г. Москвы и Московской области связана с энергосистемами:

– Тверской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ЛЭП 750 кВ – 2 шт., ЛЭП 500 кВ – 2 шт., ЛЭП 220 кВ – 4 шт., ЛЭП 110 кВ – 8 шт.;

– Тульской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Тульское РДУ): ЛЭП 220 кВ – 5 шт., ЛЭП 110 кВ – 5 шт.;

– Калужской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ЛЭП 500 кВ – 1 шт., ЛЭП 220 кВ – 4 шт., ЛЭП 110 кВ – 2 шт.;

– Смоленской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ) ЛЭП 110 кВ – 3 шт.;

– Рязанской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Рязанское РДУ): ЛЭП 500 кВ – 2 шт., ЛЭП 220 кВ – 1 шт., ЛЭП 110 кВ – 7 шт.;

– Владимирской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Владимирское РДУ): ЛЭП 500 кВ – 2 шт., ЛЭП 220 кВ – 1 шт., ЛЭП 110 кВ – 5 шт.;

– Ярославской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Ярославское РДУ): ЛЭП 220 кВ – 2 шт.;

– Костромской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Костромское РДУ): ЛЭП 500 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии, расположенных на территории г. Москвы, с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей, расположенных на территории г. Москвы

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «Газпромнефть-МНПЗ»	123,0
Более 50 МВт	
–	–
Более 20 МВт	
–	–

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, на 01.01.2025 составила 10633,5 МВт, в том числе: ГЭС – 36,0 МВт, ТЭС – 10597,4 МВт.

Перечень электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с указанием фактической установленной мощности представлен в приложении А.

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, МВт

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	10623,5	–	–	+10,0	0,01	10633,5
ГЭС	36,0	–	–	–	–	36,0
ТЭС	10587,4	–	–	+10,0	0,01	10597,4

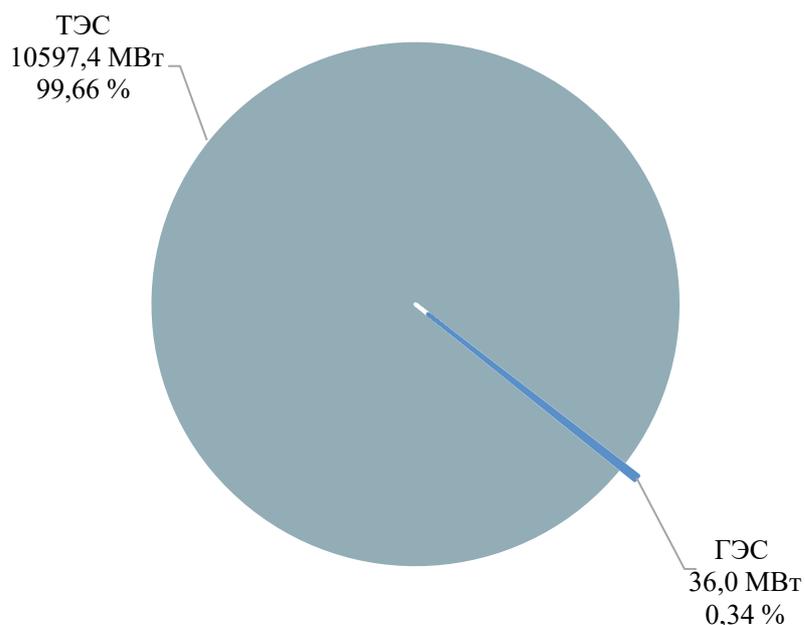


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, по состоянию на 01.01.2025

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, в 2024 году составило 56974,4 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 44,3 млн кВт·ч, ТЭС – 56930,1 млн кВт·ч.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3 и на рисунке 2.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, за период 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	48320,4	54750,0	54539,3	54901,5	56974,4
ГЭС	69,2	37,8	37,0	33,8	44,3
ТЭС	48251,3	54712,2	54502,3	54867,8	56930,1

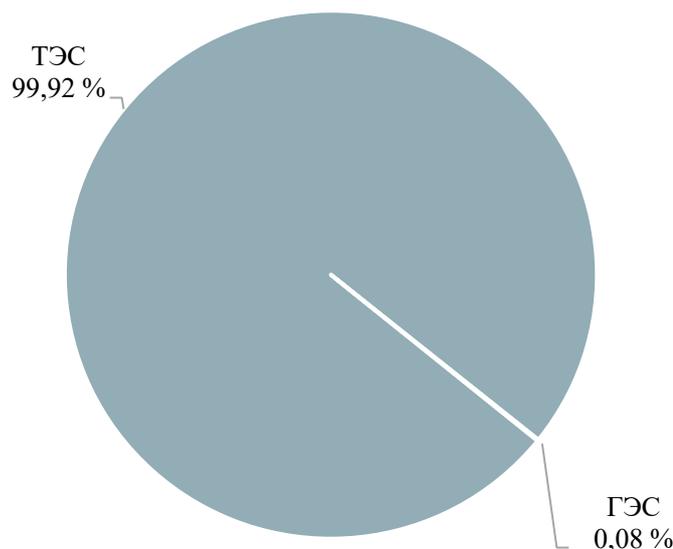


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы в 2024 году

1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по г. Москве приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по г. Москве

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
<i>Энергосистема г. Москвы и Московской области</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	106234	115485	117383	118802	124908
Годовой темп прироста, %	-1,36	8,71	1,64	1,21	5,14
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме	103778	112940	114807	116223	122521
Годовой темп прироста, %	-1,41	8,83	1,65	1,23	5,42
Максимум потребления мощности, МВт	17205	19488	18665	19790	19883
Годовой темп прироста, %	-0,85	13,27	-4,22	6,03	0,47
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), ч/год	6032	5795	6151	5873	6162
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	10.12 18:00	22.12 17:00	13.01 17:00	14.12 17:00	19.12 17:00

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Среднесуточная ТНВ, °С	-9,1	-21,5	-14,6	-10,9	-12,5
<i>г. Москва</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	50662	54952	55426	55807	58822
Годовой темп прироста, %	-3,68	8,47	0,86	0,69	5,40
Доля потребления электрической энергии г. Москвы в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	47,7	47,6	47,2	47,0	47,1
Потребление мощности г. Москвы на час прохождения максимума энергосистемы г. Москвы и Московской области, МВт	8480	9621	9322	9653	9770
Годовой темп прироста, %	-4,10	13,46	-3,11	3,55	1,21
Доля потребления мощности г. Москвы в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	49,3	49,4	49,9	48,8	49,1
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5974	5712	5946	5781	6021

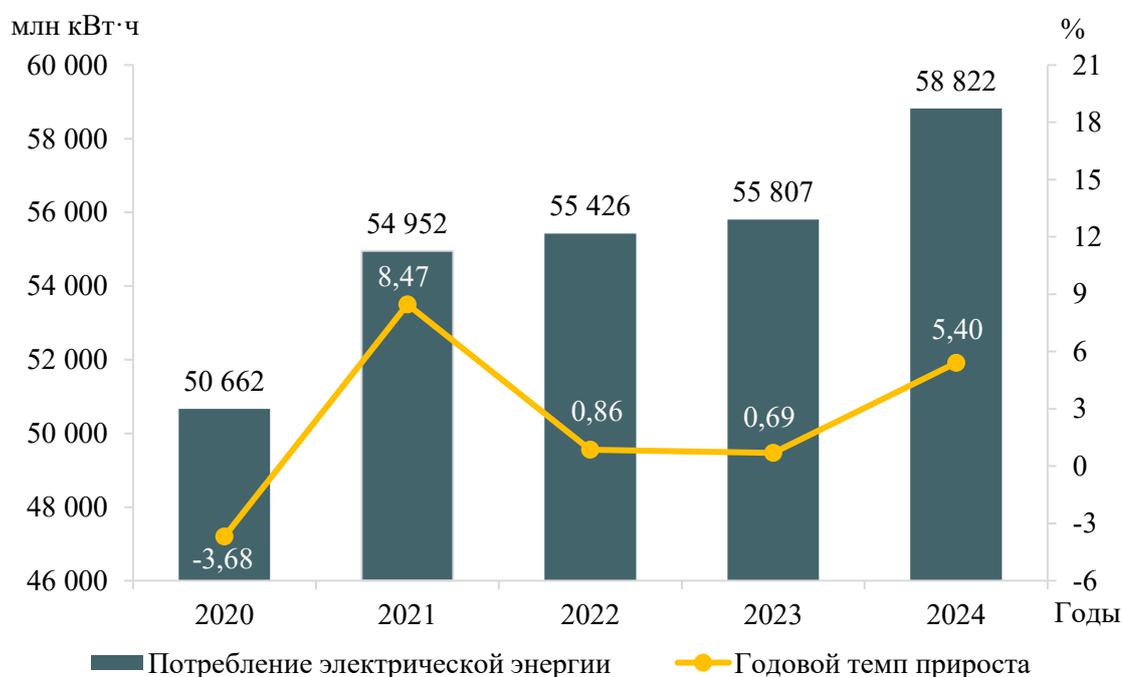


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии по территории г. Москвы и годовые темпы прироста

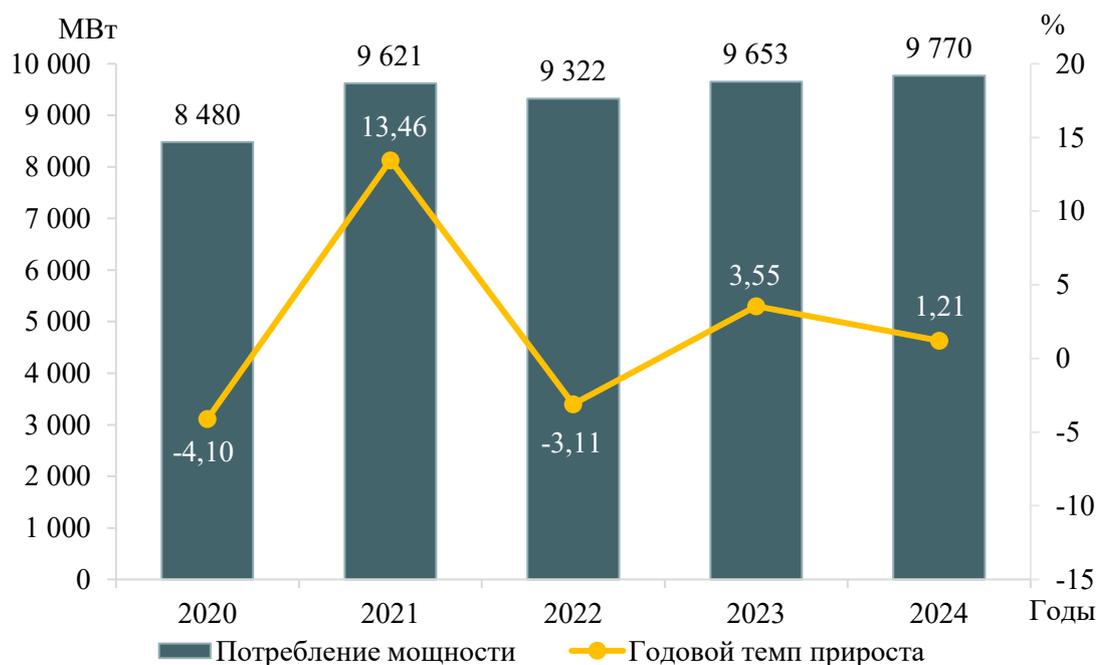


Рисунок 4 – Потребление мощности г. Москвы и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области выросло на 17214 млн кВт·ч и составило в 2024 году 124908 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,01 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 8,71 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 1,36 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области вырос на 2530 МВт и составил 19883 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,76 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 13,27 % в 2021 году; наибольшее снижение зафиксировано в 2022 году и составило 4,22 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области был зафиксирован в 2024 году в размере 19883 МВт.

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии г. Москвы выросло на 6224 млн кВт·ч и составило 58822 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,26 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 8,47 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 3,68 %.

Доля г. Москвы в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемой г. Москвы и Московской области снизилась с 47,7 % в 2020 году до 47,1 % в 2024 году (или на 0,6 процентных пункта).

За период 2020–2024 годов потребление мощности г. Москвы выросло на 927 МВт и составило 9770 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,01 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 13,46 % в 2021 году, наибольшее годовое снижение составило 4,10 % в 2020 году.

Доля г. Москвы в максимальном потреблении мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области за ретроспективный период снизилась с 49,3 % в 2020 году до 49,1 % в 2024 году (или на 0,2 процентных пункта).

Годовой режим потребления электрической энергии по г. Москве менее плотный по сравнению с режимом энергосистемы г. Москвы и Московской области в целом, что объясняется преобладанием в структуре потребления электрической энергии непромышленной сферы.

Исторический максимум потребления мощности г. Москвы был зафиксирован в 2024 году в размере 9770 МВт.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности г. Москвы обуславливалась следующими факторами:

- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления в сфере услуг и населением;
- ростом потребления на транспорте, в том числе за счет ввода новых станций ГУП «Московский метрополитен»;
- вводом новых потребителей, в том числе объектов жилищного строительства, торговых и офисных центров, резидентов АО «ОЭЗ «Технополис Москва».

1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории г. Москвы приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории г. Москвы приведен в таблице 6.

Таблица 5 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	КВЛ 220 кВ Марфино – Свиблово II цепь. Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПпу2г 1×1400сгж/265ов	ПАО «Россети Московский регион»	2020	2,01 км
2	220 кВ	КВЛ 220 кВ Марфино – Свиблово I цепь. Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПпу2г 1×1400сгж/265ов	ПАО «Россети Московский регион»	2020	2,01 км
3	220 кВ	КЛ 220 кВ ТЭЦ-12 – Пресня № 1. Замена кабеля 2XS(FL)2Y-LWL 1×1600RMS/300-127/220 на кабель ПвПпу2г 1×1600сгж/300ов-127/220	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,84 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	110 кВ	ВЛ 110 кВ Свиблово – Ростокино I цепь. Замена провода АС-150/24 на АС-240/32 в пролетах опор № 4–6	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,53 км
5	110 кВ	ВЛ 110 кВ Свиблово – Ростокино II цепь. Замена провода АС-150/24 на АС-240/32 в пролетах опор № 4–6	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,53 км
6	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Ходынка с отпайкой на ПС Шелепиха. Замена провода АС-150 на кабель ПвПу2г 1×630гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2020	1,6 км
7	110 кВ	КЛ 110 кВ Фили – Ходынка с отпайкой на ПС Шелепиха. Замена провода АС-150 и АС-240 на кабель ПвПу2г 1×1000гж/265(ов)-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2020	3,62 км
8	110 кВ	КВЛ 110 кВ Черёмушки – Южная I цепь с отпайкой на ПС Нагорная. Замена провода 3М АССР-477 Т-16 на кабель ПвПу2г 1×1600сгж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2020	1,37 км
9	220 кВ	Строительство новой КВЛ 220 кВ Очаково – Говорово II цепь	ПАО «Россети Московский регион»	2021	12,77 км
10	220 кВ	КВЛ 220 кВ Чертаново – ГТЭС Коломенское. Замена провода АС-400/51 на кабель ПвП(п)у2гж 1×2500/265 – ОВММ 2×4-127/220 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2021	4,57 км
11	220 кВ	Строительство новой КЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Битца № 1	ПАО «Россети Московский регион»	2021	5,95 км
12	220 кВ	Строительство новой КЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Битца № 2	ПАО «Россети Московский регион»	2021	5,89 км
13	220 кВ	КЛ 220 кВ Южная – Сабурово. Замена провода АС-400/51 на кабель ПвП(п)у2гж 1×2500/265 – ОВММ 2×4-127/220	ПАО «Россети Московский регион»	2021	6,7 км
14	220 кВ	КВЛ 220 кВ Чертаново – Сабурово. Замена провода АС-400/51 на кабель ПвП(п)у2гж 1×2500/265 ОВММ 2×4-127/220 на участке от ПП 245 – ПП 242	ПАО «Россети Московский регион»	2021	2,998 км
15	220 кВ	КЛ 220 кВ Абрамово – Горьковская № 2. Замена кабеля (F)2XS(FL)2Y-1×1600 RMS/300+2×4ММ 127/220 на ПвПу2г 1×1600сгж/300ов-127/220	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,07 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
16	220 кВ	КЛ 220 кВ Абрамово – Горьковская № 1. Замена кабеля F)2XS(FL)2Y-1×1600 RMS/300+2×4ММ 127/220 на ПвПэпу2г 1×1600сгж/300ов	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,065 км
17	220 кВ	КВЛ 220 кВ Чагино – Южная. Замена провода АС-400/51 на кабель ПвП(п)у2гж 1×2500/265 ОВММ 2×4-127/220	ПАО «Россети Московский регион»	2021	6,8 км
18	110 кВ	КВЛ 110 кВ Лесная –Хованская с отпайками. Выполнение захода КВЛ 110 кВ Лесная – Летово с отпайками на ПС 220 кВ Хованская с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Лесная – Хованская с отпайками и КЛ 110 кВ Хованская – Летово № 1	ПАО «Россети Московский регион»	2021	4,71 км
19	110 кВ	КЛ 110 кВ Хованская – Летово № 1. Выполнение захода КВЛ 110 кВ Лесная – Летово с отпайками на ПС 220 кВ Хованская с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Лесная – Хованская с отпайками и КЛ 110 кВ Хованская – Летово № 1	ПАО «Россети Московский регион»	2021	5,04 км
20	110 кВ	КЛ 110 кВ Южная – Сабурово с отпайкой на ПС Беляево. Замена провода АС-150/24 на ПвП(п)у2гж 1×1400/265 – ОВММ 2×4-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	7,44 км
21	110 кВ	КВЛ 110 кВ Черёмушки – Южная II цепь с отпайкой на ПС Нагорная. Замена провода 3М АССР-477 Т-16 на кабель ПвПпу2г 1×1600сгж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	1,374 км
22	110 кВ	ВЛ 110 кВ Курьяново – Сабурово I цепь. Замена провода АС-150 на кабель СИПн(nf)-7 1×185-110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	2,07 км
23	110 кВ	ВЛ 110 кВ Курьяново – Сабурово II цепь. Замена провода АС-150 на кабель СИПн(nf)-7 1×185-110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	2,07 км
24	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – Автозаводская № 2. Замена кабеля ПвПу 2г 1×300(гж)/185-64/110 на ПвПпу2г 1×630гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,24 км
25	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭС Международная – Пресня № 1. Замена кабеля ПвПу2г1×630(гж)/210ов-110 на ПвП(п)у2гж 1×630/265 ОВММ 2×4+ОВММ 2×4-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,517 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
26	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – Кожухово № 1. Замена кабеля ПвПу2г 1×300(гж)/185-110 на ПвПпу2г 1×800гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,3 км
27	110 кВ	КВЛ 110 кВ Кожухово – Чертаново с отпайкой на ПС Царицыно. Замена кабеля АПвПу 1×350 на ПвПпу2г 1×1000гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,339 км
28	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭС Международная – Пресня № 2. Замена кабеля ПвПу2г1×630(гж)/210ов-110 на ПвП(п)у2гж 1×630/265 ОВММ 2×4+ОВММ 2×4-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,507 км
29	110 кВ	КВЛ 110 кВ Сетунь – Новокунцево II цепь. Замена кабеля FXLJ 1×1200 на ПвПу2г 1×1200сгж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,475 км
30	110 кВ	КВЛ 110 кВ Угреша – Сабурово с отпайкой на ПС Беляево. Замена провода АС-150/24 на кабель ПвП(п)у2гж 1×1400/265 - ОВММ 2×4-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	4,133 км
31	110 кВ	КЛ 110 кВ Карачарово – Андроньевская № 1. Замена кабеля МНСК 1×270 на ПвП(п)у2гж 1×630/265 ОВММ 2×4-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,82 км
32	110 кВ	КЛ 110 кВ Карачарово – Андроньевская № 2. Замена кабеля МНСК 1×270 на ПвП(п)у2гж 1×630/265 ОВММ 2×4-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,835 км
33	110 кВ	КЛ 110 кВ ГЭС-1 – Автозаводская. Замена кабеля ПвПу2г 1×300гж/185-110 и ПвПу2г 1×300гж/185-110 на ПвП(п)у2гж 1×630/265 ОВММ 2×4-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,532 км
34	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – Кожухово № 6. Замена кабеля ПвПу2г 1×300(гж)/185-110 на ПвПпу2г 1×800гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,28 км
35	110 кВ	КЛ 110 кВ ГЭС-1 – Кожухово. Замена кабеля ПвПу2г 1×300(гж)/185-64/110 на ПвПпу2г 1×630гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,28 км
36	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Вернадская I цепь. Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПу2г 1×630гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	1,122 км
37	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Вернадская II цепь. Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПу2г 1×630гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2021	1,122 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
38	220 кВ	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-21 – Бескудниково II цепь. Замена провода АС-400/51 на АС-400/51 и опоры	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,887 км
39	220 кВ	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-21 – Бескудниково I цепь. Замена провода АС-400/51 на АС-400/51 и опоры	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,887 км
40	220 кВ	КЛ 220 кВ Красносельская – Кожевническая № 1. Замена кабеля ПвПпу2г 1×1600сгж/265ов-127/220 на ПвПпу2г 1×1600сгж/265ов-127/220	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,43 км
41	220 кВ	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Бутово II цепь. Выполнение захода ВЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Ясенево с образованием двух ЛЭП: КВЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Бутово II цепь и КВЛ 220 кВ Бутово – Ясенево II цепь	ПАО «Россети Московский регион»	2022	1,84 км
42	220 кВ	КВЛ 220 кВ Бутово – Ясенево II цепь. Выполнение захода ВЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Ясенево с образованием двух ЛЭП: КВЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Бутово II цепь и КВЛ 220 кВ Бутово – Ясенево II цепь	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,04 км
43	220 кВ	КВЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Бутово I цепь. Замена провода АС-400/51 на кабель ПвПпу2г 1×1400сгж/265ов-127/220	ПАО «Россети Московский регион»	2022	1,84 км
44	110 кВ	ВЛ 110 кВ Курьяново – Ленинская I цепь с отпайкой на ПС Люблино. Замена провода АС-150/24 на АС-240/32 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,3 км
45	110 кВ	ВЛ 110 кВ Курьяново – Ленинская II цепь с отпайкой на ПС Люблино. Замена провода АС-150/24 на АС-240/32 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,3 км
46	110 кВ	Выполнение захода КВЛ 110 кВ Марьино – Летово с отпайками на ПС 220 кВ Хованская с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Хованская – Марьино с отпайкой на ПС Десна и КЛ 110 кВ Хованская – Летово № 2	ПАО «Россети Московский регион»	2022	5,06 км
47	110 кВ	Выполнение захода КВЛ 110 кВ Марьино – Летово с отпайками на ПС 220 кВ Хованская с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Хованская – Марьино с отпайкой на ПС Десна и КЛ 110 кВ Хованская – Летово № 2	ПАО «Россети Московский регион»	2022	4,73 км
48	110 кВ	КЛ 110 кВ Очаково – Мазилово № 1. Замена кабеля N2S(FL)2Y на ПвПпу2г 1×1200сгж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,888 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
49	110 кВ	КЛ 110 кВ Очаково – Мазилово № 2. Замена кабеля N2S(FL)2Y на ПвПпу2г 1×1200сгж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,888 км
50	110 кВ	КЛ 110 кВ Чоботы – Полет № 1. Замена кабеля 2X(FL)2YVFST2Y на ПвПпу2г 1×1200сгж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,745 км
51	110 кВ	КЛ 110 кВ Чоботы – Полет № 2. Замена кабеля 2X(FL)2YVFST2Y на ПвПпу2г 1×1200сгж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,75 км
52	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭЦ ЗИЛ – Автозаводская №2. Замена кабеля АПвПу 1×500 на ПвПпу2г 1×630гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,65 км
53	110 кВ	КВЛ 110 кВ Сырово – Красногорка II цепь. Замена провода АС-150/24 на кабель ПвПу2г 1×1600 {гж}/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,76 км
54	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Ходынка с отпайкой на ПС Шелепиха. Замена провода G(Z)ТАСРСR 240 на G(Z)ТАСРСR 240 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2022	15,317 км
55	110 кВ	КВЛ 110 кВ Сырово – Красногорка I цепь с отпайкой на ПС Новоцементная. Замена провода АС-150/24 на кабель ПвПу2г 1×1600(гж)/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,76 км
56	110 кВ	КЛ 110 кВ Фили – Ходынка с отпайкой на ПС Шелепиха. Перекладка кабельного участка (Увеличение протяженности КЛ на 0,396 км)	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,396 км
57	110 кВ	КВЛ 110 кВ Новокунцево – Солнцево I цепь. Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПу2гж 1×800/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,911 км
58	110 кВ	КВЛ 110 кВ Новокунцево – Солнцево II цепь. Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПу2гж 1×800/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,914 км
59	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Ходынка с отпайкой на ПС Шелепиха. Замена кабеля ПвПпу2г 1×630гж/265ов-64/110 на ПвПпу2г 1×630гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,413 км
60	110 кВ	КВЛ 110 кВ Бутово – Бирюлево Новое строительство ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	2022	8,233 км
61	110 кВ	КВЛ 110 кВ Фили – Мазилово I цепь Замена провода М-95 на АС-240/32	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,514 км
62	110 кВ	КВЛ 110 кВ Фили – Мазилово II цепь Замена провода М-95 на АС-240/32	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,514 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
63	110 кВ	ВЛ 110 кВ Ясенево – Профсоюзная II цепь. Отсоединение ВЛ 110 кВ Битца – Ясенево с отпайкой на ПС Профсоюзная от ПС 110 кВ Битца	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0
64	110 кВ	КЛ 110 кВ Бутырки – Центральная № 1. Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПуп2гж 1×630/265(ов)-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,847 км
65	110 кВ	КЛ 110 кВ Бутырки – Центральная № 2. Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПуп2гж 1×630/265(ов)-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,847 км
66	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Фили. Замена провода G(Z)TACSR 240 на G(Z)TACSR 240 и опоры	ПАО «Россети Московский регион»	2022	7,834 км
67	110 кВ	КВЛ 110 кВ Чоботы – Передельцы I цепь. Замена кабеля МНАгШВу 1×625 на ПвП(п)у2гж 1×800/265 ОВММ 2×4-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,62 км
68	110 кВ	КВЛ 110 кВ Сырово – Красногорка I цепь с отпайкой на ПС Новоцементная. Замена провода АС-150 на АС-240	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,701 км
69	110 кВ	КВЛ 110 кВ Сырово – Красногорка II цепь. Замена провода АС-150 на АС-240	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,701 км
70	110 кВ	КВЛ 110 кВ Чоботы – Передельцы II цепь. Замена кабеля МНАгШВу 1×625 на ПвП(п)у2гж 1×800/265 ОВММ 2×4-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,617 км
71	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭЦ-12 – Сити № 2. Замена кабеля НХСНВМК-1×630/185-110 на НХСНВМК-1×630/185-110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,737 км
72	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭЦ-12 – Сити № 1. Замена кабеля НХСНВМК-1×630/185-110 на НХСНВМК-1×630/185-110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,61 км
73	110 кВ	КЛ 110 кВ Каскадная – Некрасовка №2. Выполнение захода КВЛ 110 кВ Восточная – Некрасовка с отпайкой на ПС Ясная на ПС 500 кВ Каскадная с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Каскадная – Восточная с отпайкой на ПС Ясная и КЛ 110 кВ Каскадная – Некрасовка №2	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,249 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
74	110 кВ	КВЛ 110 кВ Каскадная – Восточная с отпайкой на ПС Ясная. Выполнение захода КВЛ 110 кВ Восточная – Некрасовка с отпайкой на ПС Ясная на ПС 500 кВ Каскадная с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Каскадная – Восточная с отпайкой на ПС Ясная и КЛ 110 кВ Каскадная – Некрасовка №2	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,236 км
75	110 кВ	КЛ 110 кВ Самарская – Рижская № 1. Замена кабеля МНСК-1×270-110 на ПвПу2гж 1×1000/310(ов)-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	1,41 км
76	220 кВ	Строительство новой КЛ 220 кВ Белорусская-Бутырки №1	ПАО «Россети Московский регион»	2023	5,07 км
77	220 кВ	Строительство новой КЛ 220 кВ Белорусская-Бутырки №2	ПАО «Россети Московский регион»	2023	5,07 км
78	220 кВ	КЛ 220 кВ Белорусская – Магистральная № 2. Замена кабеля ПвПу2гж 1×1000/310 ОВММ 2×4 127/220 на ПвП(п)у2гж 1×1200/330 ОВММ 2×4-127/220	ПАО «Россети Московский регион»	2023	0,995 км
79	220 кВ	КЛ 220 кВ Белорусская – Магистральная № 1. Замена кабеля ПвПу2гж 1×1000/310 ОВММ 2×4 127/220 на ПвП(п)у2гж 1×1200/330 ОВММ 2×4-127/220	ПАО «Россети Московский регион»	2023	0,995 км
80	220 кВ	КВЛ 220 кВ Бутово – Ясенево I цепь Замена провода АС-400 на АСк2у-М445/34 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2023	0,145 км
81	220 кВ	КЛ 220 кВ ТЭЦ-23 – Елоховская № 2. Замена кабеля МВДТ 1×550 на ПвПу2г 1×2500сгж/310ов-127/220, ПвПу2г 1×2000сгж/310ов-127/220	ПАО «Россети Московский регион»	2023	11,789 км
82	220 кВ	КЛ 220 кВ ТЭЦ-23 – Елоховская № 1. Замена кабеля МВДТ 1×550 на ПвПу2г 1×2500сгж/310ов-127/220, ПвПу2г 1×2000сгж/310ов-127/220	ПАО «Россети Московский регион»	2023	11,747 км
83	110 кВ	КВЛ 110 кВ Каскадная – Кучино. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Некрасовка – Кучино на ПС 500 кВ Каскадная с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Каскадная – Кучино и КЛ 110 кВ Каскадная – Некрасовка №1	ПАО «Россети Московский регион»	2023	2,15 км
84	110 кВ	КЛ 110 кВ Каскадная – Некрасовка № 1. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Некрасовка – Кучино на ПС 500 кВ Каскадная с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Каскадная – Кучино и КЛ 110 кВ Каскадная – Некрасовка №1	ПАО «Россети Московский регион»	2023	3,87 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
85	110 кВ	КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс. Образована из ВЛ 110 кВ Прогресс – Некрасовка путем отключения от ПС 110 кВ Некрасовка и подключением к ПС 500 кВ Каскадная	ПАО «Россети Московский регион»	2023	2,145 км
86	110 кВ	КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная. Образована из ВЛ 110 кВ Минеральная – Некрасовка путем отключения от ПС 110 кВ Некрасовка и подключением к ПС 500 кВ Каскадная	ПАО «Россети Московский регион»	2023	2,155 км
87	110 кВ	КЛ 110 кВ Самарская – Рижская № 2. Замена кабеля МНСК-1×270-110 и МССК 1×270 на ПвПу2гж 1×1000/310(ов)-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2023	1,41 км
88	110 кВ	КЛ 110 кВ Карачарово – Выхино № 1. Замена кабеля ПвПу2г 1×800гж/265ов-64/110кВ на ПвПу2г 1×1000гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2023	0,486 км
89	110 кВ	КЛ 110 кВ Карачарово – Выхино № 2. Замена кабеля ПвПу2г 1×800гж/265ов-64/110кВ на ПвПу2г 1×1000гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2023	0,486 км
90	110 кВ	ВЛ 110 кВ Красногорка – Гавриково I цепь с отпайкой на ПС Щербинка. Замена провода АС-150 на АС-240 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2023	1,301 км
91	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭЦ-12 – Сити № 2. Замена кабеля НХСНВМК-1×630/185-110 на ПвП(п)у2гж 1×800/265 ОВММ 2×4-64/110, ПвП(п)у2гж 1×1400/265 ОВММ 2×4-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2023	0,653 км
92	110 кВ	КЛ 110 кВ ТЭЦ-12 – Сити № 1. Замена кабеля НХСНВМК-1×630/185-110 на ПвП(п)у2гж 1×800/265 ОВММ 2×4-64/110, ПвП(п)у2гж 1×1400/265 ОВММ 2×4-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2023	0,653 км
93	110 кВ	ВЛ 110 кВ Красногорка – Гавриково II цепь с отпайкой на ПС Щербинка. Замена провода АС-150 на АС-240 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2023	1,301 км
94	110 кВ	КВЛ 110 кВ Чагино – АЗЛК I цепь с отпайкой на ПС Кузьминки. Замена кабеля МНАгШВУ на ПвПу2г 1×630гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2023	1,972 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
95	110 кВ	КВЛ 110 кВ Чагино – АЗЛК II цепь с отпайкой на ПС Кузьминки. Замена кабеля МНАгШВУ на ПвПпу2г 1×630гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2023	1,972 км
96	110 кВ	КВЛ 110 кВ Баскаково – Косино I цепь. Замена кабеля ПС 692-М1, М2-ПП 29, М1-М2 на ПС 692-ПП 29	ПАО «Россети Московский регион»	2023	0,682 км
97	110 кВ	КВЛ 110 кВ Баскаково – Косино II цепь. Замена кабеля АПвПу 1×350, ПвПу2г 1×300 на ПС 692-ПП 29	ПАО «Россети Московский регион»	2023	0,682 км
98	110 кВ	КВЛ 110 кВ Чагино – АЗЛК II цепь с отпайкой на ПС Кузьминки. Замена кабеля МНАгШВУ, МНСК-4, МНСК-6, АПвП на ПвПуп2г 1×630(гж)/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2023	3,947 км
99	110 кВ	КВЛ 110 кВ Чагино – Чухлинка I цепь. Замена кабеля МНСК 1×625, МНАгШВу 1×625 на ПвПпу2г 1×300гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2023	3,609 км
100	110 кВ	КВЛ 110 кВ Чагино – Чухлинка II цепь. Замена кабеля МНСК 1×625, МНАгШВу 1×625 на ПвПпу2г 1×300гж/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2023	3,251 км
101	110 кВ	КВЛ 110 кВ Чагино – АЗЛК I цепь с отпайкой на ПС Кузьминки. Замена кабеля МНАгШВУ, МНСК-4, МНСК-6, АПвП на ПвПуп2г 1×630(гж)/265ов-64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2023	3,929 км
102	110 кВ	Реконструкция участка КВЛ 110 кВ Дубровская – Карачарово I цепь протяженностью 4,635 км с заменой кабеля	ПАО «Россети Московский регион»	2024	4,635 км
103	110 кВ	Реконструкция участка КЛ 110 кВ ТЭЦ-12 – Сити № 1 протяженностью 2,369 км с заменой кабеля	ПАО «Россети Московский регион»	2024	2,369 км
104	220 кВ	Реконструкция участка КВЛ 220 кВ Владыкино – Бескудниково № 2 протяженностью 4,12 км с заменой кабеля	ПАО «Россети Московский регион»	2024	4,12 км
105	110 кВ	Реконструкция участка КВЛ 110 кВ Дубровская – Карачарово II цепь протяженностью 4,635 км с заменой кабеля	ПАО «Россети Московский регион»	2024	4,635 км
106	110 кВ	Реконструкция участка КЛ 110 кВ ТЭЦ-12 – Сити № 2 протяженностью 0,997 км с заменой кабеля	ПАО «Россети Московский регион»	2024	0,997 км
107	110 кВ	Реконструкция участка КВЛ 110 кВ Очаково – Вернадская I цепь протяженностью 2,621 км с заменой кабеля	ПАО «Россети Московский регион»	2024	2,621 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
108	110 кВ	Реконструкция участка КВЛ 110 кВ Очаково – Вернадская II цепь протяженностью 2,621 км с заменой кабеля	ПАО «Россети Московский регион»	2024	2,621 км
109	110 кВ	Реконструкция участка КВЛ 110 кВ ТЭЦ-8 – Чагино с отпайкой на ПС Подшипник протяженностью 5,0 км с заменой кабеля	ПАО «Россети Московский регион»	2024	5,0 км
110	110 кВ	Реконструкция участка КВЛ 110 кВ Чагино – Новоспасская протяженностью 5,0 км с заменой кабеля	ПАО «Россети Московский регион»	2024	5,0 км
111	110 кВ	Реконструкция участка КЛ 110 кВ Сигма – Алабушево № 1 протяженностью 1,96 км с заменой кабеля	ПАО «Россети Московский регион»	2024	1,96 км
112	220 кВ	Реконструкция участка КВЛ 220 кВ ТЭЦ-27 – Бутырки с отпайкой на ТСН-ВК-61 протяженностью 1,398 км с заменой кабеля	ПАО «Россети Московский регион»	2024	1,398 км
113	110 кВ	Реконструкция участка КВЛ 110 кВ Сигма – Сенеж протяженностью 2,04 км с заменой провода	ПАО «Россети Московский регион»	2024	2,04 км
114	220 кВ	Реконструкция участка КВЛ 220 кВ Владыкино – Бескудниково № 1 протяженностью 4,012 км с заменой кабеля	ПАО «Россети Московский регион»	2024	4,012 км
115	110 кВ	Реконструкция участка КЛ 110 кВ ТЭЦ-20 – Москворецкая № 2 протяженностью 3,452 км с заменой кабеля	ПАО «Россети Московский регион»	2024	3,452 км
116	220 кВ	Строительство КЛ 220 кВ Капотня – Синтез № 1 протяженностью 3,19 км	АО «Газпромнефть-МНПЗ»	2024	3,19 км
117	220 кВ	Строительство КЛ 220 кВ Капотня – Синтез № 2 протяженностью 3,22 км	АО «Газпромнефть-МНПЗ»	2024	3,22 км
118	110 кВ	Реконструкция участка КЛ 110 кВ ТЭЦ-20 – Москворецкая № 1 протяженностью 3,533 км с заменой кабеля	ПАО «Россети Московский регион»	2024	3,533 км

Таблица 6 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Баскаково	ПАО «Россети Московский регион»	2020	200 МВА
2	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Гольяново	ПАО «Россети Московский регион»	2020	100 МВА
3	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Марьино	ПАО «Россети Московский регион»	2020	25 МВА
4	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Баскаково	ПАО «Россети Московский регион»	2021	200 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 220 кВ Битца	АО «Объединенная энергетическая компания»	2021	2×200 МВА
6	220 кВ	Установка ШР на ПС 220 кВ Южная	ПАО «Россети»	2021	2×50 Мвар
7	220 кВ	Установка ШР на ПС 220 кВ Сабурово	ПАО «Россети Московский регион»	2021	50 Мвар
8	110 кВ	Замена трансформатора на ТЭЦ-20	ПАО «Мосэнерго»	2021	125 МВА
9	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 220 кВ Битца	АО «Объединенная энергетическая компания»	2022	2×100 МВА
10	110 кВ	Замена трансформатора на ТЭЦ-20	ПАО «Мосэнерго»	2022	125 МВА
11	110 кВ	Замена трансформатора на ТЭЦ-11	ПАО «Мосэнерго»	2022	63 МВА
12	500 кВ	ПС 500 кВ Чагино АТ-1. Замена оборудования мощностью 3×167 МВА на новое, мощностью 500 МВА	ПАО «Россети»	2023	500 МВА
13	500 кВ	ПС 500 кВ Чагино АТ-2. Замена оборудования мощностью 3×167 МВА на новое, мощностью 500 МВА	ПАО «Россети»	2023	500 МВА
14	220 кВ	ПС 220 кВ Чертаново ПС 220 кВ. Новый ввод Т-3	ПАО «Россети Московский регион»	2023	63 МВА
15	220 кВ	ПС 220 кВ Чертаново ПС 220 кВ. Новый ввод Т-4	ПАО «Россети Московский регион»	2023	63 МВА
16	110 кВ	ПС 110 кВ Полет. Замена Т-1 мощностью 40 МВА на новый, мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	2023	63 МВА
17	110 кВ	ПС 110 кВ Полет. Замена Т-2 мощностью 40 МВА на новый, мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	2023	63 МВА
18	110 кВ	ПС 110 кВ Гоголево. Замена Т-1 мощностью 25 МВА на новый, мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	2023	25 МВА
19	500 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Бескудниково с заменой трансформатора Т-4 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА на трансформатор 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА	ПАО «Россети»	2024	100 МВА
20	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Синтез с двумя трансформаторами 220/6/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Газпромнефть-МНПЗ»	2024	2×63 МВА
21	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Нефтезавод с установкой четвертого автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ООО «Газпромнефть-Энергосервис»	2024	125 МВА
22	110 кВ	Реконструкция ТЭЦ-23 с заменой трансформатора Т-94 110/10 кВ мощностью 125 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 200 МВА	ПАО «Мосэнерго»	2024	200 МВА

2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России

2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

На территории г. Москвы отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями сетевых организаций рассмотрены ПС 110 кВ, на которых по результатам контрольных измерений потокораспределения в отчетном периоде зафиксировано превышение допустимой загрузки трансформаторного оборудования в нормальной схеме или при отключении одного из трансформаторов в нормальной схеме с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера и (или) иного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2020	16.12.2020	-3,6
	17.06.2020	24,3
2021	15.12.2021	-2,4
	16.06.2021	20,1
2022	21.12.2022	-5,9
	15.06.2022	15,9
2023	20.12.2023	3,1
	21.06.2023	15,5
2024	19.06.2024	21,3
	18.12.2024	-9,5

Анализ загрузки центров питания производится с учетом применения схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1], исходя из следующих критериев:

– для однотрансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного наиболее мощного трансформатора на подстанции.

2.2.1.1 ПАО «Россети Московский регион»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Московский регион» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 8 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 220 кВ Владыкино	220/10/10	T-1	230/11/11	63	0,00	30,82	30,51	30,18	32,59	21,76	22,92	23,77	19,15	23,67	0
			T-2	230/11/11	63	63,72	38,55	31,24	26,23	32,64	28,80	27,64	25,15	22,54	36,25	
2	ПС 110 кВ Былово	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	40	10,24	13,27	15,75	13,00	21,20	6,41	7,43	9,02	10,40	8,05	11,03
			T-2	115/10,5/10,5	40	11,94	8,51	8,39	8,45	12,67	6,03	5,66	4,30	3,69	4,85	
3	ПС 110 кВ Лебедево	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	25	18,62	15,97	16,93	13,95	20,34	9,31	8,96	8,52	10,77	12,20	9,27
			T-2	115/10,5/10,5	25	11,41	14,54	14,86	14,43	13,57	8,21	6,07	6,85	7,89	7,35	
4	ПС 110 кВ Десна	110/10/6	T-1	115/11/6,6	25	6,60	13,84	13,34	10,82	15,35	4,73	4,33	8,50	7,22	5,78	0
			T-2	115/11/6,6	25	17,67	13,85	12,98	12,14	15,97	8,36	13,10	6,07	7,42	10,01	
5	ПС 110 кВ Зюзино	110/10/10	T-1	115/11/11	63	30,07	33,79	37,31	33,46	26,62	25,27	23,26	31,17	28,11	32,36	0
			T-2	115/11/11	63	37,08	29,44	27,78	28,36	27,29	31,64	32,39	23,30	24,36	26,51	
6	ПС 110 кВ Красные Горки	110/10/6	T-1	110/11/6,9	40,5	25,32	22,23	23,99	27,37	23,85	41,09	21,42	21,87	20,43	19,65	0
			T-2	110/11/6,9	40,5	20,57	21,79	24,52	21,15	25,86	0,00	19,23	18,90	19,25	20,95	
7	ПС 110 кВ Летово	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	63	27,25	21,55	26,58	24,33	28,37	16,47	16,35	16,63	18,07	17,57	0
			T-2	115/10,5/10,5	63	22,98	30,09	25,62	26,35	20,32	13,91	14,43	14,65	15,28	16,11	
8	ПС 110 кВ Мазилово	110/10/6	T-1	110/11/6,9	40,5	18,10	19,38	18,23	23,25	18,37	15,73	14,01	14,65	13,13	15,55	0
			T-2	110/11/6,9	40,5	21,12	17,00	16,07	15,79	21,67	15,90	12,01	11,67	11,09	10,43	
9	ПС 110 кВ Немчиновка	110/10/6	T-1	115/11/6,9	63	25,69	29,55	27,62	26,74	28,37	17,89	18,42	0,00	18,33	21,59	0
			T-2	115/11/6,9	63	31,86	37,09	33,83	33,49	30,84	22,31	28,09	41,26	25,56	28,57	
10	ПС 110 кВ Рижская	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	80	34,73	31,81	32,15	33,42	30,22	29,61	23,85	24,17	23,14	35,57	0
			T-2	115/10,5/10,5	80	39,53	36,25	31,99	35,03	44,29	29,17	33,52	30,95	31,20	30,54	
11	ПС 110 кВ Самарская	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	63	26,75	28,32	32,58	25,07	35,06	20,73	20,51	20,92	24,12	24,68	0
			T-2	115/10,5/10,5	63	27,80	25,66	24,82	35,08	29,59	24,66	28,33	22,16	26,12	34,47	
12	ПС 110 кВ Солнцево	110/10/6	T-1	110/11/6,6	40,5	21,48	20,73	23,05	26,38	27,68	13,24	14,29	12,02	15,02	18,99	0
			T-2	110/11/6,6	40,5	21,21	24,02	18,59	12,41	17,16	12,34	12,84	8,91	16,24	12,73	
13	ПС 110 кВ Сырово	110/10/6	T-1	115/11/6,6	40	19,05	19,28	18,11	12,36	19,41	19,26	15,03	11,90	14,81	14,77	0
			T-2	115/11/6,6	40	16,94	19,00	19,13	24,03	19,99	5,63	13,26	9,56	10,64	15,58	
14	ПС 110 кВ Трикотажная	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	25	16,22	14,17	15,86	13,02	17,18	7,88	13,28	10,30	9,11	10,65	0
		110/10/6	T-2	115/11/6,6	25	15,51	15,33	14,12	16,46	15,80	8,57	7,82	7,57	7,45	10,95	
15	ПС 110 кВ Лианозово	110/10/6	T-1	115/11/6,9	63	24,04	25,53	23,55	24,47	19,61	17,81	14,43	17,84	16,27	23,89	0
			T-2	115/11/6,9	63	27,00	26,17	28,84	29,56	31,48	24,01	21,34	21,59	19,66	22,22	
16	ПС 110 кВ Беляево	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	80	31,94	73,19	32,05	41,63	37,27	32,37	50,55	26,65	30,31	29,49	0
			T-2	115/10,5/10,5	80	27,25	0,00	28,13	31,42	34,90	27,71	0,00	19,30	20,95	22,41	
17	ПС 110 кВ Войковская	110/10/10	T-1	115/11/11	63	29,94	27,79	28,61	29,24	31,84	19,26	23,53	18,30	21,84	25,94	0
			T-2	115/11/11	63	22,45	25,75	24,81	19,78	26,05	19,65	20,40	16,98	14,58	19,16	
18	ПС 110 кВ Выхино	110/10/6	T-1	115/11/6,9	63	15,69	18,51	13,93	13,82	28,75	10,43	9,70	11,04	10,53	10,05	0
			T-2	115/11/6,9	63	21,83	26,93	25,01	18,41	21,94	20,13	18,10	16,17	18,86	11,40	
		110/10/10	T-3	115/10,5/10,5	63	21,17	19,78	19,60	21,16	23,42	15,85	17,54	16,25	15,13	15,69	
			T-4	115/10,5/10,5	63	9,59	10,96	15,07	8,41	12,41	6,47	9,15	9,63	5,14	13,20	
19	ПС 110 кВ Гавриково	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	63	19,37	18,09	20,23	17,70	27,17	12,95	14,27	13,29	0,00	13,91	0
			T-2	115/10,5/10,5	63	23,61	26,10	24,98	27,28	24,49	15,40	14,33	17,03	28,63	14,11	
20	ПС 110 кВ Гоголево	110/10/6	T-1	115/11/6,6	25	10,51	9,67	4,13	7,46	11,21	7,09	8,60	5,47	4,93	5,89	0
		110/10/10	T-2	115/10,5/10,5	25	11,76	15,86	13,23	11,69	14,05	10,99	8,28	11,50	7,96	5,23	
21	ПС 110 кВ Зубовская	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	80	37,16	49,29	44,84	35,20	36,06	38,98	43,20	38,64	35,52	40,49	0
			T-2	115/10,5/10,5	80	31,86	44,13	42,62	47,85	46,76	33,77	36,88	36,93	40,39	39,97	
22	ПС 110 кВ Коровино	110/10/6	T-1	115/11/6,6	25	11,10	10,61	11,02	14,11	14,48	7,29	8,88	7,35	9,48	12,88	0
			T-2	115/11/6,6	25	13,59	12,92	12,22	9,93	10,95	10,74	11,62	9,17	11,11	9,14	
23	ПС 110 кВ Кузнецово	110/10	T-1	115/11	16	6,23	7,63	9,01	8,37	9,23	3,70	4,33	3,88	4,35	4,33	1,21
			T-2	115/11	16	7,50	6,44	6,16	6,05	8,54	4,85	3,51	2,57	4,50	3,92	
24	ПС 220 кВ Левобережная	220/10/10	T-1	230/11/11	63	17,85	22,27	22,98	27,58	26,32	19,63	18,34	15,41	16,72	22,02	0
			T-2	230/11/11	63	20,03	22,12	23,44	28,45	26,66	16,07	15,74	15,79	16,99	26,59	
25	ПС 110 кВ Марьино	110/10/6	T-1	115/11/6,6	25	8,36	9,70	9,34	9,76	10,62	0,00	3,97	4,85	4,45	5,82	0
			T-2	115/11/6,6	25	10,72	10,51	13,41	12,33	14,36	8,70	5,76	6,14	6,89	5,98	
26	ПС 110 кВ Некрасовка	110/10/6	T-1	115/11/6,9	63	32,36	36,22	31,46	35,04	38,63	22,34	22,22	20,28	24,70	26,57	0
			T-2	115/11/6,9	63	25,49	26,33	28,22	23,59	29,61	20,43	15,65	19,03	20,19	23,60	

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
27	ПС 110 кВ Полет	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	63	19,30	19,68	22,07	24,55	29,35	12,70	12,21	12,82	8,77	16,55	0
			T-2	115/10,5/10,5	63	24,03	24,97	22,91	22,81	27,50	10,22	10,92	13,22	16,53	14,47	
28	ПС 110 кВ Сетунь	110/10/6	T-1	115/11/6,9	63	23,46	25,34	28,47	20,78	27,69	17,93	16,94	19,58	15,40	21,62	0
			T-2	115/11/6,9	63	25,53	23,24	25,61	21,64	29,66	16,66	18,49	16,79	15,91	21,38	
29	ПС 220 кВ Сигма	220/110/10	T-1	115/11/11	63	24,21	21,77	20,88	15,29	20,33	17,76	13,25	20,88	14,76	11,82	0
			T-2	115/11/11	63	17,91	18,70	17,02	17,30	21,31	12,10	18,48	9,35	10,69	17,57	
30	ПС 110 кВ Сити	110/20/10	T-1	115/22/10,5	63	25,37	28,30	26,93	28,09	27,74	26,99	24,40	20,31	24,57	26,22	0
			T-2	115/22/10,5	63	22,38	26,23	26,39	27,24	29,87	18,85	23,71	22,64	22,42	27,62	
31	ПС 110 кВ Строгино	110/10/10	T-1	115/11/11	63	25,81	25,76	25,31	25,27	26,00	18,14	17,93	18,84	19,15	20,38	0
			T-2	115/11/11	63	18,32	17,54	17,12	10,88	12,97	15,57	18,01	14,15	15,87	9,54	
32	ПС 110 кВ Стромьнка	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	63	0,00	9,03	18,75	20,86	25,26	17,17	15,05	17,05	19,07	22,24	0
			T-2	115/10,5/10,5	63	36,58	26,80	17,64	14,33	20,29	17,08	17,39	13,16	16,29	17,15	
33	ПС 110 кВ Сумская	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	63	37,04	32,52	36,47	33,05	38,52	37,64	34,33	33,19	30,62	31,23	0
			T-2	115/10,5/10,5	63	36,08	31,10	24,32	24,52	24,15	23,89	21,91	20,20	17,10	21,95	
34	ПС 110 кВ Таганская	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	63	31,77	32,69	35,54	30,09	40,15	22,84	28,47	26,37	28,84	36,08	0
			T-2	115/10,5/10,5	63	23,57	24,56	32,44	33,14	33,19	21,39	22,39	20,15	29,12	39,21	
35	ПС 110 кВ Теплый Стан	110/10/6	T-1	115/11/6,9	40	18,44	18,64	38,39	13,30	15,78	14,32	12,19	9,63	13,12	11,93	0
			T-2	115/11/6,9	40	21,46	14,89	0,10	18,27	16,46	13,72	16,37	15,80	16,40	18,89	
		110/10/10	T-3	115/10,5/10,5	80	24,73	25,36	28,91	34,86	40,39	17,29	16,82	16,92	29,27	24,15	
			T-4	115/10,5/10,5	80	20,84	34,47	32,01	27,86	30,89	11,93	15,97	17,92	21,34	27,53	
36	ПС 110 кВ Фрезер	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	63	13,49	0,21	15,24	23,44	18,06	12,26	12,98	13,03	13,85	28,76	0
			T-2	115/10,5/10,5	63	16,77	12,40	17,41	16,33	19,49	11,86	15,26	14,00	12,38	16,30	
37	ПС 110 кВ Ходынка	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	63	25,12	23,19	21,50	20,97	21,01	16,85	16,79	17,02	19,50	16,53	0
			T-2	115/10,5/10,5	63	25,49	24,71	23,39	21,95	24,59	18,04	14,87	18,14	13,59	17,23	
38	ПС 110 кВ Черемушки	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	63	28,64	28,19	27,95	26,81	33,33	26,99	25,45	26,10	19,88	47,18	0
			T-2	115/10,5/10,5	63	30,59	28,42	31,77	29,50	25,72	26,99	23,99	30,21	29,51	0,00	
39	ПС 110 кВ Щапово	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	25	9,10	8,63	9,18	9,54	8,02	5,91	5,28	5,57	9,85	5,86	0
			T-2	115/10,5/10,5	25	7,33	8,51	9,15	9,12	13,03	3,51	4,42	3,84	0,00	4,58	

Таблица 9 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 220 кВ Владыкино	T-1	ТРДЦН-63000/220/10/10	1989	84	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
		T-2	ТРДЦН-63000/220/10/10	1989	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
2	ПС 110 кВ Былово	T-1	ТРДН-40000/110-У1	2015	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-40000/110-У1	2015	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Лебедево	T-1	ТРДН-25000/110/10/10	1986	81	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-25000/110/10/10	1986	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Десна	T-1	ТДТН-25000/110/10/6	2009	77	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000/110/10/6	1987	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Зюзино	T-1	ТРДЦН-63000/110/10/10	1974	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДЦН-63000/110/10/10	1974	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Красные Горки	T-1	ТДТНГ-40500/110/10/6	1958	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГУ-40500/110/10/6	1962	81	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Летово	T-1	ТРДН-63000/110/10/10	2009	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,18	1,15
		T-2	ТРДН-63000/110/10/10	2009	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,18	1,15
8	ПС 110 кВ Мазилово	T-1	ТДТНГ-40500/110/10/6	1958	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГ-40500/110/10/6	1974	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
9	ПС 110 кВ Немчиновка	T-1	ТДТН-63000/110/10/6	1977	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-63000/110/10/6	1979	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
10	ПС 110 кВ Рижская	T-1	ТРДН-80000/110/10/10	2012	80	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,18	1,15
		T-2	ТРДН-80000/110/10/10	2012	90	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,18	1,15
11	ПС 110 кВ Самарская	T-1	ТРДЦН-63000/110/10/10	1988	77	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
		T-2	ТРДЦН-63000/110/10/10	1988	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
12	ПС 110 кВ Солнцево	T-1	ТДТНГ-40500/110/10/6	1980	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГ-40500/110/10/6	1970	90	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
13	ПС 110 кВ Сырово	T-1	ТДТН-40000/110/10/6	1987	79	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-40000/110/10/6	1995	91	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
14	ПС 110 кВ Трикотажная	T-1	ТРДН-25000/110/10/10	1978	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/10/6	1978	76	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
15	ПС 110 кВ Лианозово	T-1	ТДЦТН-63000/110/10/6	1981	77	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
		T-2	ТДЦТН-63000/110/10/6	1980	79	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
16	ПС 110 кВ Беляево	T-1	ТДТН-80000/110/10/10	2011	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТРДЦН-80000/110/10/10	2006	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
17	ПС 110 кВ Войковская	T-1	ТРДЦН-63000/110/10/10	1979	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
		T-2	ТРДЦН-63000/110/10/10	1979	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
18	ПС 110 кВ Выхино	T-1	ТРДЦН-63000/110/10/6	1981	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
		T-2	ТРДЦН-63000/110/10/6	1981	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
		T-3	ТРДЦН-63000/110/10/10	2004	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,18	1,15
		T-4	ТРДЦН-63000/110/10/10	1981	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,18	1,15
19	ПС 110 кВ Гавриково	T-1	ТРДЦН-63000/110/10/10	1997	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,18	1,15
		T-2	ТРДЦН-63000/110/10/10	1997	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,18	1,15
20	ПС 110 кВ Гоголево	T-1	ТДТН-25000/110/10/6	1991	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/10/10	1984	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
21	ПС 110 кВ Zubовская	T-1	ТРДЦН-80000/110/10/10	2011	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,18	1,15
		T-2	ТРДЦН-80000/110/10/10	2011	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,18	1,15
22	ПС 110 кВ Коровино	T-1	ТДТН-25000/110/10/6	1977	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/10/6	1978	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
23	ПС 110 кВ Кузнецово	T-1	ТДН-16000/110/10	1981	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110/10	1981	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
24	ПС 220 кВ Левобережная	T-1	ТРДЦН-63000/220/10/10	2005	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,18	1,15
		T-2	ТРДЦН-63000/220/10/10	2006	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,18	1,15
25	ПС 110 кВ Марьино	T-1	ТДТН-25000/110/10/6	1977	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-25000/110/10/6	2011	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,18	1,15
26	ПС 110 кВ Некрасовка	T-1	ТДТН-63000/110/10/6	1984	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-63000/110/10/6	1983	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
27	ПС 110 кВ Полет	T-1	ТРДН-63000/110/10/10	2012	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-63000/110/10/10	2008	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
28	ПС 110 кВ Сетунь	T-1	ТДЦТН-63000/110/10/6	1986	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
		T-2	ТДЦТН-63000/110/10/6	1986	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
29	ПС 220 кВ Сигма	T-1	ТРДН-63000/110/10/10	1985	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-63000/110/10/10	1985	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
30	ПС 110 кВ Сити	T-1	ТДЦТН-63000/110/20/10	2001	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,18	1,15
		T-2	ТДЦТН-63000/110/20/10	2001	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,18	1,15
31	ПС 110 кВ Строгино	T-1	ТДЦТН-63000/110/10/10	1982	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
		T-2	ТДЦТН-63000/110/10/10	1983	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
32	ПС 110 кВ Стромьнка	T-1	ТРДЦН-63000/110/10/10	1991	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
		T-2	ТРДЦН-63000/110/10/10	1991	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
33	ПС 110 кВ Сумская	T-1	ТРДЦН-63000/110/10/10	1999	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,18	1,15
		T-2	ТРДЦН-63000/110/10/10	1999	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,18	1,15
34	ПС 110 кВ Таганская	T-1	ТРДЦН-63000/110/10/10	1997	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,18	1,15
		T-2	ТРДЦН-63000/110/10/10	1997	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,18	1,15
35	ПС 110 кВ Теплый Стан	T-1	ТДТН-40000/110/10/6	1974	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-40000/110/10/6	1974	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-3	ТРДЦН-80000/110/10/10	2006	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-4	ТРДЦН-80000/110/10/10	2006	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
36	ПС 110 кВ Фрезер	T-1	ТРДЦН-63000/110/10/10	1989	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
		T-2	ТРДЦН-63000/110/10/10	1989	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
37	ПС 110 кВ Ходынка	T-1	ТРДЦН-63000/110/10/10	1995	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
		T-2	ТРДЦН-63000/110/10/10	1990	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
38	ПС 110 кВ Черемушки	T-1	ТРДЦНК-63000/110/10/10	1987	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
		T-2	ТРДЦНК-63000/110/10/10	1987	>70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,96	0,91
39	ПС 110 кВ Щапово	T-1	ТРДН-25000/110/10/10	2010	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-25000/110/10/10	2010	>70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

Таблица 10 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 220 кВ Владыкино	2021 / зима	69,37	ПС 220 кВ Владыкино	ГБУК Г. МОСКВЫ «ГМЗ «Останкино и Кусково»	20.12.2020	ИА-20-303-1895(796636)	2025	1,66 (0,83) ¹⁾	1,23 (0,62) ¹⁾	0,4	0,17 (0,09) ¹⁾	91,45	95,28	95,69	95,69	95,69	95,69
					ФГУП «Телевизионный технический центр «Останкино»	04.10.2021	ИА-21-302-6204(359950)	2025	20,00	0	10	17,00						
					Московский фонд реновации жилой застройки	04.08.2021	ИА-21-302-6606(433855)	2025	0,76 (0,38) ¹⁾	0	0,4	0,30 (0,15) ¹⁾						
					ООО «СЗ «Лихоборы»	06.04.2021	ИА-20-302-3173(847317)	2025	5,87 (2,94) ¹⁾	2,47 (1,23) ¹⁾	0,4	1,36 (0,68) ¹⁾						
					АО СЗ «РАДУГА»	14.04.2021	ИА-21-302-4875(199623)	2025	11,67 (5,84) ¹⁾	0,84 (0,42) ¹⁾	0,4	4,33 (2,17) ¹⁾						
					ГКУ «УДМС»	24.07.2023	ИА-22-302-12913(485231)	2027	3,63	0	10	1,81						
					ГКУ УКРиС	19.10.2023	ИА-23-302-16715(248071)	2027	0,68 (0,34) ¹⁾	0	0,4	0,47 (0,24) ¹⁾						
					ООО «Ф-Девелопмент»	28.12.2023	ИА-23-302-17395(324054)	2027	1,51 (0,76) ¹⁾	0	0,4	0,60 (0,30) ¹⁾						
					ООО «Ф-Девелопмент»	28.12.2023	ИА-23-302-17824(332807)	2027	3,73 (1,87) ¹⁾	0	0,4	1,49 (0,75) ¹⁾						
					ООО СЗ «Инстрой»	27.12.2023	ИА-23-302-18098(390298)	2027	2,37	0	0,4	0,24						
					АНО «Развитие Городских Технологий»	06.05.2024	ИА-24-303-20196(253282)	2028	1,30 (0,65) ¹⁾	0	0,4	0,13 (0,07) ¹⁾						
					ГОСУДАРСТВЕННОЕ КАЗЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ГОРОДА МОСКВЫ «УПРАВЛЕНИЕ ДОРОЖНО-МОСТОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА»	17.04.2023	ИА-22-302-12926(504505)	2027	0,70 (0,35) ¹⁾	0	0,4	0,49 (0,25) ¹⁾						
					ГУП «Московский ордена Ленина и ордена Трудового Красного Знамени метрополитен им. В.И. Ленина»	25.09.2024	ИА-24-303-21463(396149)	2028	1,37 (0,68) ¹⁾	0	0,4	0,55 (0,27) ¹⁾						
					Федеральное Казенное Учреждение «Управление капитального строительства МЧС России»	28.12.2024	ИА-24-302-23344(588455)	2028	0,94 (0,47) ¹⁾	0	10	0,09 (0,05) ¹⁾						
ООО «МИР СПОРТА»	14.05.2022	ИА-22-302-10276(917591)	2025	1,25 (0,63) ¹⁾	0	0,4	0,13 (0,06) ¹⁾											
ТУ для ТП менее 670 кВт								2025	4,09	0	0,4	0,41						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА															
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.										
2	ПС 110 кВ Былово	2024 / зима	33,87	ПС 110 кВ Былово	ООО «Городская Земельная Компания»	23.09.2022	ИА-22-302-11372(235758)	2025	7,00	0	10	3,50	49,76	51,16	52,58	54,04	54,04	54,04										
					Московский фонд реновации жилой застройки	09.06.2023	ИА-23-302-13845(549466)	2025	4,62	0	0,4	1,85																
								2027	1,80	0	0,4	0,72																
					ГУП города Москвы «М.Прогресс» (ГУП «М.Прогресс»)	26.12.2018	ИА-18-354-36(158645)	2025	8,09	4,92	0,4	0,32																
					ООО «Лесные дали»	30.06.2016	ИА-16-354-16(925994)	2025	3,20	1,20	10	0,80																
					ДЕПАРТАМЕНТ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРОДА МОСКВЫ	03.08.2020	ИА-20-354-4(995494)	2025	1,00 (0,50) ¹⁾	0	0,4	0,70 (0,35) ¹⁾																
					ООО СЗ «ВЫБОР №1»	19.07.2021	ИА-21-302-6604(420374)	2025	3,27	0	10	1,31																
					ООО «ШИШКИН ЛЕС ХОЛДИНГ»	27.10.2022	ИА-22-303-11236(228876)	2025	1,08	0	10	0,54																
					ООО «АВЕНТУС ФИНАНС»	25.01.2023	ИА-22-302-12960(501990)	2025	1,00	0	10	0,40																
					АО «МОСГАЗ»	31.10.2023	ИА-23-302-16672(222195)	2027	3,12	0	10	0,31																
					ООО «Логистика-Т»	23.04.2024	ИА-24-302-19985(223504)	2028	2,63	0	10	1,32																
					ООО «П2-Девелопмент»	23.09.2024	ИА-24-303-22137(308822)	2025	9,87	0	10	4,93																
					Жилищно-строительный кооператив «Протон»	02.12.2024	ИА-24-364-23295(587132)	2027	0,70	0	10	0,28																
					ООО «Специализированный застройщик «Левел Звенигородская»	26.02.2025	ИА-25-302-24654(106127)	2029	3,40	0	10	1,36																
ТУ для ТП менее 670 кВт								2025	8,13	0	0,4	0,81																
3	ПС 110 кВ Лебедево	2024 / зима	33,91	ПС 110 кВ Лебедево	Московский фонд защиты прав граждан – участников долевого строительства	12.11.2013	тп/13-02-25	2025	7,09	4,81	0,4	0,91	40,55	41,63	44,18	44,18	44,18	44,18										
					ООО «Леруа Мерлен Восток»	12.01.2017	НМ-16-354-2560(981514)	2025	1,10 (0,55) ¹⁾	0	10	0,44 (0,22) ¹⁾																
					ООО «СИНИКОН»	18.11.2021	ИА-21-302-8161(614615)	2025	1,86	0	10	0,74																
					ООО «Вайлдберриз»	27.12.2023	ИА-23-302-17141(285777)	2027	2,00	0	10	1,00																
					ЖСК «Протон»	09.02.2024	ИА-24-302-18804(105936)	2028	0,91	0	10	0,36																
					АО «Строй Сити»	16.04.2020	тп/20-02-32	2025	1,20	0	10	0,48																
					АО «Мосводоканал»	01.04.2021	тп/21-02-002	2025	1,07	0	0,4	0,75																
					Физ. лицо	13.05.2021	тп/21-02-049	2025	1,00	0	0,4	0,40																
					Физ. лицо	19.05.2022	тп/22-02-036	2025	2,00	0	10	0,80																
					ООО «МАРТ»	10.04.2023	ИА-23-302-14709(678153)	2025	1,00	0	10	0,10																
					ООО «Юникен»	01.07.2024	ИА-24-302-20991(291309)	2028	4,00	0	10	2,00																
					ООО «Троицкая жилищно-строительная компания»	19.10.2023	141264-01-ДО	2026	3,00	0	10	1,20																
					ТУ для ТП менее 670 кВт														2025	6,05	0	0,4	0,61					

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
4	ПС 110 кВ Десна	2024 / зима	31,32	ПС 110 кВ Десна	ДЕПАРТАМЕНТ СТРОИТЕЛЬСТВА Г. МОСКВЫ	23.03.2020	ИА-20-354-2(993405)	2025	0,79 (0,39) ¹⁾	0	0,4	0,31 (0,16) ¹⁾	33,14	35,93	35,93	35,93	35,93	35,93
					Московский фонд защиты прав дольщиков	27.07.2022	ИА-22-302-10870(175388)	2025	1,10	0	0,4	0,44						
					ООО «Девелопмент-М»	17.07.2023	ИА-23-302-15825(131350)	2027	5,00	0	10	2,00						
					ООО «Девелопмент-М»	06.09.2023	ИА-23-364-16181(207188)	2026	1,00	0	10	0,40						
					АО «СЗ «ЭлитГрад»	23.10.2024	0873/24/Д	2027	1,50	0	0,4	0,60						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	7,16	0	0,4	0,72						
5	ПС 110 кВ Зюзино	2020 / зима	67,15	ПС 110 кВ Зюзино	ООО «СЗ «Премиум»	24.12.2020	ИА-20-302-4037(194548)	2025	4,32 (2,16) ¹⁾	0	0,4	1,73 (0,86) ¹⁾	72,92	74,29	74,81	75,61	76,09	76,09
					ООО «БиноМедВетСервис»	29.12.2020	ИА-20-302-3787(156573)	2025	1,00	0	0,4	0,70						
					АО «Ордена Трудового Красного Знамени НИИАА им. академика В.С. Семенихина»	28.04.2021	ИА-21-303-5442(277405)	2025	1,00 (0,50) ¹⁾	0	10	0,70 (0,35) ¹⁾						
					ООО «СЗ «Гартея»	09.12.2021	ИА-21-302-8343(599187)	2025	4,98	0	0,4	1,99						
					Московский фонд реновации жилой застройки	30.11.2022	ИА-22-302-11567(178551)	2025	4,73 (1,19) ²⁾	0	0,4	1,89 (0,48) ²⁾						
								2026	2,98 (1,04) ²⁾	0	0,4	1,19 (0,42) ²⁾						
								2027	2,23 (0,78) ²⁾	0	0,4	0,89 (0,31) ²⁾						
								2028	3,48 (1,22) ²⁾	0	0,4	1,39 (0,49) ²⁾						
								2029	5,40 (1,89) ²⁾	0	0,4	2,16 (0,76) ²⁾						
					2030	3,27 (1,14) ²⁾	0	0,4	1,31 (0,46) ²⁾									
					АНО «РГТ»	06.12.2023	ИА-23-302-17431(317585)	2027	1,02 (0,51) ¹⁾	0	0,4	0,01 (0,05) ¹⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	26.05.2023	ИА-23-302-14052(639805)	2027	1,01 (0,50) ¹⁾	0	0,4	0,40 (0,20) ¹⁾						
					ФГБОУ ВО «РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ»	21.04.2023	ИА-23-302-14188(664072)	2027	1,53 (0,77) ¹⁾	0	0,4	0,61 (0,31) ¹⁾						
АО «Инвест Ресурсы»	19.09.2024	ИА-24-302-21841(365159)	2026	10,00 (5,00) ¹⁾	0	10	0,10 (0,50) ¹⁾											
ООО «Специализированный застройщик Обручево-Инвест»	03.11.2023	КЭ885	2027	2,09 (1,05) ¹⁾	0	10	0,84 (0,42) ¹⁾											
ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,30	0	0,4	0,13											
6	ПС 110 кВ Красные Горки	2024 / зима	49,71	ПС 110 кВ Красные Горки	ООО «Ближняя Дача»	04.06.2021	ИА-21-302-5751(333838)	2025	1,80	1,60	10	0,08	50,18	50,18	52,15	52,15	52,15	52,15
					ГУП города Москвы «Мосгортранс»	20.09.2024	ИА-24-302-19979(213461)	2028	1,50 (0,75) ¹⁾	0	0,4	0,60 (0,30) ¹⁾						
					АО «Мосинжпроект»	19.12.2024	ИА-24-302-22513(512977)	2028	3,90	0	0,4	1,56						
					ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «ТЕХНОСИТИ»	13.08.2021	ИА-21-302-6784(464881)	2025	1,9 (0,95) ¹⁾	0	10	0,19 (0,10) ¹⁾						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,65	0	0,4	0,27						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
7	ПС 110 кВ Лето	2022 / зима	52,20	ПС 110 кВ Лето	Физ. лицо	27.07.2021	15106698-02-ДО	2025	2,40	0	0,4	0,96	58,52	58,62	58,62	58,62	58,62	58,62
					ООО «Лавандерия»	17.10.2017	ИА-17-354-29(906806)	2025	1,50	0	10	0,60						
					ГКУ города Москвы «Москворечье»	13.12.2019	ИА-19-302-789(714054)	2025	3,07	0	10	2,15						
					ООО «ДУБРОВКА ДЕВЕЛОПМЕНТ»	29.07.2021	ИА-21-302-6179(366794)	2025	2,80 (1,40) ¹⁾	0	10	1,12 (0,56) ¹⁾						
					Физ. лицо	24.06.2021	ИА-21-303-6386(420226)	2025	1,00	0	10	0,40						
					ООО «Специализированный застройщик «КОММУНАРКА 12»	14.11.2023	ИА-23-302-16387(210573)	2027	0,95	0	0,4	0,10						
					ООО «Специализированный застройщик «ГОРАКС»	30.07.2024	ИА-24-364-21457(391270)	2025	1,20	0	10	0,48						
					Физ. лицо	18.02.2013	ИА-13-302-274(930112)	2025	1,62 (0,81) ¹⁾	0	10	0,65 (0,32) ¹⁾						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,22	0	0,4	0,42						
8	ПС 110 кВ Мазилово	2024 / зима	40,04	ПС 110 кВ Мазилово	ОАО «РЖД»	09.10.2019	ИА-19-302-401(991539)	2025	1,14 (0,57) ¹⁾	0,80 (0,40) ¹⁾	0,4	0,17 (0,09) ¹⁾	46,02	49,24	50,66	51,90	52,59	53,90
					ООО «АРСЕНАЛ ПЛЮС»	26.09.2022	ИА-22-302-11824(303752)	2025	1,60 (0,80) ¹⁾	0	0,4	0,16 (0,08) ¹⁾						
					ООО «НЕПТУН-ТРЕЙДИНГ»	26.04.2022	ИА-22-302-10430(114202)	2025	1,94 (0,97) ¹⁾	0	0,4	0,78 (0,39) ¹⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	30.11.2022	ИА-22-302-11528(133367)	2027	20,9 (1,05) ¹⁾	0	0,4	0,84 (0,42) ¹⁾						
								2029	2,81 (1,41) ¹⁾	0	0,4	1,12 (0,56) ¹⁾						
								2030	3,24 (1,62) ¹⁾	0	0,4	1,30 (0,65) ¹⁾						
								2031	6,20 (3,10) ¹⁾	0	0,4	2,48 (1,24) ¹⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	26.07.2023	ИА-23-302-15212(913195)	2027	2,25 (1,12) ¹⁾	0	0,4	0,90 (0,45) ¹⁾						
					ООО «СЗ «Бизнес Инвест Запад»	18.07.2023	ИА-23-302-15397(990777)	2025	6,30	0	10	0,63						
					ООО «СЗ Смайнекс Вест Гарден»	18.10.2019	ИА-19-302-468(611517)	2027	11,86 (5,93) ¹⁾	9,16 (4,58) ¹⁾	10	1,08 (0,54) ¹⁾						
					ООО «Минские Холмы»	30.10.2019	ИА-19-302-538(614256)	2025	10,95 (5,48) ¹⁾	8,44 (4,22) ¹⁾	10	1,00 (0,50) ¹⁾						
					ООО «Специализированный застройщик «Родина Парк»	15.01.2015	ИА-14-302-983(935259)	2026	1,97 (0,98) ¹⁾	0	10	0,79 (0,39) ¹⁾						
								2027	5,70 (2,85) ¹⁾	0	10	2,28 (1,14) ¹⁾						
					АО СЗ «МОНЕТЧИК»	11.10.2023	ИА-23-364-16720(261686)	2026	0,80	0	6	0,32						
					ООО «УЗ Дэу-Маркет»	30.11.2023	ИА-23-302-17075(297518)	2027	1,84 (0,92) ¹⁾	0	0,4	0,74 (0,37) ¹⁾						
Управление делами Президента Российской Федерации	31.07.2019	ИА-19-302-184(904431)	2025	17,24 (4,31) ²⁾	0	0,4	1,72 (0,43) ²⁾											
ООО «Московская реновационная компания «Пионер» (ООО «МРК «Пионер»)	13.10.2017	ИА-17-302-494(983045)	2025	6,43 (3,22) ¹⁾	5,53 (1,77) ¹⁾	0,4	1,16 (0,58) ¹⁾											
ЗАО «ФЦСР», Московский фонд защиты прав граждан – участников долевого строительства (Московский фонд защиты прав дольщиков)	26.11.2007	ПМ-07/10203-07	2025	6,12 (3,06) ¹⁾	2,86 (1,43) ¹⁾	0,4	1,30 (0,65) ¹⁾											

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
					КП «УГС»	26.02.2024	ИА-24-302-18888(103936)	2028	0,79 (0,39) ¹⁾	0	0,4	0,32 (0,16) ¹⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	27.05.2024	ИА-24-364-18884(116730)	2025	0,84	0	10	0,34						
					ООО «СЗ «ОКТЯБРЬ-ДЕВЕЛОПМЕНТ»	29.12.2023	ИА-23-302-18157(381715)	2027	0,98 (0,49) ¹⁾	0	0,4	0,39 (0,20) ¹⁾						
					АНО «Развитие Городских Технологий»	09.08.2024	ИА-23-302-18166(392222)	2028	0,68	0	0,4	0,07						
					КП «УГС»	10.10.2024	ИА-24-302-19905(225855)	2028	2,24	0	10	0,90						
					ООО «СВЭМ»	11.12.2024	ИА-24-302-23194(505100)	2028	1,50 (0,50) ²⁾	0	0,4	0,60 (0,20) ²⁾						
					АО «Специализированный застройщик «МОНЕТЧИК»	16.12.2020	ИА-20-302-3768(157183)	2025	1,51 (0,75) ¹⁾	0	0,4	0,60 (0,30) ¹⁾						
					АО «Специализированный застройщик «МОНЕТЧИК»	11.02.2021	ИА-20-302-3553(157655)	2025	1,19 (0,59) ¹⁾	0	0,4	0,48 (0,24) ¹⁾						
					ООО «ИНТЕРМЕД»	06.06.2024	ИА-24-302-20733(254580)	2025	2,06 (1,03) ¹⁾	0	0,4	0,21 (0,10) ¹⁾						
								2027	-2,06 (-1,03) ¹⁾	0	0,4	-0,21 (-0,10) ¹⁾						
					КП «УГС»	10.04.2025	ИА-24-302-23648(617077)	2029	1,54	0	0,4	0,62						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	5,69	0	0,4	0,57						
9	ПС 110 кВ Немчиновка	2021 / зима	66,64	ПС 110 кВ Немчиновка	Управление делами Президента Российской Федерации	31.07.2019	ИА-19-302-184(904431)	2025	17,24 (4,31) ²⁾	0	0,4	1,72 (0,43) ²⁾	72,22	74,02	75,21	75,21	75,21	75,63
					ГКУ г. МОСКВЫ «УПРАВЛЕНИЕ ДОРОЖНО-МОСТОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА»	07.11.2023	ИА-23-302-17162(288958)	2027	1,50 (0,75) ¹⁾	0	0,4	0,6 (0,30) ¹⁾						
					ООО «Финмаркт»	29.01.2019	1822961/ЦА	2025	1,00	0	10	0,10						
					Физ. лицо	31.07.2017	1616902/ЦА	2025	1,30	0	10	0,13						
					ООО «КС-инвест»	28.02.2011	ИА-11-302-951(904059)	2025	5,00	0	10	0,50						
					Московский фонд реновации жилой застройки	16.05.2022	ИА-22-302-10112(945333)	2025	1,65 (0,83) ¹⁾	0	0,4	0,66 (0,33) ¹⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	26.07.2022	ИА-22-302-10547(114604)	2025	1,32 (0,66) ¹⁾	0	0,4	0,53 (0,26) ¹⁾						
					ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «ГЕРМЕССТРОЙ»	29.12.2023	ИА-23-302-17940(341896)	2028	2,10	0	0,4	0,84						
					ОАО «РЖД	25.10.2021	ИА-20-303-1485(757339)	2025	4,51 (2,26) ¹⁾	0	10	3,16 (1,58) ¹⁾						
					АО «Пегас»	23.12.2024	ИА-24-302-23124(502976)	2025	7,00 (3,50) ¹⁾	0	0,4	2,80 (1,40) ¹⁾						
								2027	3,00 (1,50) ¹⁾	0	0,4	1,20 (0,60) ¹⁾						
								2031	2,00 (1,00) ¹⁾	0	0,4	0,80 (0,40) ¹⁾						
					ООО «СВЭМ»	18.12.2024	ИА-24-364-23642(626240)	2027	1,11	0	6	0,45						
					ООО «Специализированный застройщик «ГермесСтрой»	18.02.2025	ИА-25-364-24366(120373)	2027	0,85	0	6	0,34						
					ООО «СТРОЙСТИЛЬ»	23.04.2025	ИА-25-302-25082(170260)	2028	0,76	0	0,4	0,08						
					ООО «СВЭМ»	11.12.2024	ИА-24-302-23194(505100)	2028	1,50 (0,50) ²⁾	0	0,4	0,60 (0,20) ²⁾						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,99	0	0,4	0,50						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
10	ПС 110 кВ Рижская	2024 / зима	74,51	ПС 110 кВ Рижская	МГУП «ЖИЛКООПЕРАЦИЯ»	24.03.2008	ПМ-08/2273-08	2025	0,70	0	10	0,28	81,05	82,20	83,42	83,42	83,42	83,42
					АО «НИКИЭТ»	11.07.2014	ИА-14-302-541(909710)	2025	3,00	0	10	0,30						
					РАНХиГС	02.12.2019	ИА-19-302-345(962833)	2025	0,86 (0,43) ¹⁾	0	0,4	0,09 (0,04) ¹⁾						
					ООО «Специализированный застройщик «Роща»	27.08.2021	ИА-21-302-5087(264583)	2025	3,58 (1,79) ¹⁾	0	0,4	1,43 (0,72) ¹⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	26.09.2022	ИА-22-302-11767(325915)	2025	0,84 (0,42) ¹⁾	0	0,4	0,33 (0,17) ¹⁾						
					ОАО «РЖД»	27.07.2022	ИА-22-302-10239(903982)	2027	4,95 (2,48) ¹⁾	1,88 (0,94) ¹⁾	10	2,15 (1,07) ¹⁾						
					Министерство обороны Российской Федерации	06.04.2022	ИА-22-302-9505(928115)	2026	5,00	0	10	0,50						
					ООО «СЗ «Сокольнический Вал 2А»	31.05.2024	ИА-24-302-20669(159870)	2025	1,82	0	0,4	0,73						
								2026	6,58	0	0,4	2,63						
					АО «Европейский Медицинский Центр»	15.09.2020	ИА-20-302-2709(842461)	2026	1,40 (0,70) ¹⁾	0,20 (0,10) ¹⁾	0,4	0,48 (0,24) ¹⁾						
					Департамент экономической политики и развития города Москвы	05.10.2021	ИА-21-303-7530(553478)	2025	0,81 (0,40) ¹⁾	0	0,4	0,08 (0,04) ¹⁾						
					Управление Судебного департамента в г. Москве	31.05.2022	ИА-22-303-9873(995112)	2025	1,12 (0,56) ¹⁾	0	0,4	0,11 (0,06) ¹⁾						
					ООО «Хлебный дом»	13.08.2024	ИА-24-303-21460(362322)	2028	0,80	0	10	0,40						
					ООО «СЗ «Сокольнический Вал 2А»	16.04.2025	ИА-25-302-25290(175189)	2028	1,86	0	0,4	0,74						
ТУ для ТП менее 670 кВт								2025	4,50	0	0,4	0,45						
11	ПС 110 кВ Самарская	2024 / зима	64,65	ПС 110 кВ Самарская	МГУП «ЖИЛКООПЕРАЦИЯ»	17.03.2008	ПМ-08/2060-08	2025	1,38	0	10	0,55	69,01	69,01	71,41	71,41	71,41	71,41
					АО «Европейский Медицинский Центр»	15.09.2020	ИА-20-302-2709(842461)	2026	1,40 (0,70) ¹⁾	0,20 (0,10) ¹⁾	0,4	0,48 (0,24) ¹⁾						
					ООО «Группа Компаний «Транстройинвест»	10.11.2021	ИА-21-302-7778(582018)	2025	1,98 (0,99) ¹⁾	0	0,4	0,79 (0,40) ¹⁾						
					ООО «СЗ «Роща»	02.06.2021	ИА-21-302-5090(264584)	2025	3,76	0	0,4	1,50						
					Религиозная организация ортодоксального иудаизма – Московская Марьино-рошинская Еврейская Община	26.04.2024	ИА-24-303-19610(180504)	2028	1,00 (0,50) ¹⁾	0	0,4	0,70 (0,35) ¹⁾						
					АНО «РГТ»	24.11.2023	ИА-23-302-17456(318916)	2025	0,73 (0,37) ¹⁾	0	0,4	0,07 (0,04) ¹⁾						
					ООО «Специализированный застройщик «ГРОМАДА»	15.08.2024	ИА-24-302-21062(321555)	2028	0,77 (0,38) ¹⁾	0	0,4	0,08 (0,04) ¹⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	23.12.2024	ИА-24-302-22607(492777)	2028	0,98	0	0,4	0,39						
					ООО «ТЭРА»	06.11.2024	ИА-24-302-22748(528155)	2028	0,76 (0,38) ¹⁾	0	0,4	0,08 (0,04) ¹⁾						
					Публичное акционерное общество «Ростелеком»	12.12.2024	ИА-24-303-23160(561198)	2028	1,20 (0,60) ¹⁾	0	0,4	0,12 (0,06) ¹⁾						
					АО «Мосинжпроект»	12.02.2025	ИА-24-364-23325(601315)	2028	1,90	0	10	0,76						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
					ООО «СТОЛИЧНЫЙ ПРОЕКТ-КМ»	20.03.2019	ИА-19-302-124(922572)	2025	1,26 (0,63) ¹⁾	0	0,4	0,13 (0,06) ¹⁾						
					АО СЗ «СЕНС.СУХАРЕВСКАЯ»	20.01.2023	ИА-22-302-12833(469858)	2025	1,76 (0,88) ¹⁾	0	0,4	0,70 (0,35) ¹⁾						
					ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК РАСКАЗОВО»	24.01.2025	ИА-25-364-24061(644310)	2028	1,50	0	10	0,60						
					ООО «Специализированный застройщик «Роца»	27.08.2021	ИА-21-302-5087(264583)	2025	3,58 (1,79) ¹⁾	0	0,4	1,43 (0,72) ¹⁾						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,46	0	0,4	0,25						
12	ПС 110 кВ Солнцево	2024 / зима	44,84	ПС 110 кВ Солнцево	АО «Заречье» им. С.А. Кушнарева	16.11.2011	ИА-11-302-4960(916653)	2026	3,10	2,69	0,4	0,16	48,71	49,13	50,41	50,97	50,97	50,97
					ООО «Специализированный застройщик Земельные активы»	05.07.2021	ИА-21-302-6260(313169)	2025	10,52	4,40	10	2,45						
					Московский фонд реновации жилой застройки	22.06.2023	ИА-22-302-11311(131424)	2025	0,71 (0,36) ¹⁾	0	10	0,28 (0,14) ¹⁾						
								2027	0,95 (0,47) ¹⁾	0	10	0,38 (0,19) ¹⁾						
								2028	2,83 (1,42) ¹⁾	0	10	1,13 (0,57) ¹⁾						
								2029	2,31 (1,16) ¹⁾	0	10	0,93 (0,46) ¹⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	08.08.2023	ИА-22-302-13005(519514)	2027	0,83 (0,42) ¹⁾	0	0,4	0,33 (0,17) ¹⁾						
					АНО «Развитие Городских Технологий»	17.11.2023	ИА-23-302-17327(312544)	2027	0,87 (0,44) ¹⁾	0	0,4	0,09 (0,04) ¹⁾						
					ООО «СЗ «ТИРОН»	07.02.2024	ЮЛ/02564/23	2025	1,01	0	0,4	0,40						
					ООО «Специализированный застройщик «РОДИНА-2»	17.07.2024	ИА-24-364-20854(311637)	2025	1,62 (0,81) ¹⁾	0	10	0,65 (0,32) ¹⁾						
АНО «Развитие Городских Технологий»	29.01.2025	ИА-24-302-22030(425606)	2029	1,25 (0,63) ¹⁾	0	0,4	0,06											
Московский фонд реновации жилой застройки	16.10.2024	ИА-24-302-18607(419280)	2028	1,55	0	10	0,62											
ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,17	0	0,4	0,12											
13	ПС 110 кВ Сырово	2024 / зима	39,40	ПС 110 кВ Сырово	ООО СЗ СР-Групп	21.12.2021	СП-285-21	2025	3,70	3,33	0,4	0,15	49,88	53,88	55,84	55,84	55,84	55,84
					ООО СЗ СР-Групп	30.12.2021	СП-298-21	2025	3,46	0	0,4	1,38						
								2026	0,47	0	0,4	0,19						
					ООО СЗ СР-Групп	30.12.2021	СП-299-21	2027	3,49	0	0,4	1,40						
					ООО СЗ СР-Групп	30.12.2021	СП-300-21	2027	2,46	0	0,4	0,99						
					ООО СЗ СР-Групп	30.12.2021	СП-301-21	2028	4,62	0	0,4	1,85						
					ООО СЗ СР-Групп	09.02.2022	СП-30-22	2026	1,09	0	0,4	0,44						
					ООО «МЕТРО Кэш энд Керри»	01.10.2013	ИА-13-302-1772(933569)	2025	1,74 (0,87) ¹⁾	0	10	0,69 (0,35) ¹⁾						
					ООО «БРОД-ЭСТЕЙТ»	25.02.2014	ИА-14-302-134(903039)	2025	3,00	0	10	1,20						
					АО «Подольские огнеупоры»	13.11.2019	ИА-19-354-29(994096)	2025	2,78	0	6	1,95						
					ООО «СЗ «СР-Групп»	27.11.2023	ПС-ОСТ-351-23	2026	0,72	0	0,4	0,29						
					ФКУ «МосЦМТО Росгвардии»	12.05.2022	2203824/ЦА	2026	0,80	0	6	0,08						
					ООО «Лотан»	02.07.2019	ИА-19-302-295(964343)	2025	4,2 (1,40) ²⁾	0	10	1,68 (0,56) ²⁾						
ООО «Девелопмент-М2»	17.10.2023	ИА-23-302-16962(277335)	2027	2,75	0	10	1,38											

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
					ООО УКИФ «Профит» Д.У. ЗПИФ комбинированный «Юста»	29.12.2021	ИА-21-302-8936(910148)	2025	6,90	0	10	2,76						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,39	0	0,4	0,44						
14	ПС 110 кВ Трикотажная	2024 / зима	32,98	ПС 110 кВ Трикотажная	Московский фонд реновации жилой застройки	24.07.2023	ИА-23-302-15292(904666)	2027	0,77 (0,38) ¹⁾	0	0,4	0,31 (0,15) ¹⁾	34,38	34,54	35,28	35,28	35,28	35,28
					ФГУП «НПП «ГАММА»	27.06.2023	ИА-23-302-15638(114957)	2025	4,00 (2,00) ¹⁾	0	10	0,40 (0,20) ¹⁾						
					БАНК РОССИИ	02.08.2023	ИА-23-302-13721(610509)	2026	3,34 (1,67) ¹⁾	0	0,4	0,33 (0,17) ¹⁾						
					АО «Специализированный застройщик ТПУ «Лесопарковая»	26.02.2021	ИА-20-302-3708(902284)	2025	4,16 (2,08) ¹⁾	0	10	1,67 (0,83) ¹⁾						
					ООО «СЗ «Дмитром»	27.01.2025	ЦЭС (ТП)-24-020-024-(75-ТП)	2028	3,5 (1,75) ¹⁾	0	0,4	1,40 (0,70) ¹⁾						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,05	0	0,4	0,11						
15	ПС 110 кВ Лианозово	2023 / зима	54,03	ПС 110 кВ Лианозово	Московский фонд реновации жилой застройки	10.08.2022	ИА-22-302-10834(998747)	2025	5,38 (2,69) ¹⁾	0	0,4	2,15 (1,08) ¹⁾	68,01	70,66	72,68	72,68	72,68	72,68
					АО «СЗ «МСК Илимская-1»	23.10.2019	ИА-19-302-521(617334)	2025	6,50	2,36	0,4	1,66						
					ООО «СЗ ИЛЬМЕНСКИЙ»	28.10.2021	ИА-21-302-7192(505136)	2025	1,40	0	0,4	0,56						
					ООО СЗ «СЕЛИГЕР ПАРК»	13.12.2022	ИА-22-364-12888(531645)	2025	0,71	0	10	0,29						
					Московский фонд реновации жилой застройки	04.08.2023	ИА-22-302-12872(477223)	2027	2,91	0	0,4	1,16						
					ООО «СЗ «Перспективные решения»	21.12.2022	ИА-22-302-11988(246848)	2026	8,69	0	0,4	3,47						
					ООО «МИР СПОРТА»	14.05.2022	ИА-22-302-10276(917591)	2025	1,25 (0,63) ¹⁾	0	0,4	0,13 (0,06) ¹⁾						
					АНО «Развитие Городских Технологий»	29.02.2024	ИА-23-302-17282(312181)	2025	0,75 (0,38) ¹⁾	0	0,4	0,08 (0,04) ¹⁾						
					АНО «Развитие Городских Технологий»	06.12.2023	ИА-23-302-17357(317552)	2025	0,75	0	0,4	0,08						
					ООО СЗ «Селигерский»	22.12.2023	ИА-23-302-17760(355553)	2027	3,61 (1,81) ¹⁾	0	0,4	1,44 (0,72) ¹⁾						
					АНО «Развитие Городских Технологий»	05.02.2024	ИА-24-302-18498(405420)	2028	0,998 (0,50) ¹⁾	0	0,4	0,10 (0,05) ¹⁾						
					ООО «СЗ «ЛСР. РАЗВИТИЕ»	21.02.2024	ИА-24-302-19084(411445)	2028	4,99 (1,25) ²⁾	0	0,4	2,00 (0,50) ²⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	15.05.2024	ИА-23-302-15375(932668)	2025	13,63	0	0,4	5,45						
					ГУП города Москвы «Мосгортранс»	27.09.2024	ИА-24-302-21096(324140)	2028	2,40	0	0,4	0,96						
					АНО «Развитие Городских Технологий»	09.08.2024	ИА-24-302-21310(370712)	2028	0,899 (0,45) ¹⁾	0	0,4	0,09 (0,04) ¹⁾						
					ООО «Специализированный застройщик «ПрометейСити»	06.09.2024	ИА-24-364-21738(400018)	2027	3,01 (1,50) ¹⁾	0	10	1,20 (0,60) ¹⁾						
					АО «Выставка достижений народного хозяйства»	02.12.2024	ИА-24-302-22353(488284)	2028	1,00 (0,50) ¹⁾	0	0,4	0,70 (0,35) ¹⁾						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	5,13	0	0,4	0,51						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
16	ПС 110 кВ Беляево	2021 / зима	73,19	ПС 110 кВ Беляево	АНО «Развитие городских технологий» (АНО «РТГ»)	09.04.2024	ИА-24-302-19842(210620)	2025	5,50 (2,75) ¹⁾	0	10	0,55 (0,28) ¹⁾	85,83	86,62	93,23	93,27	93,27	94,10
					АО «Гознак»	01.08.2024	ИА-24-302-21071(172070)	2026	18,00 (9,00) ¹⁾	0	10	15,30 (7,65) ¹⁾						
					ООО «Специализированный застройщик «Борисовские Пруды»	14.06.2023	ИА-23-302-13680(361878)	2028	9,00 (4,50) ¹⁾	0	10	7,65 (3,83) ¹⁾						
								2027	3,75 (1,87) ¹⁾	0	0,4	1,50 (0,75) ¹⁾						
								2028	3,48 (1,74) ¹⁾	0	0,4	1,39 (0,70) ¹⁾						
					2031	3,89 (1,95) ¹⁾	0	0,4	1,56 (0,78) ¹⁾									
					ООО «Специализированный застройщик «МОСКОВСКАЯ КОМПАНИЯ «ПИОНЕР», ООО «СЗ «Пионер-1»	30.08.2019	ИА-19-302-398(982703)	2025	6,09 (3,04) ¹⁾	5,10 (2,55) ¹⁾	0,4	0,40 (0,20) ¹⁾						
					ООО «Специализированный застройщик «Пионер-1»	30.08.2019	ИА-19-302-415(982709)	2025	13,99 (7,00) ¹⁾	10,20 (5,10) ¹⁾	0,4	1,52 (0,76) ¹⁾						
					ППК «ЕДИНЫЙ ЗАКАЗЧИК»	04.12.2013	ИА-13-302-1932(939083)	2025	3,40 (1,70) ¹⁾	0	10	1,36 (0,68) ¹⁾						
					ООО «ЭДИСОН-ЭНЕРГО»	24.10.2016	ИА-16-302-475(967012)	2025	1,28 (0,64) ¹⁾	0	0,4	0,13 (0,06) ¹⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	07.12.2020	ИА-20-302-2418(848360)	2025	0,96 (0,48) ¹⁾	0	0,4	0,39 (0,19) ¹⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	30.12.2021	ИА-21-302-7598(558927)	2025	2,73 (1,36) ¹⁾	0	0,4	1,09 (0,55) ¹⁾						
					АНО «РСИО»	22.08.2022	ИА-22-302-11257(238817)	2025	0,83 (0,41) ¹⁾	0	0,4	0,08 (0,04) ¹⁾						
					АНО «РАЗВИТИЕ ГОРОДСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ»	09.04.2024	ИА-24-302-19842(210620)	2028	4,64 (2,32) ¹⁾	0	10	3,24 (1,62) ¹⁾						
ООО «СЗ «ИМПУЛЬС»	04.06.2024	ЮЛ/04073/24Вр	2025	2,00	0	10	0,80											
АНО «Развитие Городских Технологий»	30.01.2025	ИА-25-302-24215(105153)	2029	0,85 (0,43) ¹⁾	0	0,4	0,09 (0,04) ¹⁾											
ТУ для ТП менее 670 кВт								2025	5,67	0	0,4	0,57						
17	ПС 110 кВ Войковская	2024 / зима	57,89	ПС 110 кВ Войковская	ГБУ города Москвы «Дирекция развития объектов здравоохранения города Москвы»	28.06.2024	ИА-24-302-19381(115774)	2027	6,12	0	0,4	0,61	63,54	66,42	68,28	68,34	68,34	68,34
					ФГБУ ГНЦ ФМБЦ им. А.И. Бурназяна ФМБА России	27.12.2010	ИА-10-348-290(916195)	2025	2,66 (1,33) ¹⁾	0,16 (0,08) ¹⁾	0,4	0,25 (0,13) ¹⁾						
					ООО СЗ «ФРИЗ-ИНВЕСТ»	19.07.2019	ИА-19-302-299(957510)	2025	2,34 (1,17) ¹⁾	0	0,4	0,94 (0,47) ¹⁾						
					ГУП «Мосгортранс»	13.12.2021	ИА-21-302-5100(257534)	2025	1,50 (0,75) ¹⁾	0	0,4	0,60 (0,30) ¹⁾						
					ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «АКТИВДЕВЕЛОПМЕНТ»	28.05.2021	ИА-21-302-5190(287647)	2025	1,65	0	0,4	0,66						
					Московский фонд реновации жилой застройки	26.05.2023	ИА-23-302-14834(947121)	2025	0,96 (0,48) ¹⁾	0	0,4	0,39 (0,19) ¹⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	08.08.2023	ИА-23-302-15758(131091)	2027	0,68	0	0,4	0,27						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
					Федеральное казенное предприятие «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны Российской Федерации»	27.04.2023	ИА-23-302-13691(588565)	2027	2,13	0	10	0,85						
					Московский фонд реновации жилой застройки	02.05.2023	ИА-23-302-14021(650743)	2027	1,27 (0,63) ¹⁾	0	0,4	0,51 (0,25) ¹⁾						
					СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК ВОЛОКОЛАМСКОЕ ШОССЕ 24 ООО	01.11.2021	ЮЛ/00640/21	2025	4,60	0	10	1,84						
					ООО «СЗ «СОЗВЕЗДИЕ»	17.05.2023	ЮЛ/00090/23	2026	0,77	0	0,4	0,31						
					ООО «СЗ «СОЗВЕЗДИЕ»	15.06.2023	ЮЛ/00095/23	2027	3,56 (1,78) ¹⁾	0	0,4	1,42 (0,71) ¹⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	16.11.2023	131307-01-ДО	2025	0,68 (0,34) ¹⁾	0	0,4	0,27 (0,14) ¹⁾						
					ООО «СЗ «БЕРЗАРИНА 37»	07.11.2024	ИА-24-302-22900(515577)	2028	2,80 (1,40) ¹⁾	0	0,4	1,12 (0,56) ¹⁾						
					АО «Тушинский комплекс»	06.11.2024	ИА-24-302-22664(521398)	2028	2,00 (1,00) ¹⁾	0	0,4	0,80 (0,40) ¹⁾						
					АО «АВТОБАЗА «СВЯЗЬ-1»	26.12.2024	ИА-24-302-23293(568978)	2028	4,00 (2,00) ¹⁾	0	0,4	1,60 (0,80) ¹⁾						
					Министерство обороны Российской Федерации	07.05.2018	ИА-18-302-18(141624)	2025	2,67 (1,34) ¹⁾	0	10	1,87 (0,93) ¹⁾						
					АО «Специализированный застройщик «Инград»	28.04.2025	ИА-25-302-25125(188635)	2029	0,60	0	0,4	0,06						
					ООО «Специализированный застройщик «Волоколамское шоссе 24»	25.10.2007	ПМ-07/16686-06	2025	1,00	0	10	0,10						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,14	0	0,4	0,21						
18	ПС 110 кВ Выхино	2024 / зима	86,52	ПС 110 кВ Выхино	Московский фонд реновации жилой застройки	28.11.2023	ИА-23-302-14769(549618)	2025	13,31 (6,65) ¹⁾	0	0,4	5,32 (2,66) ¹⁾	111,32	112,66	114,11	115,59	117,98	118,37
					Московский фонд реновации жилой застройки	01.09.2023	ИА-23-302-15239(945896)	2025	21,74 (7,25) ²⁾	0	0,4	8,69 (2,90) ²⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	26.07.2023	ИА-23-302-14925(437698)	2025	3,60 (1,80) ¹⁾	0	0,4	1,44 (0,72) ¹⁾						
								2026	2,09 (1,04) ¹⁾	0	0,4	0,83 (0,42) ¹⁾						
								2027	0,90 (0,45) ¹⁾	0	0,4	0,36 (0,18) ¹⁾						
								2029	3,78 (1,89) ¹⁾	0	0,4	1,51 (0,76) ¹⁾						
								2031	0,73 (0,37) ¹⁾	0	0,4	0,29 (0,15) ¹⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	26.07.2023	ИА-23-302-14924(418167)	2025	1,47	0	0,4	0,59						
								2027	1,80	0	0,4	0,72						
								2029	1,60	0	0,4	0,64						
								2030	1,90	0	0,4	0,76						
					Московский фонд реновации жилой застройки	10.08.2023	ИА-22-302-12433(359063)	2025	0,79 (0,39) ¹⁾	0	0,4	0,31 (0,16) ¹⁾						
								2027	1,82 (0,91) ¹⁾	0	0,4	0,73 (0,36) ¹⁾						
								2028	3,52 (1,76) ¹⁾	0	0,4	1,41 (0,70) ¹⁾						
								2030	7,50 (3,75) ¹⁾	0	0,4	3,00 (1,50) ¹⁾						
2031	1,10 (0,55) ¹⁾	0	0,4	0,44 (0,22) ¹⁾														
ОАО «РЖД»	13.05.2022	ИА-22-302-9730(906733)	2025	35,23 (17,62) ¹⁾	0	10	17,62 (8,81) ¹⁾											
АО «БАЛАНС-СПЕЦЗАСТРОЙЩИК»	13.06.2019	ИА-19-302-272(937552)	2025	24,85 (8,28) ²⁾	0	10	9,94 (3,31) ²⁾											
ООО Инвестиционно-финансовая группа «Кэпитал»	17.06.2008	ПМ-08/3487-08	2025	1,75 (0,87) ¹⁾	0	0,4	0,70 (0,35) ¹⁾											

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
					ООО Инвестиционно-финансовая группа «Кэпитал»	07.10.2011	ИА-11-302-2324(906826)	2025	4,60 (2,30) ¹⁾	0	0,4	1,84 (0,92) ¹⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	16.05.2022	ИА-22-302-9910(965109)	2025	1,13	0	0,4	0,45						
					Московский фонд реновации жилой застройки	01.08.2022	ИА-22-302-10887(178625)	2025	1,44	0	0,4	0,58						
					АО «Специализированный застройщик Окская 9»	26.05.2023	ИА-23-302-14913(965687)	2025	1,89 (0,94) ¹⁾	0	10	0,19 (0,09) ¹⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	23.11.2022	ИА-22-302-11851(325914)	2025	1,10	0	0,4	0,44						
					ГУП города Москвы «Мосгортранс»	24.09.2024	ИА-24-302-19570(185206)	2028	3,30 (1,65) ¹⁾	0	0,4	1,32 (0,66) ¹⁾						
					ООО «СКАЙТАУЭР ГРУП»	29.10.2019	ЮЛ/00416/19	2025	3,08 (1,54) ¹⁾	2,89 (1,45) ¹⁾	0,4	0,08 (0,04) ¹⁾						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	7,76	0	0,4	0,78						
19	ПС 110 кВ Гавриково	2024 / зима	51,66	ПС 110 кВ Гавриково	ООО «Специализированный застройщик «Корона»	10.11.2020	ИА-20-302-2063(777722)	2025	15,00	2,80	10	4,88	63,82	63,82	65,03	65,03	65,03	65,03
					ПАО «АВГУР ЭСТЕЙТ»	04.05.2017	ИА-17-354-1(980251)	2025	9,50	0	10	3,80						
					ПАО «ПИК СЗ»	04.04.2013	ИА-12-302-6456(938769)	2025	7,00 (3,75) ¹⁾	6,49 (3,24) ¹⁾	0,4	0,40 (0,20) ¹⁾						
					ГУП «Мосгортранс»	13.12.2021	ИА-21-302-7641(561953)	2025	2,97	0	0,4	1,19						
					КП «УГС»	18.05.2022	ИА-22-302-10367(100131)	2025	1,27 (0,64) ¹⁾	0	0,4	0,51 (0,25) ¹⁾						
					ГУП «Мосгортранс»	30.09.2024	139659-01-ДО	2025	2,40 (1,20) ¹⁾	0	0,4	1,20 (0,60) ¹⁾						
					АНО «Развитие Городских Технологий»	04.03.2025	152187-01-ДО	2026	0,90 (0,45) ¹⁾	0	0,4	0,09 (0,04) ¹⁾						
					АНО «Развитие Городских Технологий»	04.03.2025	152194-01-ДО	2026	1,01 (0,50) ¹⁾	0	0,4	0,10 (0,05) ¹⁾						
					АНО «Развитие Городских Технологий»	05.02.2024	ИА-24-302-18700(104730)	2025	0,76 (0,38) ¹⁾	0	0,4	0,08 (0,04) ¹⁾						
					ООО «СЗ «Корона»	19.03.2025	ИА-25-364-24554(135154)	2028	2,80	0	10	1,12						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,79	0	0,4	0,28						
20	ПС 110 кВ Гоголево	2021 / зима	25,53	ПС 110 кВ Гоголево	ГУП «Мосгортранс»	18.12.2024	ИА-24-302-22988(401953)	2025	10,00 (5,00) ¹⁾	0	0,4	4,00 (2,00) ¹⁾	27,89	27,89	27,89	27,89	27,89	27,89
					АНО «Развитие Городских Технологий»	28.02.2024	ИА-24-302-19138(149684)	2025	1,07	0	0,4	0,11						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,23	0	0,4	0,12						
21	ПС 110 кВ Зубовская	2021 / зима	93,42	ПС 110 кВ Зубовская	ФГБУК «Государственный музей изобразительных искусств имени А.С. Пушкина» (ГМИИ им. А.С. Пушкина)	14.12.2009	ИА-09-302-1216(13)	2025	2,51 (1,25) ¹⁾	0,27 (0,14) ¹⁾	0,4	0,22 (0,11) ¹⁾	97,13	97,39	97,69	97,69	97,69	97,69
								2026	1,04 (0,52) ¹⁾	0	0,4	0,10 (0,05) ¹⁾						
								2027	1,17 (0,59) ¹⁾	0	0,4	0,12 (0,06) ¹⁾						
								2028	1,67 (0,84) ¹⁾	0	0,4	0,17 (0,08) ¹⁾						
					ООО «СЗ АЛЬФА»	15.06.2023	МЭГ-23-ВТП-10/08	2025	0,85 (0,43) ¹⁾	0	0,4	0,334 (0,17) ¹⁾						
					ООО «ИДИЛЬ ДЕВЕЛОПМЕНТ»	23.09.2011	ИА-11-302-4155(909029)	2025	1,18 (0,59) ¹⁾	0	10	0,47 (0,24) ¹⁾						
					ФКУ «ГЦАХиТО МВД России»	15.12.2017	ИА-17-302-336(966554)	2025	0,74 (0,37) ¹⁾	0	0,4	0,07 (0,04) ¹⁾						
ООО «М ТЕХНОЛОГИЯ»	14.08.2018	ИА-18-302-386(999352)	2025	1,35 (0,68) ¹⁾	0	0,4	0,54 (0,27) ¹⁾											

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
					Управление делами Президента Российской Федерации	15.04.2019	ИА-19-302-85(910531)	2025	1,07	0	10	0,11						
					АО «СЗ «ЛСР. Недвижимость-М»	30.12.2020	ИА-20-302-3620(156616)	2025	1,83 (0,92) ¹⁾	0	0,4	0,73 (0,37) ¹⁾						
					ООО «ПромИнвест»	02.06.2021	ИА-21-302-5964(359025)	2025	1,48 (0,74) ¹⁾	0	10	0,59 (0,30) ¹⁾						
					Публично-правовая компания «Единый заказчик в сфере строительства»	30.11.2022	ИА-22-302-10772(152526)	2025	0,99 (0,49) ¹⁾	0	0,4	0,39 (0,20) ¹⁾						
					ООО «КАПИТАЛ СТРАТЕГИЯ РЕСУРС»	29.11.2022	ИА-22-302-11713(318698)	2025	0,80 (0,40) ¹⁾	0	0,4	0,32 (0,16) ¹⁾						
					ООО «ОПТИМА»	29.11.2022	ИА-22-302-11570(304499)	2025	1,39 (0,70) ¹⁾	0	0,4	0,56 (0,28) ¹⁾						
					ООО «М Технологии»	03.12.2021	ИА-21-302-7975(586732)	2025	0,88	0	0,4	0,09						
					ООО «Управляющая компания Полянка/44»	17.05.2023	4/ТП-2023	2025	0,04 (0,02) ¹⁾	2,50	0,4	0,004 (0,002) ¹⁾						
					АО «ЮниКредит Банк»	22.07.2024	ИА-24-303-21342(357900)	2028	1,20 (0,60) ¹⁾	0	10	0,12 (0,06) ¹⁾						
					ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «ОБЫДЕНСКИЙ»	23.08.2024	ИА-24-302-21816(425609)	2028	0,99 (0,33) ²⁾	0	0,4	0,40 (0,13) ²⁾						
					АНО «Развитие Городских Технологий»	27.03.2024	138576-01-ДО	2025	2,75 (1,38) ¹⁾	0	0,4	0,28 (0,14) ¹⁾						
					ООО «Клиника Дентальной Косметики»	20.10.2020	ИА-20-302-3221(137982)	2025	1,85 (0,93) ¹⁾	0	0,4	0,74 (0,37) ¹⁾						
					АО «Специализированный застройщик «ЛСР, Недвижимость-М»	26.09.2022	ИА-22-302-11791(346655)	2027	0,93 (0,47) ¹⁾	0	0,4	0,37 (0,19) ¹⁾						
					БАНК РОССИИ	02.08.2023	ИА-23-302-13905(610552)	2026	3,33 (1,66) ¹⁾	0	0,4	0,33 (0,17) ¹⁾						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,47	0	0,4	0,45						
22	ПС 110 кВ Коровино	2024 / зима	25,43	ПС 110 кВ Коровино	АО «СЗ «МСК ИЛИМСКАЯ-1»	08.10.2021	ИА-21-364-7439(546912)	2025	1,56	0	10	0,62						
					ГУП «Мосгортранс»	13.12.2021	ИА-21-302-5004(257453)	2025	0,90 (0,45) ¹⁾	0	0,4	0,36 (0,18) ¹⁾						
					ООО Специализированный застройщик «Селигерский»	01.02.2024	ИА-24-364-18538(422665)	2027	1,00	0	10	0,40						
					ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «ЛСР. РАЗВИТИЕ»	21.02.2024	ИА-24-302-19084(411445)	2028	4,99 (1,25) ²⁾	0	0,4	2,00 (0,50) ¹⁾						
					ГУП города Москвы «Мосгортранс»	24.09.2024	ИА-24-302-20075(185207)	2028	2,70 (1,35) ¹⁾	0	0,4	1,08 (0,54) ¹⁾						
					ГБУ города Москвы «Автомобильные дороги»	17.08.2021	94789-01-ДО	2025	0,90 (0,45) ¹⁾	0	0,4	0,45 (0,23) ¹⁾						
					ГУП города Москвы «Московский ордена Ленина и ордена Трудового Красного Знамени метрополитен имени В.И. Ленина»	26.03.2025	ИА-24-302-23537(609844)	2029	2,17 (1,09) ¹⁾	0	10	1,09 (0,54) ¹⁾	26,60	27,03	28,13	28,72	28,72	28,72

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,69	0	0,4	0,07						
23	ПС 110 кВ Кузнецово	2024 / зима	17,77	ПС 110 кВ Кузнецово	ГУП города Москвы «Мосгортранс»	29.12.2023	ИА-23-302-15408(937007)	2027	0,90 (0,45) ¹⁾	0	0,4	0,36 (0,18) ¹⁾	18,25	18,44	18,44	18,44	18,44	18,44
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,57	0	0,4	0,46						
24	ПС 220 кВ Левобережная	2023 / зима	56,03	ПС 220 кВ Левобережная	АНО «Развитие городских технологий» (АНО «РГТ»)	26.03.2024	ИА-24-303-19448(113746)	2025	8,86 (4,43) ¹⁾	0	0,4	0,89 (0,44) ¹⁾	60,33	60,98	61,46	61,78	61,78	61,78
					ОАО «РЖД»	27.07.2022	ИА-22-302-10236(970277)	2025	1,10	0	10	0,55						
					ООО «Специализированный застройщик «Дегунинская 5А»	21.04.2020	ИА-20-302-1174(716984)	2025	2,29	2,18	10	0,04						
					ООО «Акватория»	27.09.2021	ИА-21-302-7442(535709)	2025	4,70	0	10	1,88						
					ООО «Специализированный Застройщик «МД Проект»	26.02.2024	ИА-24-364-18734(113744)	2027	1,51	0	10	0,61						
					АО «Центр-Инвест»	28.10.2024	ИА-24-364-22662(532073)	2025	1,00	0	0,4	0,40						
					АНО «Развитие социальной инфраструктуры»	16.12.2024	ИА-24-302-22869(534736)	2028	0,82 (0,41) ¹⁾	0	0,4	0,08 (0,04) ¹⁾						
					АНО «Развитие Городских Технологий»	29.01.2025	ИА-25-302-24184(645975)	2029	1,25 (0,63) ¹⁾	0	0,4	0,13 (0,06) ¹⁾						
					Акционерное общество «Центр-Инвест»	23.07.2021	ИА-21-302-6103(378796)	2025	2,07 (1,04) ¹⁾	0	0,4	0,83 (0,41) ¹⁾						
					ООО «Специализированный Застройщик «МД Проект»	17.03.2025	ИА-25-364-24899(169306)	2028	1,00	0	10	0,40						
					ГУП «Мосгортранс»	21.04.2025	ИА-25-303-24668(142980)	2029	1,20 (0,60) ¹⁾	0	0,4	0,48 (0,24) ¹⁾						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,88	0	0,4	0,29						
25	ПС 110 кВ Марьино	2024 / зима	24,98	ПС 110 кВ Марьино	ООО «Специализированный застройщик «Середнево»	28.12.2020	ИА-20-302-3166(867131)	2025	9,79	0	10	3,92	30,54	30,54	30,54	30,54	30,54	31,89
					ООО «СЗ СЕРЕДНЕВО»	13.12.2022	ЮЛ/00778/22	2031	3,19	0	0,4	1,28						
					ООО «СЗ СЕРЕДНЕВО»	14.10.2024	ЮЛ/03773/24	2026	2,13	0	10	0,85						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,00	0	0,4	0,40						
26	ПС 110 кВ Некрасовка	2024 / зима	68,24	ПС 110 кВ Некрасовка	ООО «Гринтех»	13.12.2023	ИА-23-302-15588(916414)	2025	9,11	0	10	6,38	77,23	78,32	78,84	78,84	78,84	78,84
					ООО «БИОС»	09.08.2022	2-2022ТП	2026	3,00 (1,50) ¹⁾	0	10	2,10 (1,05) ¹⁾						
					ООО Специализированный Застройщик «Марусино»	14.02.2024	2401041/PM	2027	0,67	0	0,4	0,27						
					АО КОМПАНИЯ АТОЛ	10.03.2020	ЮЛ/00077/20	2026	1,63	1,33	10	0,12						
								2027	1,00	0	10	0,40						
								2028	1,20	0	10	0,48						
					ООО Мегаполис	05.03.2020	ЮЛ/00066/20	2025	1,65	0	10	0,66						
					Тринити ООО	02.08.2024	2415114/ЦА	2027	3,50	0	6	0,35						
					АНО «Развитие Городских Технологий»	14.02.2025	152193-01-ДО	2026	0,78 (0,39) ¹⁾	0	0,4	0,08 (0,04) ¹⁾						
ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,01	0	0,4	0,10											

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
27	ПС 110 кВ Полет	2024 / зима	56,85	ПС 110 кВ Полет	ООО «СЗ «Трансинвестконсалтинг»	27.06.2024	ИА-24-302-20029(121248)	2025	6,99	0	0,4	2,80	70,96	71,61	72,74	72,86	72,86	72,86
					ООО «СЗ Переделкино Ближнее»	13.05.2014	ИА-14-302-356(929916)	2025	27,00 (9,00) ²⁾	15,40 (5,13) ²⁾	10	4,64 (1,55) ²⁾						
					ООО «Стабль»	06.07.2015	ИА-15-375-2(954908)	2025	18,00	0	10	7,20						
					АО «Мосинжпроект»	27.04.2021	ИА-21-302-4765(253371)	2025	1,17 (0,58) ¹⁾	0	0,4	0,47 (0,23) ¹⁾						
					ООО «ГрандСоюзИнвест»	28.03.2023	ИА-22-302-12108(352921)	2025	3,16 (1,58) ¹⁾	0	0,4	0,32 (0,16) ¹⁾						
					ООО «СЗ ГрандСоюзИнвест»	30.03.2023	ИА-22-302-13134(542796)	2025	3,89	0	0,4	0,39						
					ДЕПАРТАМЕНТ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРОДА МОСКВЫ	27.04.2023	ИА-22-302-12595(444772)	2027	0,86	0	10	0,60						
					ООО «Специализированный застройщик «Трансинвестконсалтинг»	24.09.2024	ИА-24-302-22069(311571)	2028	0,87	0	0,4	0,35						
					ООО «Внуково Логистик»	15.07.2024	ИА-24-303-21264(340099)	2028	1,10	0	10	0,11						
					ООО «Специализированный застройщик «Трансинвестконсалтинг»	01.08.2024	ИА-24-364-21348(373417)	2028	1,50	0	10	0,60						
					ООО «Специализированный застройщик «Трансинвестконсалтинг»	21.03.2025	ИА-25-302-24412(619434)	2029	1,10	0	0,4	0,11						
ТУ для ТП менее 670 кВт								2025	8,49	0	0,4	0,85						
28	ПС 110 кВ Сетунь	2024 / зима	57,35	ПС 110 кВ Сетунь	АО «Пегас»	23.12.2024	ИА-24-302-23124(502976)	2025	7,00 (3,50) ¹⁾	0	0,4	2,80 (1,40) ¹⁾	62,89	63,52	64,85	64,85	64,85	65,27
							2027	3,00 (1,50) ¹⁾	0	0,4	1,20 (0,60) ¹⁾							
							2031	2,00 (1,00) ¹⁾	0	0,4	0,80 (0,40) ¹⁾							
					Управление делами Президента Российской Федерации	31.07.2019	ИА-19-302-184(904431)	2025	17,24 (4,31) ²⁾	0	0,4	1,72 (0,43) ²⁾						
					ОАО «Кунцевский рынок»	04.10.2018	ИА-18-302-471(122407)	2025	1,30	0	0,4	0,13						
					АО «Специализированный застройщик «МОНЕТЧИК»	16.12.2020	ИА-20-302-3768(157183)	2025	1,51 (0,75) ¹⁾	0	0,4	0,60 (0,30) ¹⁾						
					АО «Специализированный застройщик «МОНЕТЧИК»	11.02.2021	ИА-20-302-3553(157655)	2025	1,19 (0,59) ¹⁾	0	0,4	0,48 (0,24) ¹⁾						
					ОАО «РЖД»	25.10.2021	ИА-20-303-1485(757339)	2025	4,51 (2,26) ¹⁾	0	10	3,16 (1,58) ¹⁾						
					ООО «АРСЕНАЛ ПЛЮС»	23.05.2024	ИА-24-303-19574(178472)	2028	1,78	0	0,4	0,71						
					ГУП «Мосгортранс»	20.09.2024	ИА-24-302-19729(185209)	2028	2,70 (1,35) ¹⁾	0	0,4	1,08 (0,54) ¹⁾						
					ООО ФИРМА «МИКСТРЕЙД»	23.06.2022	15118899-01-ДО	2025	1,40 (0,70) ¹⁾	0	10	0,56 (0,28) ¹⁾						
ООО «ТПУ «Кунцевская»	24.11.2023	133220-01-ДО	2026	3,00 (1,50) ¹⁾	0	10	1,20 (0,60) ¹⁾											
ТУ для ТП менее 670 кВт								2025	2,25	0	0,4	0,22						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
29	ПС 220 кВ Сигма (АТ-3, АТ-4)	н/д	н/д	ПС 220 кВ Сигма	АО «ОЭЗ «Технополис Москва»	25.12.2024	ИА-24-302-23668(601373)	2025	32,3	0	10	22,61	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
					Федеральное государственное бюджетное учреждение «Национальный исследовательский центр «Курчатовский институт»	24.10.2023	ИА-23-302-15045(959126)	2025	22,00	0	10	15,40						
					ООО «НМ-ТЕХ»	25.04.2023	ИА-23-302-14250(622281)	2025	20,00	0	10	14,00						
					ООО «НМ-ТЕХ»	22.09.2023	ИА-23-302-16554(249588)	2025	6,00 (3,00) ¹⁾	0	10	4,20 (2,10) ¹⁾						
					АО «Микрон»	25.07.2023	ИА-23-302-13893(611209)	2025	9,50	0	10	6,65						
					ООО «ГДЦ Энерджи Групп»	13.11.2017	36-30/17	2025	12,75	6,15	10	5,61						
								2026	6,15	0	10	5,23						
ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,59	0	0,4	0,16											
30	ПС 220 кВ Сигма (Т-1, Т-2)	2020 / зима	42,12	ПС 220 кВ Сигма	ООО «Тегор и Ко»	29.12.2021	ИА-21-302-8900(693623)	2025	1,74	0	0,4	0,17	43,25	43,92	43,92	43,92	43,92	43,92
					ООО «Специализированный застройщик ПАРТНЕР-ИНВЕСТ»	28.07.2023	ИА-23-302-15886(154005)	2027	1,37	0	10	0,55						
					АО «Научно-исследовательский институт молекулярной электроники»	17.11.2023	ИА-23-302-17103(284243)	2027	1,50 (0,75) ¹⁾	0	0,4	0,15 (0,08) ¹⁾						
					АНО «Развитие Городских Технологий»	29.12.2023	ИА-23-302-17163(312312)	2025	0,75 (0,38) ¹⁾	0	0,4	0,08 (0,04) ¹⁾						
					ООО «НТЦ Амплитуда»	27.06.2022	ИА-22-302-10689(126911)	2025	1,00	0	0,4	0,70						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,59	0	0,4	0,16						
31	ПС 110 кВ Сити	2024 / зима	57,61	ПС 110 кВ Сити	СЗ «Кутузовский, 16» (ООО)	03.08.2021	ИА-21-302-6397(380587)	2026	7,80 (3,90) ¹⁾	0	0,4	3,12 (1,56) ¹⁾	62,16	62,53	62,64	62,64	62,64	62,64
					ООО «Монолитное домостроение»	11.12.2017	ИА-17-302-613(116900)	2025	6,50 (3,25) ¹⁾	3,98 (1,99) ¹⁾	0,4	1,01 (0,51) ¹⁾						
					ООО «БАРУС»	12.09.2013	ИА-13-348-7(913759)	2025	45,50 (15,17) ²⁾	38,50 (12,83) ²⁾	20	2,80 (0,93) ¹⁾						
					ДКРС-Москва ОАО «РЖД»	26.03.2020	ИА-20-302-1210(738132)	2025	0,75 (0,37) ¹⁾	0	0,4	0,37 (0,19) ¹⁾						
					АО «ЭПСИЛОН»	29.11.2023	ИА-23-364-17676(332808)	2026	1,26 (0,63) ¹⁾	0	10	0,50 (0,25) ¹⁾						
					АО «МЕЖДУНАРОДНЫЙ ЦЕНТР»	28.08.2017	ИА-17-382-21(952191)	2025	2,50	0	20	0,25						
					ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ КУЛЬТУРЫ ГОРОДА МОСКВЫ «ПАРК КУЛЬТУРЫ И ОТДЫХА «ХОДЫНСКОЕ ПОЛЕ»	18.04.2024	ИА-24-303-19088(145890)	2027	1,00 (0,50) ¹⁾	0	20	0,70 (0,35) ¹⁾						
					ООО «ТПУ «Сити 2»	26.09.2024	ИА-24-364-21986(450173)	2025	2,00 (1,00) ¹⁾	0	10	0,80 (0,40) ¹⁾						
					ЗАО «Северная Башня»	09.12.2024	ИА-24-303-22300(463018)	2028	2,00 (1,00) ¹⁾	0	0,4	0,20 (0,10) ¹⁾						
					ФКП УЗКС МО РФ г. Москва	20.11.2024	545/3ТП/ЦНТ-2024	2026	0,85 (0,43) ¹⁾	0	0,4	0,09 (0,04) ¹⁾						
ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,31	0	0,4	0,13											

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
32	ПС 110 кВ Строгино	2020 / зима	44,13	ПС 110 кВ Строгино	АО «Специализированный застройщик ТПУ «Лесопарковая»	30.12.2021	ИА-21-302-8918(633660)	2027	2,00 (1,00) ¹⁾	0	0,4	0,80 (0,40) ¹⁾	54,95	57,43	60,27	60,27	60,27	60,27
								2028	9,50 (4,75) ¹⁾	0	0,4	3,80 (1,90) ¹⁾						
					ООО «Пионер-М»	11.06.2021	ИА-21-302-6249(384959)	2025	9,81	0	10	0,98						
					ООО «СЗ «Бухта Лэнд»	07.12.2017	ИА-17-302-511(988413)	2025	31,79	14,51	10	6,91						
					ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «БУХТА ЛЭНД»	18.11.2022	ИА-22-364-11705(305914)	2025	1,20	0	10	0,48						
					КП «Технопарк «СТРОГИНО»	29.10.2018	ИА-18-302-324(968368)	2025	2,80 (1,40) ¹⁾	0	0,4	0,28 (0,14) ¹⁾						
					ООО «СЗ «Самолет-Строгино парк»	05.02.2024	ПС-СИН-29-24	2026	0,69	0	0,4	0,28						
								2027	4,06	0	0,4	1,63						
					ООО «СИТИ СТРОГИНО	18.11.2021	15114452-01-ДО	2025	1,79	0	0,4	0,72						
					ГУП города Москвы «Мосгортранс»	30.09.2024	139646-01-ДО	2025	1,50 (0,75) ¹⁾	0	10	0,75 (0,38) ¹⁾						
					АО «Мосинжпроект»	19.12.2024	ИА-24-364-23253(589110)	2027	0,78	0	10	0,31						
					АО «Мосинжпроект»	19.02.2025	ИА-24-364-23369(598978)	2028	1,79	0	10	0,72						
					АО «АБ КАПИТАЛ» Д.У. Комбинированным Закрытым Паевым Инвестиционным Фондом «СМАРТ РЕЗИДЕНС»	26.12.2024	ИА-24-302-23577(617112)	2028	1,00 (0,50) ¹⁾	0	0,4	0,10 (0,05) ¹⁾						
ТУ для ТП менее 670 кВт								2025	1,86	0	0,4	0,19						
33	ПС 110 кВ Стромынка	2024 / зима	45,55	ПС 110 кВ Стромынка	ООО «СЗ «Лайф Богородское»	26.10.2023	ИА-23-302-16205(160603)	2025	6,30	0	0,4	2,52	62,93	65,90	68,98	69,34	69,34	69,87
								2026	5,17	0	0,4	2,07						
					Московский фонд реновации жилой застройки	24.07.2023	ИА-23-302-13945(480182)	2025	8,33 (4,16) ¹⁾	0	0,4	3,33 (1,67) ¹⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	09.06.2023	ИА-23-302-13892(469900)	2025	1,30 (0,65) ¹⁾	0	0,4	0,52 (0,26) ¹⁾						
								2026	0,80 (0,40) ¹⁾	0	0,4	0,32 (0,16) ¹⁾						
								2028	7,21 (3,61) ¹⁾	0	0,4	2,88 (1,44) ¹⁾						
								2031	2,49 (1,25) ¹⁾	0	0,4	1,00 (0,50) ¹⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	19.04.2024	ИА-23-302-15636(959456)	2025	21,36 (10,68) ¹⁾	0	0,4	8,54 (4,27) ¹⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	04.08.2022	ИА-22-302-10439(942568)	2025	1,73	0	0,4	0,69						
								2026	2,13	0	0,4	0,85						
								2027	2,06	0	0,4	0,82						
					ООО «Специализированный застройщик Глобал Групп»	16.02.2017	ИА-17-302-53(996289)	2025	7,99 (4,00) ¹⁾	0	0,4	3,20 (1,60) ¹⁾						
					АО «Москапстрой»	26.12.2006	ПМ-07/1-07/8798-07	2025	8,94 (4,47) ¹⁾	5,77 (2,89) ¹⁾	0,4	1,27 (0,63) ¹⁾						
ФГБУ «НИИ урологии» Минздрава России	27.12.2011	ИА-11-302-6397(934764)	2025	0,80 (0,40) ¹⁾	0	0,4	0,08 (0,04) ¹⁾											
ООО «СТУДИЯ»	30.08.2018	ИА-18-302-381(994018)	2025	1,56 (0,78) ¹⁾	1,41 (0,70) ¹⁾	0,4	0,06 (0,03) ¹⁾											
Московский фонд реновации жилой застройки	07.10.2020	ИА-20-302-22(996100)	2025	1,10 (0,55) ¹⁾	0	0,4	0,44 (0,22) ¹⁾											
Московский фонд реновации жилой застройки	01.12.2023	ИА-23-364-16755(269858)	2026	1,11	0	10	0,45											
	09.04.2024		2025	0,66 (0,33) ¹⁾	0	10	0,46 (0,23) ¹⁾											

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
					АНО «РАЗВИТИЕ ГОРОДСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ»		ИА-24-302-19766(215907)	2028	1,69 (0,84) ¹⁾	0	10	1,18 (0,59) ¹⁾						
					ООО «Микояновский мясокомбинат»	19.04.2023	ИА-22-303-13375(586434)	2027	3,90	0	10	1,95						
					КП «УГС»	31.07.2024	ИА-24-302-21254(350492)	2028	0,79 (0,39) ¹⁾	0	0,4	0,08 (0,04) ¹⁾						
					АНО «РАЗВИТИЕ ГОРОДСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ»	23.10.2024	ИА-24-302-22490(461051)	2028	1,16	0	10	0,81						
					Закрытое акционерное общество «Монтаж-инвест»	05.08.2021	ИА-21-303-6819(424852)	2025	2,50 (1,25) ¹⁾	0	10	0,25 (0,13) ¹⁾						
					ООО «И2-ДЕВЕЛОПМЕНТ»	13.07.2023	ИА-23-302-15230(901073)	2025	0,68 (0,34) ¹⁾	0	0,4	0,27 (0,14) ¹⁾						
					ООО «Специализированный застройщик «АК БАРС НЕДВИЖИМОСТЬ»	11.07.2023	ИА-23-302-15126(957179)	2025	0,95 (0,47) ¹⁾	0	0,4	0,09 (0,05) ¹⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	23.04.2025	ИА-25-302-24250(109646)	2029	1,72 (0,86) ¹⁾	0	0,4	0,69 (0,34) ¹⁾						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,98	0	0,4	0,40						
34	ПС 110 кВ Сумская	2020 / зима	73,12	ПС 110 кВ Сумская	Московский фонд реновации жилой застройки	04.07.2023	ИА-22-302-13539(470747)	2025	23,88 (11,94) ¹⁾	0	0,4	9,55 (4,78) ¹⁾	91,29	91,46	96,27	96,34	96,34	96,34
					АО «Гознак»	01.08.2024	ИА-24-302-21071(172070)	2026	18,00 (9,00) ¹⁾	0	10	15,30 (7,65) ¹⁾						
					АО «СЗ «ЛСР. НЕДВИЖИМОСТЬ-М»	14.06.2023	ИА-22-302-12906(352339)	2025	6,89	0	0,4	2,76						
					АО «СЗ «ЛСР. НЕДВИЖИМОСТЬ-М»	14.06.2023	ИА-22-302-12906(352339)	2027	0,41	0	0,4	0,16						
					Московский фонд реновации жилой застройки	01.10.2024	ИА-24-302-21674(407544)	2028	3,22 (1,61) ¹⁾	0	0,4	1,29 (0,64) ¹⁾						
					АО «Москапстрой-ТН»	27.10.2020	91898-01-ДО	2025	2,94	0	0,4	1,47						
					АНО «Развитие Городских Технологий»	12.02.2025	ИА-25-302-24459(105152)	2029	0,70	0	10	0,07						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,72	0	0,4	0,37						
35	ПС 110 кВ Таганская	2024 / лето	75,29	ПС 110 кВ Таганская	ООО «Павелецкая площадь»	05.04.2019	38-04/2019/ТПЮЛ	2025	7,50 (3,75) ¹⁾	4,90 (2,45) ¹⁾	0,4	1,04 (0,52) ¹⁾	79,75	79,75	80,02	80,02	80,02	80,02
					КП «УРиРУО»	13.08.2007	ПМ-07/19773-06	2025	1,69	0	0,4	0,67						
					ООО «Строй-Инвест»	20.11.2014	ИА-14-302-996(948657)	2025	2,00 (1,00) ¹⁾	0	0,4	0,20 (0,10) ¹⁾						
					ООО «УПРАВЛЯЮЩАЯ КОМПАНИЯ ДЕЛОВОЙ МИР»	13.02.2017	ИА-16-302-527(979910)	2025	0,97 (0,49) ¹⁾	0	10	0,10 (0,05) ¹⁾						
					ГБУЗ «ГКБ им. И.В. Давыдовского ДЗМ»	19.06.2019	ИА-19-302-143(921485)	2025	3,35 (1,68) ¹⁾	0,20 (0,10) ¹⁾	0,4	1,26 (0,63) ¹⁾						
					ООО «Клиника Дентальной Косметики»	20.10.2020	ИА-20-302-3221(137982)	2025	1,85 (0,93) ¹⁾	0	0,4	0,74 (0,37) ¹⁾						
					ОАО «РЖД»	15.06.2022	ИА-22-302-9062(679733)	2025	2,66	0	10	1,33						
					ООО «У2-ДЕВЕЛОПМЕНТ»	24.06.2024	ИА-24-302-18762(419284)	2028	1,00 (0,50) ¹⁾	0	0,4	0,10 (0,05) ¹⁾						
					ООО «Валовая 37»	20.05.2024	ИА-24-302-19819(169759)	2028	1,55	0	10	0,16						
					АО «Специализированный застройщик «ГЕОПРИБОР»	27.09.2024	ИА-24-302-22020(441789)	2028	0,96 (0,48) ¹⁾	0	0,4	0,10 (0,05) ¹⁾						
					ООО «Аристарховский»	26.11.2024	148285-01-ДО	2026	0,72 (0,36) ¹⁾	0	0,4	0,29 (0,14) ¹⁾						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,73	0	0,4	0,37						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
36	ПС 110 кВ Теплый Стан	2024 / зима	103,52	ПС 110 кВ Теплый Стан	ООО «Компания КЕБЪ»	13.05.2008	9570-409	2025	40,00	19,85	10	2,02	110,73	115,17	115,27	115,27	115,27	115,27
					ООО «СЗ «Самолет-Дудкино»	17.06.2021	СП-76-21	2026	4,56	1,54	0,4	1,21						
					ООО «СЗ «ДУДКИНО»	20.11.2023	ПС-ОБЩИЕ-344-23	2027	4,99	0	0,4	2,00						
					ООО «СЗ «ДУДКИНО»	20.11.2023	ПС-ОБЩИЕ-345-23	2027	2,08	0	0,4	0,83						
					ООО «СВ-Спэйс»	21.09.2007	ПМ-07/12203-07	2025	1,22	0	0,4	0,12						
					Физ. лицо	18.02.2013	ИА-13-302-274(930112)	2025	1,62 (0,81) ¹⁾	0	10	0,65 (0,32) ¹⁾						
					ООО «ЭДИСОН-ЭНЕРГО»	03.07.2017	ИА-17-302-306(955156)	2025	1,65	0	0,4	0,16						
					ГКУ г. Москвы «Дирекция ДПиООС»	21.12.2012	ИА-12-302-2582(908028)	2025	0,88 (0,44) ¹⁾	0,50 (0,25) ¹⁾	0,4	0,04 (0,02) ¹⁾						
					АНО «Развитие Городских Технологий»	02.04.2024	ИА-24-302-19701(195302)	2028	0,86 (0,43) ¹⁾	0	0,4	0,09 (0,04) ¹⁾						
					СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК ТИРОН ООО	26.04.2022	ЮЛ/00088/22	2026	2,00	0	10	0,80						
								2027	2,10	0	10	0,84						
					ООО «Специализированный застройщик «ТИРОН»	27.12.2019	ЮЛ/00818/19	2026	1,00	0	10	0,40						
								2027	0,50	0	10	0,20						
					АО «Европейские технологии и сервис»	08.08.2024	ИА-24-303-21068(328365)	2028	1,00 (0,50) ¹⁾	0	0,4	0,10 (0,05) ¹⁾						
					СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК ТИРОН ООО	28.06.2022	ЮЛ/00089/22	2025	3,46	2,27	0,4	0,47						
ФГБОУ ВО «РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ»	21.04.2023	ИА-23-302-14188(664072)	2027	1,53 (0,77) ¹⁾	0	0,4	0,61 (0,31) ¹⁾											
ООО «ДУБРОВКА ДЕВЕЛОПМЕНТ»	29.07.2021	ИА-21-302-6179(366794)	2025	2,80 (1,40) ¹⁾	0	10	1,12 (0,56) ¹⁾											
ТУ для ТП менее 670 кВт								2025	6,47	0	0,4	0,65						
37	ПС 110 кВ Фрезер	2024 / лето	45,06	ПС 110 кВ Фрезер	Московский фонд реновации жилой застройки	26.07.2023	ИА-22-302-12496(336116)	2025	0,75 (0,38) ²⁾	0	0,4	0,30 (0,15) ²⁾	58,54	59,15	58,74	60,54	61,56	61,56
								2026	2,67 (1,33) ²⁾	0	0,4	1,07 (0,53) ²⁾						
								2029	5,93 (2,05) ²⁾	0	0,4	2,37 (0,82) ²⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	30.11.2022	ИА-22-302-11174(142828)	2025	0,25 (0,13) ¹⁾	0	0,4	0,10 (0,05) ¹⁾						
								2026	0,84 (0,42) ¹⁾	0	0,4	0,34 (0,17) ¹⁾						
								2029	3,79 (1,90) ¹⁾	0	0,4	1,52 (0,76) ¹⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	30.11.2022	ИА-22-302-11073(122938)	2025	1,08 (0,54) ²⁾	0	0,4	0,43 (0,22) ²⁾						
								2026	2,43 (1,17) ²⁾	0	0,4	0,97 (0,47) ²⁾						
								2028	2,40 (1,20) ²⁾	0	0,4	0,96 (0,48) ²⁾						
								2029	0,91 (0,30) ²⁾	0	0,4	0,37 (0,12) ²⁾						
								2030	7,22 (2,41) ²⁾	0	0,4	2,89 (0,96) ²⁾						
					ОАО «РЖД»	13.05.2022	ИА-22-302-9730(906733)	2025	35,23 (17,62) ¹⁾	0	10	17,62 (8,81) ¹⁾						
					Московский фонд реновации жилой застройки	19.08.2022	ИА-22-302-10974(178548)	2025	2,67	0	0,4	1,07						
					Московский фонд реновации жилой застройки	11.04.2023	ИА-22-302-12750(495964)	2027	0,85	0	10	0,34						
					СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК ПЕРОВСКОЕ АО	16.09.2022	ЮЛ/00211/22	2027	2,24	1,64	0,4	0,24						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА						
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	
					СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК ПЕРОВСКОЕ АО	16.09.2022	ЮЛ/00212/22	2028	2,21	2,16	0,4	0,02							
					ООО «СЗ «КОМЕТА»	13.01.2023	127658-01-ДО	2025	2,20	0	10	0,88							
								2028	-2,20	0	10	-0,88							
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,18	0	0,4	0,22							
38	ПС 110 кВ Ходынка	2020 / зима	50,61	ПС 110 кВ Ходынка	ООО Холдинговая компания «ЭлваСтрой» (ООО ХК «ЭлваСтрой»)	28.12.2024	ИА-24-302-23910(553641)	2026	6,21 (3,10) ¹⁾	0	0,4	0,62 (0,31) ¹⁾	59,15	61,74	65,08	65,51	65,51	65,77	
					ООО «СЗ «Л2-Девелопмент»	28.12.2024	ИА-24-302-23013(454270)	2025	7,82	0	0,4	0,78							
					ООО «СЗ 3-й Силикатный»	22.05.2024	ИА-24-302-19828(143668)	2025	5,20	0	10	2,08							
								2026	2,60	0	10	1,04							
								2027	2,60	0	10	1,04							
								2028	2,60	0	10	1,04							
					Московский фонд реновации жилой застройки	22.03.2023	ИА-22-302-11742(240185)	2025	0,82 (0,41) ¹⁾	0	0,4	0,33 (0,16) ¹⁾							
								2027	0,36 (0,18) ¹⁾	0	0,4	0,14 (0,07) ¹⁾							
								2028	0,29 (0,14) ¹⁾	0	0,4	0,12 (0,06) ¹⁾							
								2029	2,02 (1,01) ¹⁾	0	0,4	0,81 (0,40) ¹⁾							
					2031	1,24 (0,62) ¹⁾	0	0,4	0,50 (0,25) ¹⁾										
					АО «Щелково Агрохим»	10.10.2022	ИА-22-302-11185(232256)	2025	5,00	0	0,4	0,50							
					МГУП «ЖИЛКООПЕРАЦИЯ»	18.03.2008	ПМ-08/19227-07	2025	0,82	0	0,4	0,33							
					Управление Судебного департамента в г. Москве	20.12.2021	ИА-21-302-4848(260135)	2025	0,88 (0,44) ¹⁾	0	0,4	0,09 (0,04) ¹⁾							
					ГУП «Мосгортранс»	18.05.2022	ИА-22-302-9791(994986)	2026	1,00	0,7	0,4	0,12							
					Московский фонд реновации жилой застройки	16.05.2022	ИА-22-302-10068(937425)	2025	2,19 (1,10) ¹⁾	0	0,4	0,88 (0,44) ¹⁾							
					ГУП «Мосгортранс»	31.08.2022	ИА-22-302-10734(152359)	2025	0,76	0	0,4	0,30							
					ОАО «РЖД»	15.09.2023	ИА-23-302-16282(200835)	2027	1,10	0	10	0,55							
					АО «СПЕЦСТРОЙБЕТОН - ЖБИ № 17»	14.04.2023	ИА-23-302-14287(655248)	2027	3,78 (1,89) ¹⁾	0	0,4	1,51 (0,76) ¹⁾							
					ООО «ЭКТО»	16.02.2024	ИА-24-302-18578(401106)	2028	2,04 (1,02) ¹⁾	0	10	0,20 (0,10) ¹⁾							
					ГБУ города Москвы (ГБУ «Мосприрода»)	16.04.2024	ИА-24-302-19874(176332)	2028	0,73 (0,37) ¹⁾	0	0,4	0,51 (0,26) ¹⁾							
					ООО «СЗ 3-й Силикатный»	18.04.2024	ИА-24-302-19601(198339)	2028	2,41 (1,21) ¹⁾	0	0,4	0,24 (0,12) ¹⁾							
ООО «Специализированный застройщик «Гранель Альфа»	31.07.2024	ИА-24-303-21419(367367)	2028	3,87 (1,93) ¹⁾	0	0,4	1,55 (0,77) ¹⁾												
ООО «Специализированный застройщик «ТПУ «Шелепиха»	20.10.2020	87456-01-ДО	2025	3,23 (1,08) ²⁾	0	0,4	1,29 (0,43) ²⁾												
ООО «ОРИОН»	01.03.2022	15115696-01-ДО	2025	3,00 (1,50) ¹⁾	0	0,4	1,20 (0,60) ¹⁾												
АО «Дороги и Мосты»	08.11.2024	ИА-24-303-22816(540453)	2028	1,54 (0,77) ¹⁾	0	0,4	0,15 (0,08) ¹⁾												
ООО «Специализированный застройщик «Л2-Девелопмент»	18.03.2025	ИА-25-364-24676(149803)	2028	1,75	0	10	0,70												

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
					ФГБУ ГНЦ ФМБЦ им. А.И. Бурназяна ФМБА России	27.12.2010	ИА-10-348-290(916195)	2025	2,66 (1,33) ¹⁾	0,08	0,4	0,26 (0,13) ¹⁾						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	7,39	0	0,4	0,74						
39	ПС 110 кВ Черемушки	2022 / зима	59,72	ПС 110 кВ Черемушки	АО «Вавилова 13А»	25.08.2022	ИА-22-302-11679(271130)	2025	6,47	0	10	0,65	63,72	64,21	64,21	66,43	66,43	66,43
					Глав УпДК при МИД России	29.12.2010	ИА-10-302-7605(923595)	2025	0,71 (0,36) ¹⁾	0	0,4	0,07 (0,04) ¹⁾						
					ООО СЗ «Апсис плюс»	18.12.2013	ИА-13-302-2023(929670)	2025	2,25 (1,13) ¹⁾	0	10	0,90 (0,45) ¹⁾						
					ООО «Снежная долина»	25.02.2014	ИА-13-302-2222(953140)	2025	1,30 (0,65) ¹⁾	0	0,4	0,52 (0,26) ¹⁾						
					ООО «Строй-Комплекс»	23.12.2016	ИА-16-302-596(998068)	2025	1,62 (0,81) ¹⁾	0	0,4	0,65 (0,32) ¹⁾						
					ООО «Комплекс-Строй»	24.04.2018	ИА-18-382-2(929645)	2025	1,00	0	10	0,40						
					Московский фонд реновации жилой застройки	24.11.2023	ИА-23-302-16108(187756)	2027	0,92 (0,46) ¹⁾	0	0,4	0,37 (0,18) ¹⁾						
					ООО «Комплекс-Строй»	06.07.2016	ИА-16-302-329(938375)	2025	0,68 (0,34) ¹⁾	0	0,4	0,07 (0,03) ¹⁾						
					КП «УГС»	21.09.2023	ИА-23-302-16077(163291)	2027	1,38 (0,69) ¹⁾	0	0,4	0,55 (0,28) ¹⁾						
					ООО «Специализированный застройщик «Каллисто»	16.04.2024	ТП-2024/01/09	2025	0,83	0	0,4	0,33						
					Страховое Акционерное Общество «РЕСО-Гарантия»	17.03.2025	ИА-25-303-24609(131097)	2029	0,93 (0,46) ¹⁾	0	10	0,09 (0,05) ¹⁾						
					Департамент строительства города Москвы	07.11.2018	ИА-18-302-447(992427)	2025	0,81 (0,41) ¹⁾	0	0,4	0,57 (0,28) ¹⁾						
					ООО «Специализированный Застройщик «Запад Столицы»	27.12.2021	ИА-21-302-8086(579125)	2025	3,03 (1,51) ¹⁾	0	0,4	1,21 (0,61) ¹⁾						
					ООО «Эдисонэнерго»	06.04.2018	57038-01-ДО	2025	1,20 (0,60) ¹⁾	0	0,4	0,12 (0,06) ¹⁾						
					ООО «ДИКТА-О»	21.02.2025	ИА-25-302-24490(641376)	2029	4,97	0	0,4	1,99						
					Федеральное государственное бюджетное научное учреждение Российский научный центр хирургии имени академика Б.В. Петровского	14.01.2025	ИА-24-303-23617(606869)	2029	1,23 (0,61) ¹⁾	0	0,4	0,12 (0,06) ¹⁾						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,22	0	0,4	0,32						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
40	ПС 110 кВ Щапово	2024 / зима	21,05	ПС 110 кВ Щапово	ООО «Внуково Логистик»	11.04.2024	ИА-24-302-19824(168683)	2025	13,00	0	10	6,50	29,34	29,34	29,34	30,47	30,47	30,47
					АО «Мосводоканал»	05.02.2025	ИА-24-302-23538(589011)	2029	1,50	0	10	1,05						
					Московский фонд защиты прав граждан – участников долевого строительства	22.07.2022	ИА-22-302-10099(920581)	2025	2,30 (1,15) ¹⁾	0	0,4	0,92 (0,46) ¹⁾						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	7,59	0	0,4	0,76						

Примечания

1 ¹⁾ В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания, таким образом, при расчете перспективной нагрузки учитывается половина заявленной мощности.

2 ²⁾ В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от нескольких центров питания, таким образом, при расчете перспективной нагрузки учитывается равная часть заявленной мощности.

ПС 220 кВ Владыкино.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 69,37 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 94,76 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,162.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 43,56 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 26,32 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = S_{\text{макс}}^{\text{факт}} + \sum S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}} + S_{\text{доп}} - S_{\text{срм}}, \quad (1)$$

где $S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ для ТП, с учетом коэффициентов набора;

$S_{\text{доп}}$ – увеличение нагрузки рассматриваемой подстанции в случае перераспределения мощности с других центров питания;

$S_{\text{срм}}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 69,37 + 26,32 + 0 - 0 = 95,69 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 220 кВ Владыкино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 30,71 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Владыкино ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 220 кВ Владыкино расчетный объем ГАО составит 22,48 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 95,69 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 100 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×63 МВА на 2×100 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Былово.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 33,87 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 67,74 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 11,03 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 52,33 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 20,17 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 33,87 + 20,17 + 0 - 11,03 = 43,01 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 11,03 МВА не превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Былово, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 86,02 % от $S_{ддн}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Былово с заменой существующих силовых трансформаторов 2×40 МВА на 2×63 МВА).

ПС 110 кВ Лебедево.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 33,91 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 13,22 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 9,27 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств

суммарной максимальной мощностью 26,92 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 10,27 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ООО «Леруа Мерлен Восток» договор ТП от 12.01.2017 № НМ-16-354-2560(981514) заявленной мощностью 1,1 МВт, ООО «Синикон» договор ТП от 18.11.2021 № ИА-21-302-8161(614615) заявленной мощностью 1,86 МВт, ЖСК «Протон» договор ТП от 09.02.2024 № ИА-24-302-18804(105936) заявленной мощностью 0,911 МВт, ООО «МАРТ» договор ТП от 10.04.2023 № ИА-23-302-14709(678153) заявленной мощностью 1 МВт, ООО «Вайлдберриз» договор ТП от 27.12.2023 № ИА-23-302-17141(285777) заявленной мощностью 2 МВт, ООО «Юникен» договор ТП от 01.07.2024 № ИА-24-302-20991(291309) заявленной мощностью 4 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Лебедево с заменой Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый.

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП Московский фонд защиты прав граждан – участников долевого строительства договор ТП от 12.11.2013 № тп/13-02-25 заявленной мощностью 7,09 МВт, предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Лебедево с заменой Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 33,91 + 10,27 + 0 - 9,27 = 34,91 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 9,27 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Лебедево, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 16,56 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Лебедево ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Лебедево расчетный объем ГАО составит 4,96 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 34,91 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556, и с учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Десна.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 31,32 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 4,57 % (0,22 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 (Т-1) при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки (в режиме с возможным повышенным износом изоляции) составляет 1,198 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 16,15 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,61 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 31,32 + 4,61 + 0 - 0 = 35,93 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Десна, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 19,97 % (14,98 %) (без ТП превышение до 4,57 % (0,22 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Десна ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Десна расчетный объем ГАО составит 5,98 (4,68) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 35,93 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Зюзино.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 67,15 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 91,26 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,168.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 25,03 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,94 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ООО «Специализированный Застройщик «Гартея» договор ТП от 09.12.2021 № ИА-21-302-8343(599187) заявленной мощностью 4,98 МВт, АО «Инвест Ресурсы» договор ТП от 19.09.2024 № ИА-24-302-21841(365159) заявленной мощностью 10 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Зюзино с заменой Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом ТУ для ТП ООО «Специализированный Застройщик «Гартея» договор ТП от 09.12.2021 № ИА-21-302-8343(599187), АО «Инвест Ресурсы» договор ТП от 19.09.2024 № ИА-24-302-21841(365159) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 67,15 + 8,94 + 0 - 0 = 76,09 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Зюзино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 3,41 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ООО «Специализированный Застройщик «Гартея» договор ТП от 09.12.2021 № ИА-21-302-8343(599187), АО «Инвест Ресурсы» договор ТП от 19.09.2024 № ИА-24-302-21841(365159) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 67,15 + 6,29 + 0 - 0 = 73,44 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ (без учета договоров ТП от 09.12.2021 № ИА-21-302-8343(599187), от 19.09.2024 № ИА-24-302-21841(365159)) с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Зюзино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 99,8 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Зюзино с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×100 МВА).

Для подключения потребителей ООО «Специализированный Застройщик «Гартея» и АО «Инвест Ресурсы» согласно договорам на ТП от 09.12.2021 № ИА-21-302-8343(599187), от 19.09.2024 № ИА-24-302-21841(365159) соответственно, необходимо увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Зюзино с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×80 МВА, что указано в 4.2.

ПС 110 кВ Красные горки.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 49,71 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 2,45 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,45 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,44 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП АО «Мосинжпроект» (договор ТП от 19.12.2024 № ИА-24-302-22513(512977) заявленной мощностью 3,9 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Красные Горки с заменой Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 49,71 + 2,44 + 0 - 0 = 52,15 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Красные Горки, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 7,48 % (без ТП превышение до 2,45 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Красные Горки ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Красные Горки расчетный объем ГАО составит 3,63 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 52,15 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40,5 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Летово.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 52,2 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 66,29 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 16,55 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,42 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 52,2 + 6,42 + 0 - 0 = 58,62 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Летово, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 74,44 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Летово с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×100 МВА).

ПС 110 кВ Мазилово.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 40,04 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 82,52 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 48,81 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 13,86 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (Московский фонд реновации жилой застройки договор ТП от 30.11.2022 № ИА-22-302-11528(133367) заявленной мощностью 14,34 МВт,

ООО «СЗ Смайнэкс Вест Гарден» договор ТП от 18.10.2019 № ИА-19-302-468(611517) заявленной мощностью 11,858 МВт, ООО «СВЭМ» договор ТП от 11.12.2024 № ИА-24-302-23194(505100) заявленной мощностью 1,5 МВт, ООО «СЗ «Бизнес Инвест Запад» договор ТП от 18.07.2023 № ИА-23-302-15397(990777) заявленной мощностью 6,3 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Мазилово с заменой Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом ТУ для ТП Московский фонд реновации жилой застройки договор ТП от 30.11.2022 № ИА-22-302-11528(133367), ООО «СЗ Смайнэкс Вест Гарден» договор ТП от 18.10.2019 № ИА-19-302-468(611517), ООО «СВЭМ» договор ТП от 11.12.2024 № ИА-24-302-23194(505100), ООО «СЗ «Бизнес Инвест Запад» договор ТП от 18.07.2023 № ИА-23-302-15397(990777) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 40,04 + 13,86 + 0 - 0 = 53,9 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Мазилово, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 11,09 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП Московский фонд реновации жилой застройки договор ТП от 30.11.2022 № ИА-22-302-11528(133367), ООО «СЗ Смайнэкс Вест Гарден» договор ТП от 18.10.2019 № ИА-19-302-468(611517), ООО «СВЭМ» договор ТП от 11.12.2024 № ИА-24-302-23194(505100), ООО «СЗ «Бизнес Инвест Запад» договор ТП от 18.07.2023 № ИА-23-302-15397(990777) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 40,04 + 9,35 + 0 - 0 = 49,39 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ (без учета договоров на ТП от 30.11.2022 № ИА-22-302-11528(133367), от 18.10.2019 № ИА-19-302-468(611517), от 11.12.2024 № ИА-24-302-23194(505100) и от 18.07.2023 № ИА-23-302-15397(990777)) с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Мазилово, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 1,8 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мазилово ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Мазилово расчетный объем ГАО составит 0,87 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее

53,9 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40,5 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2027 год.

ПС 110 кВ Немчиновка.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 66,64 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 91,03 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} -2,4$ °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,162.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 32,41 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,99 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (Московский фонд реновации жилой застройки договор ТП от 16.05.2022 № 22-302-10112(945333) заявленной мощностью 1,65 МВт и от 26.07.2022 № ИА-22-302-10547(114604) заявленной мощностью 1,317 МВт, ОАО «РЖД» договор ТП от 25.10.2021 № ИА-20-303-1485(757339) заявленной мощностью 4,51 МВт, ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «ГЕРМЕССТРОЙ» договор ТП от 29.12.2023 № ИА-23-302-17940(341896) заявленной мощностью 2,1 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Немчиновка с заменой Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 80 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом ТУ для ТП Московский фонд реновации жилой застройки договор ТП от 16.05.2022 № 22-302-10112(945333) и от 26.07.2022 № ИА-22-302-10547(114604), ОАО «РЖД» договор ТП от 25.10.2021 № ИА-20-303-1485(757339), ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «ГЕРМЕССТРОЙ» договор ТП от 29.12.2023 № ИА-23-302-17940(341896) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 66,64 + 8,99 + 0 - 0 = 75,63 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Немчиновка, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 3,31 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП Московский фонд реновации жилой застройки договор ТП от 16.05.2022 № 22-302-10112(945333) и от 26.07.2022 № ИА-22-302-10547(114604), ОАО «РЖД» договор ТП от 25.10.2021 № ИА-20-303-1485(757339), ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «ГЕРМЕССТРОЙ» договор ТП от 29.12.2023 № ИА-23-302-17940(341896) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 66,64 + 5,77 + 0 - 0 = 72,41 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ (без учета договоров ТП от 16.05.2022 № 22-302-10112(945333), от 26.07.2022 № ИА-22-302-10547(114604), от 25.10.2021 № ИА-20-303-1485(757339), от 29.12.2023 № ИА-23-302-17940(341896)) с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Немчиновка, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 98,91 % от $S_{\text{длн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Немчиновка с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×100 МВА).

Для подключения потребителей Московский фонд реновации жилой застройки, ОАО «РЖД» и ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «ГЕРМЕССТРОЙ» согласно договорам на ТП от 16.05.2022 № 22-302-10112(945333), от 26.07.2022 № ИА-22-302-10547(114604), от 25.10.2021 № ИА-20-303-1485(757339), от 29.12.2023 № ИА-23-302-17940(341896) соответственно, необходимо увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Немчиновка с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×80 МВА, что указано в 4.2.

ПС 110 кВ Рижская.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 74,51 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 74,51 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 29,99 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,91 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 74,51 + 8,91 + 0 - 0 = 83,42 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Рижская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1) и составляет 83,42 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Рижская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×80 МВА на 2×125 МВА).

ПС 110 кВ Самарская.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 64,65 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 85,66 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 19,11 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,76 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 64,65 + 6,76 + 0 - 0 = 71,41 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Самарская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1) и составляет 94,62 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Самарская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×80 МВА).

ПС 110 кВ Солнцево.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 44,84 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 92,42 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 15,95 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,13 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии несколькими с ТУ для ТП (ООО «СЗ Земельные активы» договор ТП от 05.07.2021 № ИА-21-302-6260(313169) заявленной мощностью 10,52 МВт, Московский фонд реновации жилой застройки договор ТП от 22.06.2023 № ИА-22-302-11311(131424) заявленной мощностью 6,803 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Солнцево с заменой Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом ТУ для ТП ООО «СЗ Земельные активы» договор ТП от 05.07.2021 № ИА-21-302-6260(313169) и Московский фонд реновации жилой застройки договор ТП от 22.06.2023 № ИА-22-302-11311(131424) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 44,84 + 6,13 + 0 - 0 = 50,97 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Солнцево, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 5,05 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ООО «СЗ Земельные активы» договор ТП от 05.07.2021 № ИА-21-302-6260(313169) и Московский фонд реновации жилой застройки договор ТП от 22.06.2023 № ИА-22-302-11311(131424) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 44,84 + 2,03 + 0 - 0 = 46,87 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ (без учета договоров ТП от 05.07.2021 № ИА-21-302-6260(313169), от 22.06.2023 № ИА-22-302-11311(131424)) с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Солнцево, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 96,6 % от $S_{\text{длн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Солнцево с заменой существующих силовых трансформаторов 2×40,5 МВА на 2×63 МВА).

Для подключения потребителей ООО «СЗ Земельные активы», Московский фонд реновации жилой застройки согласно договорам на ТП от 05.07.2021 № ИА-21-302-6260(313169), от 22.06.2023 № ИА-22-302-11311(131424) соответственно,

необходимо увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Солнцево с заменой существующих силовых трансформаторов 2×40,5 МВА на 2×63 МВА, что указано в 4.2.

ПС 110 кВ Сырово.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 39,4 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 82,22 % (78,80 %) от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ГНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки (в режиме с возможным повышенным износом изоляции) составляет 1,198 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 39,57 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 16,44 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ для ТП ООО УКИФ «Профит» Д.У. ЗПИФ комбинированный «Юста» (договор ТП от 29.12.2021 № ИА-21-302-8936(910148) заявленной мощностью 6,9 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Сырово с заменой Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом ТУ для ТП ООО УКИФ «Профит» Д.У. ЗПИФ комбинированный «Юста» договор ТП от 29.12.2021 № ИА-21-302-8936(910148) согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 39,40 + 16,44 + 0 - 0 = 55,84 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Сырово, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 16,53 % (11,68 %) (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ООО УКИФ «Профит» Д.У. ЗПИФ комбинированный «Юста» договор ТП от 29.12.2021 № ИА-21-302-8936(910148) согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 39,40 + 13,47 + 0 - 0 = 52,87 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ (без учета договора ТП от 29.12.2021 № ИА-21-302-8936(910148)) с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой

длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Сырово, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 10,33 % (5,74 %) (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сырово ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Сырово расчетный объем ГАО составит 4,95 (2,87) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 55,84 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – Т-1 – 2026 год, Т-2 – 2027 год.

ПС 110 кВ Трикотажная.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 32,98 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину 10,12 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,93 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,3 МВА)

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 32,98 + 2,3 + 0 - 0 = 35,28 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Трикотажная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 17,8 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Трикотажная ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Трикотажная расчетный объем ГАО составит 5,33 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 35,28 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Лианозово.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 54,03 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 76,03 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,128.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 49,47 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 18,65 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 54,03 + 18,65 + 0 - 0 = 72,68 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Лианозово, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 2,27 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Лианозово ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Лианозово расчетный объем ГАО составит 1,62 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 72,68 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 80 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×63 МВА на 2×80 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2028 год.

ПС 110 кВ Беляево.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 73,19 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 73,19 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 39,21 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 20,91 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 73,19 + 20,91 + 0 - 0 = 94,1 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Беляево, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 94,1 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Беляево с заменой существующих силовых трансформаторов 2×80 МВА на 2×125 МВА).

ПС 110 кВ Войковская.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 57,89 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 76,7 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 31,84 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 10,45 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 57,89 + 10,45 + 0 - 0 = 68,34 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Войковская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 90,55 % от $S_{\text{дн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Войковская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×80 МВА).

ПС 110 кВ Выхино.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 86,52 МВА, из них нагрузка трансформаторов 110/10/6 Т-1 и Т-2 составит 50,69 МВА, трансформаторов 110/10/10 Т-3 и Т-4 – 35,83 МВА соответственно. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе трансформаторов распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 (Т-2) нагрузка Т-2 (Т-1) не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 67,16 % от $S_{\text{дн}}$ (50,69 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 (Т-4) нагрузка Т-4 (Т-3) не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 45,5 % от $S_{\text{дн}}$ (35,83 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки Т-1, Т-2 (Т-3, Т-4) при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки (в режиме с возможным повышенным износом изоляции) составляет 1,198 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 76,77 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 31,85 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 86,52 + 31,85 + 0 - 0 = 118,37 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания, определенной с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов ПС 110 кВ Выхино, оставшихся в работе после отключения Т-1 (Т-2, Т-3, Т-4) распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 (Т-2) нагрузка Т-2 (Т-1) не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 88,26 % от $S_{\text{дн}}$ (66,61 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 (Т-4) нагрузка Т-4 (Т-3) не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 65,71 % от $S_{\text{дн}}$ (51,75 МВА).

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Выхино с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 110/10/6 кВ 2×63 МВА на 110/10/6 кВ 2×100 МВА).

ПС 110 кВ Гавриково.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 51,66 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 65,6 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 33,94 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 13,37 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 51,66 + 13,37 + 0 - 0 = 65,03 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Гавриково, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 82,58 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Гавриково с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×100 МВА).

ПС 110 кВ Гоголево.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 25,53 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 87,88 % (81,7 %) от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -2,4 °С и при нормальном режиме нагрузки (в режиме с возможным повышенным износом изоляции) составляет 1,162 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств

суммарной максимальной мощностью 7,3 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,36 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 25,53 + 2,36 + 0 - 0 = 27,89 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Гоголево, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 96,01 % (89,25 %) от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Гоголево с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА).

ПС 110 кВ Зубовская.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 93,42 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 93,42 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 17,67 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,27 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 93,42 + 4,27 + 0 - 0 = 97,69 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Зубовская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 97,69 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Зубовская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×80 МВА на 2×125 МВА).

ПС 110 кВ Коровино.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 25,43 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 84,91 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,82 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,29 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 25,43 + 3,29 + 0 - 0 = 28,72 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Коровино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 95,89 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Коровино с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА).

ПС 110 кВ Кузнецово.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 17,77 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 92,71 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,21 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,02 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,67 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 17,77 + 0,67 + 0 - 1,21 = 17,23 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 1,21 МВА не превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Кузнецово, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 89,89 % от $S_{ддн}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Кузнецово с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА).

ПС 220 кВ Левобережная.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 56,03 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 71,15 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,1 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 19,4 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,75 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 56,03 + 5,75 + 0 - 0 = 61,78 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 220 кВ Левобережная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 78,45 % от $S_{ддн}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 220 кВ Левобережная с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×100 МВА).

ПС 110 кВ Марьино.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 24,98 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) не превышает $S_{ддн}$ и составляет 83,41 % (79,94 %) от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -9,5 °С и при

нормальном режиме нагрузки (в режиме с возможным повышенным износом изоляции) составляет 1,198 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 19,11 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,91 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 24,98 + 6,91 + 0 - 0 = 31,89 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Марьино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 6,48 % (2,05 %) (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Марьино ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Марьино расчетный объем ГАО составит 1,94 (0,64) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 31,89 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – Т-1 – 2026 год, Т-2 – 2031 год.

ПС 110 кВ Некрасовка.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 68,24 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 90,42 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 20,33 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 10,6 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 68,24 + 10,6 + 0 - 0 = 78,84 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Некрасовка, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 4,46 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Некрасовка ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Некрасовка расчетный объем ГАО составит 3,37 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 78,84 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 80 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×63 МВА на 2×80 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Полет.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 56,85 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 72,19 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 48,84 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 16,01 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ООО «СЗ «Трансинвестконсалтинг» договор ТП от 27.06.2024 № ИА-24-302-20029(121248) заявленной мощностью 6,99 МВт и договор ТП от 24.09.2024 № ИА-24-302-22069(311571) заявленной мощностью 0,874 МВт, ООО «СЗ ГрандСоюзИнвест» договор ТП от 30.03.2023 № ИА-22-302-13134(542796) заявленной мощностью 3,892 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Полет с заменой Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 80 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом ТУ для ТП ООО «СЗ «Трансинвестконсалтинг» договор ТП от 27.06.2024 № ИА-24-302-20029(121248) и договор ТП от 24.09.2024 № ИА-24-302-22069(311571), ООО «СЗ ГрандСоюзИнвест» договор ТП от 30.03.2023 № ИА-22-302-13134(542796) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 56,85 + 16,01 + 0 - 0 = 72,86 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Полет, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 92,52 % от $S_{\text{длн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Полет с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×100 МВА).

Для подключения потребителей ООО «СЗ «Трансинвестконсалтинг» договор ТП от 27.06.2024 № ИА-24-302-20029(121248) и договор ТП от 24.09.2024 № ИА-24-302-22069(311571), ООО «СЗ ГрандСоюзИнвест» договор ТП от 30.03.2023 № ИА-22-302-13134(542796) необходимо увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Полет с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×80 МВА, что указано в 4.2.

ПС 110 кВ Сетунь.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 57,35 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 75,99 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 22,8 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,92 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 57,35 + 7,92 + 0 - 0 = 65,27 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2)

ПС 110 кВ Сетунь, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 86,48 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Сетунь с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×80 МВА).

ПС 220 кВ Сигма.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка Т-1 и Т-2 за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 42,12 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 57,24 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,168.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,82 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,8 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов Т-1 (Т-2) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 42,12 + 1,8 + 0 - 0 = 43,92 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 220 кВ Сигма, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 59,69 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 220 кВ Сигма с заменой существующих силовых трансформаторов 110/10/10 кВ Т-1, Т-2 2×63 МВА на 2×100 МВА).

ПС 110 кВ Сити.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 57,61 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 73,16 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств

суммарной максимальной мощностью 15,23 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,03 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 57,61 + 5,03 + 0 - 0 = 62,64 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Сити, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 79,54 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Сити с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×100 МВА).

ПС 110 кВ Строгино.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 44,13 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 59,97 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,168.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 47,67 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 16,14 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 44,13 + 16,14 + 0 - 0 = 60,27 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Строгино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 81,91 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Строгино с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×80 МВА).

ПС 110 кВ Стромынка.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 45,55 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 60,35 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,198.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 59,37 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 24,32 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 45,55 + 24,32 + 0 - 0 = 69,87 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Стромынка, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 92,57 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Стромынка с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×100 МВА).

ПС 110 кВ Сумская.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 73,12 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 92,85 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,6 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 41,71 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 23,22 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 73,12 + 23,22 + 0 - 0 = 96,34 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Сумская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 22,34 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сумская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Сумская расчетный объем ГАО составит 17,59 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 96,34 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 100 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×63 МВА на 2×100 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Таганская.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 75,29 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 99,84 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 21,3$ °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,197.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 16,25 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,73 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 75,29 + 4,73 + 0 - 0 = 80,02 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Таганская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 6,11 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Таганская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного

отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Таганская расчетный объем ГАО составит 4,61 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 80,02 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 100 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×63 МВА на 2×100 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Теплый Стан.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 103,52 МВА, из них нагрузка трансформаторов 110/10/6 Т-1 и Т-2 составит 32,24 МВА, трансформаторов 110/10/10 Т-3 и Т-4 – 71,28 МВА соответственно. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе трансформаторов распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 (Т-2) нагрузка Т-2 (Т-1) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 67,28 % от $S_{\text{ддн}}$ (32,24 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 (Т-4) нагрузка Т-4 (Т-3) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 71,28 % от $S_{\text{ддн}}$ (71,28 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки Т-1, Т-2 (Т-3, Т-4) при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки (в режиме с возможным повышенным износом изоляции) составляет 1,198 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 50,47 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 11,75 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 103,52 + 11,75 + 0 - 0 = 115,27 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания, определенной с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов ПС 110 кВ Теплый Стан, оставшихся в работе после отключения Т-1 (Т-2, Т-3, Т-4) распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 (Т-2) нагрузка Т-2 (Т-1) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 79,53 % от $S_{\text{ддн}}$ (38,11 МВА);

– в ПАР отключения Т-3 (Т-4) нагрузка Т-4 (Т-3) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 77,15 % от $S_{\text{ддн}}$ (77,15 МВА).

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Теплый Стан с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 110/10/6 кВ 2×40 МВА на 110/10/6 кВ 2×63 МВА и заменой существующих силовых трансформаторов Т-3, Т-4 110/10/10 кВ 2×80 МВА на 110/10/6 кВ 2×125 МВА).

ПС 110 кВ Фрезер.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 45,06 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 71,88 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +21,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,995.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 35,78 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 16,5 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 45,06 + 16,5 + 0 - 0 = 61,56 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Фрезер, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 98,21 % от $S_{\text{дн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Фрезер с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×80 МВА).

ПС 110 кВ Ходынка.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 50,61 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 68,78 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,168.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 55,95 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 15,16 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 50,61 + 15,16 + 0 - 0 = 65,77 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Ходынка, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 89,38 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Ходынка с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×80 МВА).

ПС 110 кВ Черемушки.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 59,72 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 80,33 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,180.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 24,51 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,71 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 59,72 + 6,71 + 0 - 0 = 66,43 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Черемушки, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 89,36 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Черемушки с заменой существующих силовых трансформаторов 2×63 МВА на 2×80 МВА).

ПС 110 кВ Щапово.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила

21,05 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 67,36 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 23,24 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 9,42 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 21,05 + 9,42 + 0 - 0 = 30,47 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Щапово, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 97,5 % от $S_{ддн}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Щапово с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА).

2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже

Предложения от сетевых организаций на территории г. Москвы по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории г. Москвы, отсутствуют.

2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 11 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 11 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 11 – Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция КВЛ 110 кВ Чоботы – Передельцы I, II цепь с увеличением пропускной способности
2	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция КЛ 110 кВ ТЭЦ-16 – Токомак с увеличением пропускной способности
3	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 220 кВ Лесная с установкой двух Т по 100 МВА каждый напряжением 220/20 кВ с сооружением РУ 20 кВ
4	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 110 кВ Новокунцево с установкой дополнительного трансформатора мощностью 1×40 МВА 110/10 кВ
5	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция КВЛ 110 кВ Кожухово – Чертаново с отпайкой на ПС Царицыно с увеличением пропускной способности КВЛ до величины не менее 698 А
6	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция КЛ 110 кВ Метростроевская – Стромынка № 1, № 2 с увеличением пропускной способности КЛ до величины не менее 629 А (ДДТН) путем замены кабеля
7	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция КВЛ 110 кВ Баскаково – Косино I, II цепь с увеличением пропускной способности КВЛ до величины не менее 679 А при ТНВ -5 °С
8	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция КЛ 110 кВ Чоботы – Солнцево № 1, № 2 с увеличением пропускной способности путем замены кабельного участка
9	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 – Павелецкая № 1 и № 2 и КЛ 220 кВ Кожевническая – Павелецкая № 1 и № 2
10	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 – Котловка № 1 (замена кабельного участка ТЭЦ-20 – М 9) с увеличением пропускной способности
11	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция КВЛ 220 кВ Котловка – Академическая (замена кабельного участка Мт 10 – ПП 201) с увеличением пропускной способности
12	АО «Объединенная энергетическая компания»	Строительство ПС 220/20 кВ Победа установленной мощности 189 МВА и двухцепных заходов КВЛ 220 кВ Лесная – Пахра и КВЛ 220 кВ Образцово – Лесная
13	АО «Объединенная энергетическая компания»	Строительство ПС 220/20 кВ Кинокластер (Чириково) установленной мощности 300 МВА и заходов двухцепной ВЛ 220 кВ Лесная – Встреча или ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная

2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Установка ШР 500 кВ на ПС 500 кВ Очаково и ПС 500 кВ Бескудниково.

В часы минимальных нагрузок с конца апреля и до сентября, а также в период новогодних праздничных дней, характерны режимы работы энергосистемы г. Москвы и Московской области с повышенными уровнями напряжений.

Значительное количество высоковольтных кабельных ЛЭП 220–500 кВ в энергосистеме г. Москвы и Московской области суммарной мощностью более 1150 Мвар является одной из причин повышения напряжения выше наибольшего рабочего в часы минимальных нагрузок.

Другой причиной, оказывающей значительное влияние на уровни напряжений в часы минимальных нагрузок, является ограничение потребления реактивной

мощности генераторами электростанций относительно заводского регулировочного диапазона, в том числе генераторами филиала ПАО «Энел Россия» Конаковская ГРЭС и электростанций ПАО «Мосэнерго». Останов газовых турбин электростанций ПАО «Мосэнерго» с целью сохранения ресурса работы генерирующего оборудования в текущих условиях приведет к невозможности обеспечения напряжения ниже наибольшего рабочего в сети 110–500 кВ энергосистемы г. Москвы и Московской области в ночные часы начиная с конца апреля и до сентября, а также в период новогодних праздничных дней.

Согласно выводам II этапа внестадийной работы по титулу: «Проектно-изыскательские работы по установке СКРМ на ПС 220–500 кВ с учетом перевода участка ВЛ 220–500 кВ в кабельном исполнении на территории г. Москвы и Московской области» (том № 41.П020-г2) на период 2027 года предусматривается установка:

- ШР мощностью 180 Мвар на шинах 500 кВ ПС 500 кВ Очаково;
- линейного ШР мощностью 180 Мвар в КВЛ 500 кВ Белый Раст – Бескудниково на ПС 500 кВ Бескудниково;
- линейного ШР мощностью 180 Мвар в КВЛ 500 кВ Трубино – Бескудниково на ПС 500 кВ Бескудниково.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2027 год.

Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России.

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории г. Москвы приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории г. Москвы

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 110 кВ Черкизово с заменой четырех трансформаторов 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	2×63 МВА	2028	ПАО «Россети Московский регион»
		2×25 МВА	2028	ПАО «Россети Московский регион»

Иные технические решения.

Перечень мероприятий в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556, приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Мероприятия в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
1	Строительство ПС 220 кВ Береговая с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 100 МВА каждый	2×100 МВА	2027	ПАО «Россети Московский регион»
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на ПС 220 кВ Береговая ориентировочной протяженностью 15 км каждый	2×15 км	2027	ПАО «Россети Московский регион»
3	Реконструкция КВЛ 220 кВ Союз – Нововнуково на участке от ПС 220 кВ Нововнуково до ПП-219 ориентировочной протяженностью 2 км с увеличением пропускной способности	2 км	2027	АО «ОЭК»
4	Строительство ПС 220 кВ Сербиновская (Красная) с двумя трансформаторами 220/20/20 кВ мощностью 100 МВА каждый	2×100 МВА	2026	ПАО «Россети Московский регион»
5	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Встреча – Лесная на ПС 220 кВ Сербиновская (Красная) ориентировочной протяженностью 2,9 км каждая	2×2,9 км	2026	ПАО «Россети Московский регион»
6	Строительство заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Руднево и КВЛ 220 кВ Ногинск – Руднево на ПС 500 кВ Каскадная ориентировочной протяженностью 0,73 км каждый	4×0,73 км	2025	ПАО «Россети Московский регион»
7	Строительство ПС 220 кВ Высота (Ильино) с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	2×25 МВА	2027	ПАО «Россети Московский регион»
8	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Котово – Бугры на ПС 220 кВ Высота (Ильино) ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый	2×0,2 км	2027	ПАО «Россети»

2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, приведен в 4.2.

2.4 Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности

2.4.1 Энергосистема г. Москвы и Московской области

Энергосистема г. Москвы и Московской области включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

– город Москва;

– Московская область.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей энергосистемы г. Москвы и Московской области выполнен анализ режимно-балансовой ситуации.

Основные показатели баланса мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 14. С учетом решений протокола совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 29.10.2024 № АН-П51-115пр при формировании потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 15 % от максимального потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области.

Таблица 14 – Баланс мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления	22780	23190	23760	24170	24550	24940
Стратегический резерв мощности в размере 15 % ³⁾	3417	3479	3564	3626	3683	3741
Потребность в мощности	26197	26669	27324	27796	28233	28681
Располагаемая мощность электростанций ¹⁾	15838	16772	16772	16772	16772	16772
Аварийность статистическая	500	500	500	500	500	500
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической ²⁾	15338	16272	16272	16272	16272	16272
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон	8300	8300	8300	8300	8300	8300
Возможность по покрытию потребления с учетом доступной мощности электростанций и пропускной способности электрической сети	23638	24572	24572	24572	24572	24572
Дополнительная потребность в мощности для обеспечения стратегического резерва мощности в размере 15 % от максимального потребления мощности энергосистемы с учетом рисков непрогнозируемого роста потребления и учетом аварийности статистической	2559	2097	2752	3224	3661	4109

Примечания

1 ¹⁾ При определении располагаемой мощности учтены риски не реализации ввода Загорской ГАЭС-2.

2 ²⁾ Под доступной для покрытия максимума потребления мощности электростанций понимается располагаемая мощность электростанций рассматриваемого энергорайона, уменьшенная на величину учитываемой аварийности генерирующего оборудования, которая в расчетах принималась как наибольшая величина аварийно остановленного генерирующего оборудования в

период прохождения соответствующего максимума нагрузки (зимнего или летнего) электроэнергетической системы или ее отдельного энергорайона.

3³⁾ Для обеспечения планов по социально-экономическому развитию Московской агломерации учитывается стратегический резерв мощности 15 %.

Анализ баланса мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности в период 2026–2031 годов потребность в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области составит 4109 МВт в 2031 году.

Прирост потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области с величины 24044 МВт в 2030 году в соответствии с СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы до 24940 МВт в 2031 году с учетом актуализации прогноза потребления не требует дополнительных технических решений в связи с ранее учтенным стратегическим резервом в объеме 15 % от максимального потребления энергорайона.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

строительство Гарантированной генерации и развитие сетевой инфраструктуры в соответствии с поручением Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 27.11.2024 № АН-П51-40340, а также с учетом решений разрабатываемой в настоящее время проектной документации на основании Соглашения о сотрудничестве от 06.05.2024 № НШ-10/05согл между Министерством энергетики Российской Федерации, Правительством Москвы и Правительством Московской области о развитии и повышении надежности Московской энергетической системы:

– реконструкция ПС 500 кВ Михайловская с перезаводом ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Новокаширская в 2025 году;

– строительство заходов КВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино в 2028 году;

– строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие в 2028 году;

– строительство ПС 500 кВ Левша с автотрансформаторами 500/220 кВ в 2029 году;

– строительство заходов ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская на ПС 500 кВ Левша в 2029 году;

– строительство заходов ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ленинская, ВЛ 220 кВ Тула – Ленинская, ВЛ 220 кВ Тула – Приокская на ПС 500 кВ Левша в 2029 году;

– строительство ПС 750 кВ Новое Кедрово с автотрансформаторами 750/500 кВ и 500/220 кВ в 2030 году;

– строительство ВЛ 750 кВ Грибово – Новое Кедрово в 2030 году;

– строительство ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Новое Кедрово в 2030 году;

– строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Встреча, КВЛ 220 кВ Кедрово – Котово, ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на ПС 750 кВ Новое Кедрово в 2030 году;

– реконструкция ПС 220 кВ Бугры с переводом на напряжение 500 кВ со строительством РУ 500 кВ с автотрансформаторами 500/220 кВ в 2030 году;

– строительство ВЛ 500 кВ Новое Кедрово – Бугры в 2030 году;

- строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Бугры – Лесная в 2030 году;
- строительство ПП 500 кВ Панино в 2030 году;
- строительство заходов ВЛ 500 кВ Новокаширская – Пахра на ПП 500 кВ Панино в 2030 году;
- строительство ВЛ 500 кВ Бугры – Панино в 2030 году;
- строительство энергоблока на ТЭЦ-25 установленной мощностью 250 МВт в 2027 году;
- строительство энергоблока на ТЭЦ-26 установленной мощностью 250 МВт в 2028 году;
- строительство энергоблока на Каширской ГРЭС установленной мощностью 450 МВт в 2030 году.

Дополнительно для обеспечения покрытия потребления мощности на период до 2036 года предусматривается строительство двухполюсной ППТ «Нововоронежская АЭС – Москва», включая два преобразовательных комплекса (в районе Нововоронежской АЭС и южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области) в 2032 году.

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы

3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В таблице 15 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории г. Москвы, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 15 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории г. Москвы

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	Комплексная жилая застройка с объектами инфраструктуры	АО СЗ «Рублево-Архангельское»	3,511	113,11	20	2025 с поэтапным набором мощности до 2031 ¹⁾	ТЭС Лыково ПС 220 кВ Герцево
Более 50 МВт							
2	Центры обработки данных	ООО «УК «М-Капитал» Д.У. ЗПИФ комбинированным «Д9»	0,0	99,0	10	2025	ПС 500 кВ Каскадная
3	Земельный участок с нежилым строением (Центр обработки данных)	ООО «Неотон-Трейд»	0,0	99,0	20	2026	ПС 500 кВ Западная
4	Инновационный центр «Сколково»	НО Фонд развития Центра разработки и коммерциализации новых технологий (Фонд Сколково)	9,58	68,51	20	2025	ПС 220 кВ Сколково ПС 220 кВ Союз
5	Комплексная жилая застройка	ООО «А101»	13,05	63,85	20	2025 2026	ПС 220 кВ Битца ПС 110 кВ Грач
6	Завод производства ячеек, модулей, паков и стационарных систем на основе литий-ионных ячеек 4 ГВт·ч в д. Красная Пахра, г. Москва	АО «ОЭЗ «Технополис Москва»	0,0	60,0	20	2025	Новая ПС 220 кВ Красная

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 20 МВт							
7	Комплексная жилая застройка с объектами инфраструктуры	АО «СЗ «ЛСР. Недвижимость-М»	30,7	49,3	20	2025 с поэтапным набором мощности до 2029	ПС 220 кВ Горьковская ПС 220 кВ Цимлянская
8	Инновационный центр «Сколково»	НО Фонд развития Центра разработки и коммерциализации новых технологий (Фонд Сколково)	122,33	47,67	20	2025 2026	ПС 220 кВ Сколково ПС 220 кВ Союз
9	Центр обработки данных	ООО «ИКСЕЛЕРЕЙТ 3»	0,0	46,0	10	2027	ТЭЦ-26
10	Комплексная застройка	ООО «А101»	6,1	42,1	20	2025	ПС 220 кВ Хованская
11	Центр обработки данных	ООО «Гиперскейл Бирюлево»	0,0	40,0	20	2025 2027	ПС 220 кВ Бутово
12	Объекты кинокластера (кинопарк «Москино»)	ГБУК города Москвы «Дом культуры» Культурный центр (Кинопарк Москино)	0,0	40,0	20	2025	Новая ПС 220 кВ Сербиновская
13	Центр обработки данных	ООО «ФСК-ЦОД»	0,0	40,0	10	2025	ТЭЦ-16
14	Центр обработки данных	ООО «МТК-ЭНЕРГО»	0,0	40,0	10	2025	ТЭЦ-21
15	Проектируемая комплексная застройка	ООО «А101»	0,0	40,0	20	2025	ПС 220 кВ Хованская
16	Спортивный комплекс «Олимпийский»	АО «Спортивный комплекс «Олимпийский»	0,0	40,0	20	2025	ПС 220 кВ Абрамово ПС 220 кВ Красносельская ПС 220 кВ Магистральная ПС 220 кВ Мещанская

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
17	Жилые дома с инженерными сетями и благоустройством территории и объектов инфраструктуры с адресным ориентиром ЮВАО, район Кузьминки, мкр. 117, 117а, 118, 118а, 119, в соответствии с разработанной КСИО МКС-КСИО-18-162-К117-ЭС.2 (Том 6.2.)	Московский фонд реновации жилой застройки	0,0	38,4	20	2025 2026	ПС 220 кВ Перерва ПС 220 кВ Цимлянская
18	Головные объекты административно-делового центра в п. Коммунарка (I очередь)	Департамент развития новых территорий г. Москвы	1,61	38,39	20	2025	ПС 220 кВ Бутово
19	Центр обработки данных	ООО УК «А класс капитал «Д.У. Комбинированным ЗПИФ «ПНК Девелопмент»	0,0	36,0	10	2025	ПС 500 кВ Бескудниково
20	Многофункциональный жилой комплекс	ООО «СЗ Стройкапитал»	0,0	35,7	20	2027 с поэтапным набором мощности до 2031	ПС 500 кВ Очаково
21	Тяговая подстанция Кусково	ОАО «РЖД»	0,0	35,23	10	2025	ПС 110 кВ Выхино ПС 110 кВ Фрезер

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
22	ТПС 20 кВ Митьково, «Организация пригородно-городского пассажирского железнодорожного движения на участке Крюково-Раменское (МЦД-3)». Этап 5.2 Строительство тяговой подстанции Митьково	ОАО «РЖД»	0,0	34,0	20	2025	ПС 220 кВ Красносельская
23	Тяговая подстанция Комсомольская (Москва – Каланчевская, новая), строящаяся по титулу «Строительство дополнительных V и VI путей на участке Москва – Алабушево под специализированное пассажирское сообщение» Этап 15. Усиление тягового и нетягового электроснабжения. Этап 15.1. Строительство тяговой подстанции Комсомольская (Каланчевская)	ОАО «РЖД»	0,0	33,9	20	2025	ПС 220 кВ Красносельская
24	Объект технологических парков	АО «ОЭЗ «Технополис Москва»	0,0	32,3	10	2025	ПС 220 кВ Сигма
25	Центр обработки данных	ООО «ИКСЕЛЕРЕЙТ 3»	16,0	32,0	10	2025	ТЭЦ-26
26	Центр обработки данных	ООО «ИнвестСтрой-Групп»	17,0	32,0	20	2026 2027	ПС 500 кВ Чагино

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
27	Тяговая ПС 20 кВ Молжаниново	ОАО «РЖД»	0,0	31,0	20	2025	ПС 220 кВ Молжаниновка
28	Тяговая подстанция Лихоборы (НАТИ) («Строительство дополнительных V и VI путей на участке Москва – Алабушево под специализированное пассажирское сообщение»)	ОАО «РЖД»	0,0	31,0	20	2025	ПС 220 кВ Мещанская
29	Объекты коммерческого назначения и торговли	ООО «СЗ «САМОЛЕТ-МАРЬИНО 1»	0,0	30,0	20	2025 2026	Новая ПС 220 кВ Береговая ПС 220 кВ Хованская
30	Комплекс объектов электросетевого хозяйства	ООО «Специализированный застройщик «Самолет-Молжаниново»	0,0	29,5	10	2025 с поэтапным набором мощности до 2029	ПС 220 кВ Молжаниновка
31	Административно-торговый комплекс: корпус А, корпус Б, ЦТП-1, корпус В (5 секций), корпус Г (Д), ЦТП-2	ООО «БАРУС»	16,9	28,6	20	2025	ПС 220 кВ Пресня ПС 110 кВ МГУ ПС 110 кВ Сити
32	Центр обработки данных	АО «Гознак»	0,0	27,0	10	2026 2028	ПС 110 кВ Беляево ПС 110 кВ Сумская
33	Тяговая ПС 10 кВ Солнечная	ОАО «РЖД»	0,0	25,59	10	2025	ПС 220 кВ Говорово
34	Тяговая ПС 20 кВ Гражданская	ОАО «РЖД»	0,0	25,0	10	2026	ПС 220 кВ Белорусская ПС 220 кВ Новобратцево

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
35	Многофункциональный жилой комплекс ЖК «Баланс»	АО «БАЛАНС-СПЕЦЗАСТРОЙЩИК»	0,0	24,85	10	2025	ПС 110 кВ Выхино ПС 110 кВ Карачарово ПС 110 кВ Чухлинка
36	Жилые дома с инженерными сетями и благоустройством территории и объекты инфраструктуры с адресным ориентиром г. Москва, ЮЗАО, район Зюзино кв. 40, 41, 42, в соответствии с разработанной КСИО МКС-КСИО-18-162-340-ЭС.1 (Том 6.1.)	Московский фонд реновации жилой застройки	0,0	24,02	10	2025 с поэтапным набором мощности до 2030	ПС 220 кВ Академическая ПС 110 кВ Сумская
37	Центр обработки данных	ООО «ИКСЕЛЕРЕЙТ 3»	0,0	24,0	10	2025	ТЭЦ-26
38	Жилые дома с инженерными сетями и благоустройством территории и объекты инфраструктуры с адресным ориентиром г. Москва, ЮЗАО, район Зюзино кв. 40, 41, 42, в соответствии с разработанной КСИО МКС-КСИО-18-162-340-ЭС.1 (Том 6.1.)	Московский фонд реновации жилой застройки	0,0	23,9	10	2025	ПС 220 кВ Академическая ПС 110 кВ Сумская

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
39	Жилые дома с инженерными сетями и благоустройством территории и объекты инфраструктуры с адресным ориентиром САО, район Головинский мкр. 13,14,20,123,123а, в соответствии с разработанной КСИО ИМ-18-7064-ЭС.2 (Том 6.2.)	Московский фонд реновации жилой застройки	0,0	22,58	20	2025 с поэтапным набором мощности до 2031	ПС 220 кВ Марфино ПС 220 кВ Яшино
40	2 этапа реализации подэтапов 2.2, 2.3, 2.4 и 2.5 строительства жилых домов и объектов общественного назначения на территории: ЮЗАО, район Черемушки кв. 20-21, 22-23 (в соответствии с утвержденной КСИО МКС-КСИО-18-162-Ч20-ЭС.1 (Том 6.1.))	Московский фонд реновации жилой застройки	0,0	22,09	10	2025 с поэтапным набором мощности до 2030	ПС 220 кВ Академическая ПС 110 кВ Зюзино ПС 110 кВ Семеновская
41	Административно-деловой комплекс	АО «Ретос Инвест»	0,0	22,0	20	2028	ПС 220 кВ Ваганьковская ПС 110 кВ Динамо

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
42	Комплекс объектов на земельном участке	Федеральное государственное бюджетное учреждение «Национальный исследовательский центр «Курчатовский институт»	0,0	22,0	10	2025	ПС 220 кВ Сигма
43	Жилые дома с инженерными сетями и благоустройством территории и объектов инфраструктуры с адресным ориентиром ЮВАО, район Кузьминки, мкр. 115, 116, 121, в соответствии с разработанной КСИО МКС-КСИО-18-162-К115-ЭС.1 (Том 6.1.)	Московский фонд реновации жилой застройки	0,0	21,74	10	2025	ПС 110 кВ Выхино ПС 110 кВ Карачарово ПС 110 кВ Чухлинка
44	Жилые дома с инженерными сетями и благоустройством территории и объектов инфраструктуры с адресным ориентиром ВАО, район Гольяново мкр. 3, 4, 5, в соответствии с разработанной МКС-КСИО-18-163-Г3-ЭС.1 (Том 6.1)	Московский фонд реновации жилой застройки	0,0	21,4	10	2025	ПС 220 кВ Гольяново ПС 110 кВ Стромьинка
45	Тяговая ПС 220 кВ Сахарово (Мачихино)	ОАО «РЖД»	0,0	20,43	220	2025	ПС 220 кВ Заводская ПС 220 кВ Бугры

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
46	Торгово-офисно-гостиничный комплекс	ООО «Компания КЕБЪ»	19,85	20,15	10	2025	ПС 110 кВ Теплый Стан
47	Центр обработки данных	ООО «Дата Центр М100»	0,0	20,0	10	2025	ТЭЦ-21
48	Индустриальный парк «Руднево 8»	АО «ОЭЗ «Технополис Москва»	0,0	20,0	10	2025	ПС 500 кВ Каскадная ПС 220 кВ Руднево
49	Завод по производству микроэлектроники	ООО «НМ-ТЕХ»	0,0	20,0	10	2025	ПС 220 кВ Сигма
50	Центр обработки данных	ООО «Бирпарк»	0,0	20,0	10	2026	ТЭЦ-26
51	Земельный участок с нежилым строением	ФГУП «ТТЦ «Останкино»	0,0	20,0	10	2025	ПС 220 кВ Владыкино
52	Многофункциональный комплекс с жилой и бизнес-инфраструктурой «Северный речной порт»	ООО «Специализированный застройщик «МД Проект»	0,0	20,0	20	2027 2028	ПС 220 кВ Новобратцево
53	инновационный центр «Технопарк «Алкон Север» (Центр обработки данных)	ООО «ЦОД Меркурий»	0,0	20,0	10	2026	ТЭЦ-16

Примечание – ¹⁾ Реализация инвестиционного проекта в полном объеме планируется за рамками рассматриваемого прогнозного периода.

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по г. Москве за период 2026–2031 годов представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по г. Москве

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
<i>Энергосистема г. Москвы и Московской области</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	125074	127929	129338	132225	135663	137587	139147
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	2855	1409	2887	3438	1924	1560
Годовой темп прироста, %	–	2,28	1,10	2,23	2,60	1,42	1,13
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	122470	125325	126734	129504	131709	133633	135193
Годовой темп прироста, %	–	2,33	1,12	2,19	1,70	1,46	1,17
<i>г. Москва</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	58910	60442	60906	62439	63855	65079	66004
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1532	464	1533	1416	1224	925
Годовой темп прироста, %	–	2,60	0,77	2,52	2,27	1,92	1,42
Доля потребления электрической энергии г. Москвы в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	47,1	47,2	47,1	47,2	47,1	47,3	47,4

Потребление электрической энергии по энергосистеме г. Москвы и Московской области прогнозируется на уровне 139147 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,55 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области прогнозируется в 2029 году и составит 3438 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 2,60 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2027 году и составит 1409 млн кВт·ч или 1,10 %.

Потребление электрической энергии по территории г. Москвы прогнозируется на уровне 66004 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,66 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории г. Москвы прогнозируется в 2028 году и составит 1533 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 2,52 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2027 году и составит 464 млн кВт·ч или 0,77 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории г. Москвы учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 15.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста по территории г. Москвы представлены на рисунке 5.

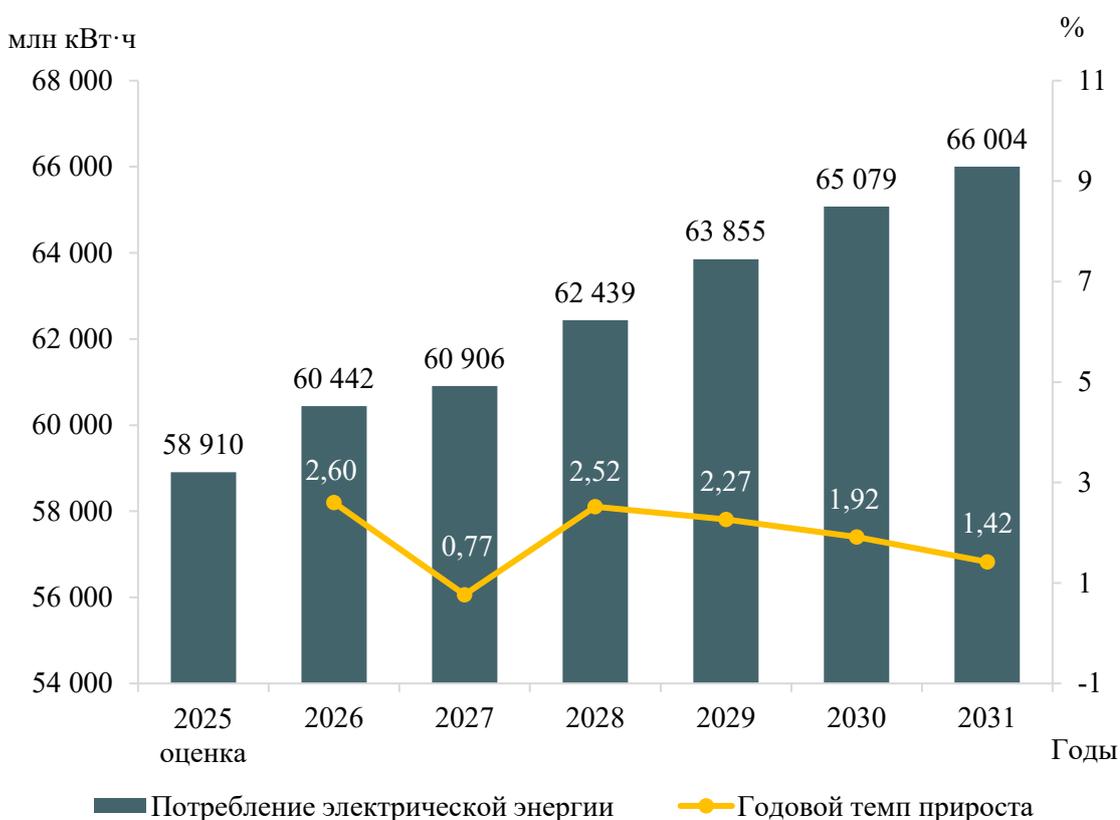


Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии по территории г. Москвы и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии г. Москвы обусловлена следующими основными факторами:

- вводом новых промышленных потребителей;
- увеличением потребления населением и приравненных к нему потребителей, связанное с ростом объемов жилищного строительства и строительством объектов социально-бытового назначения;
- ростом потребления в сфере услуг;
- развитием транспортной системы города.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области в целом, в том числе по г. Москве, на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по г. Москве

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
<i>Энергосистема г. Москвы и Московской области</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	21000	21430	21820	22360	22740	23100	23470
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	430	390	540	380	360	370
Годовой темп прироста, %	–	2,05	1,82	2,47	1,70	1,58	1,60
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), ч/год	5832	5848	5808	5792	5792	5785	5760
<i>г. Москва</i>							
Потребление мощности г. Москвы на час максимума энергосистемы г. Москвы и Московской области, МВт	10290	10580	10770	11130	11390	11680	11950
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	290	190	360	260	290	270
Годовой темп прироста, %	–	2,82	1,80	3,34	2,34	2,55	2,31
Доля потребления мощности г. Москвы в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	49,0	49,40	49,4	49,8	50,1	50,6	50,9
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5725	5713	5655	5610	5606	5572	5523

Максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области к 2031 году прогнозируется на уровне 23470 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,40 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2028 году и составит 540 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 2,47 %, что обусловлено планируемым вводом объектов сферы услуг и жилищных комплексов, наименьший годовой прирост ожидается в 2030 году и составит 360 МВт или 1,58 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы на перспективу останется разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 5760 ч/год.

Потребление мощности г. Москвы к 2031 году прогнозируется на уровне 11950 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,92 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2028 году и составит 360 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 3,34 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2027 году в размере 190 МВт или 1,80 %.

Годовой режим потребления электрической энергии г. Москвы на перспективу в целом останется таким же разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования потребления мощности прогнозируется в 2031 году на уровне 5523 ч/год против 5713 ч/год в 2026 году.

Годовой режим потребления электрической энергии г. Москвы более разуплотненный, чем годовой режим энергосистемы г. Москвы и Московской области в целом.

Динамика изменения потребления мощности г. Москвы и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.



Рисунок 6 – Прогноз потребления мощности г. Москвы и годовые темпы прироста

3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, в период 2026–2031 годов предусматриваются в объеме 500 МВт на ТЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	–	–	250	250	–	–	–	500
ТЭС	–	–	250	250	–	–	–	500

В рассматриваемый перспективный период предусматривается ввод в эксплуатацию новых крупных энергоблоков (единичной мощностью более 200 МВт) на ТЭЦ-25 Мосэнерго и ТЭЦ-26 Мосэнерго, установленной мощностью 250 МВт каждый.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, в период 2026–2031 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 45 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, в 2031 году составит 11178,5 МВт. К 2031 году структура генерирующих мощностей энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, представлена в таблице 19. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, представлена на рисунке 7.

Таблица 19 – Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	10633,5	10640,5	10928,5	11178,5	11178,5	11178,5	11178,5
ГЭС	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
ТЭС	10597,4	10604,4	10892,4	11142,4	11142,4	11142,4	11142,4

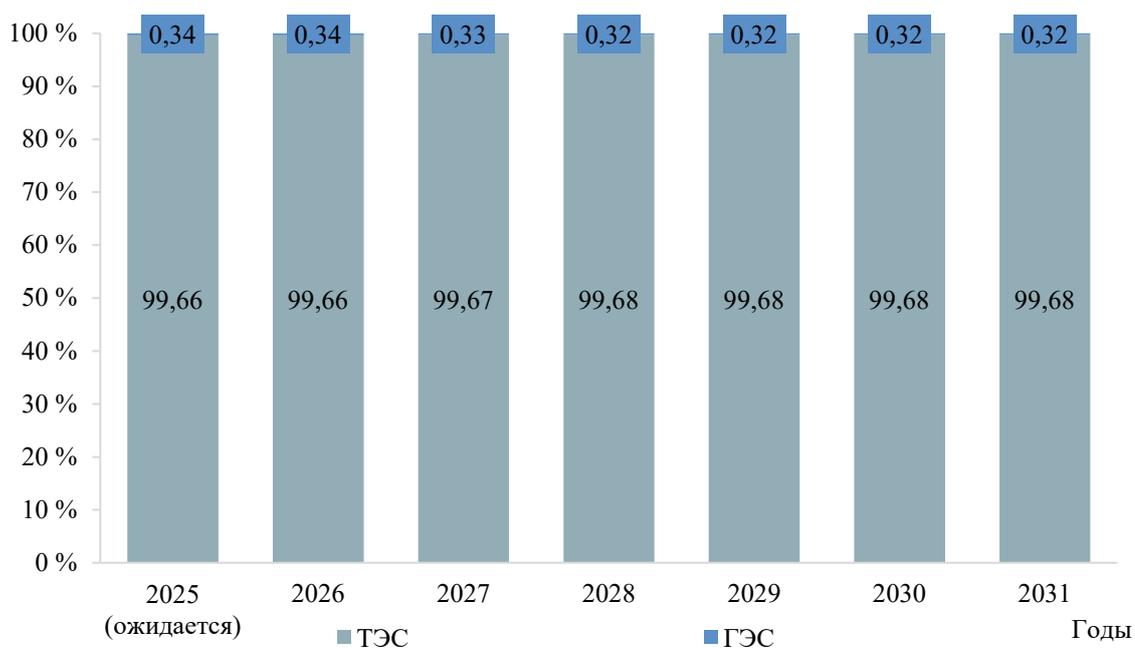


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы

Перечень действующих электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы

4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории г. Москвы не требуются.

4.2 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории г. Москвы

В таблице 20 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории г. Москвы.

Таблица 20 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории г. Москвы

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
1	Строительство ПС 220 кВ Береговая с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×100	–	–	–	–	200	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556.	ООО «СЗ «Самолет-Марьино 1»	–	30,0
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на ПС 220 кВ Береговая ориентировочной протяженностью 15 км каждый		220	км	–	–	2×15	–	–	–	–	30	2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ «Самолет-Марьино 1», ООО «СЗ «Марьино»	ООО «СЗ «Марьино»	–	5,714
3	Строительство ПС 220 кВ Сербиновская (Красная) с двумя трансформаторами 220/20/20 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556.	АО «ОЭЗ «Технополис Москва»	–	40,0 20,0
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Встреча – Лесная на ПС 220 кВ Сербиновская (Красная) ориентировочной протяженностью 2,9 км каждый		220	км	–	2×2,9	–	–	–	–	–	5,8	2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Технополис Москва», ГБУ культуры города Москвы «Дом культуры» Культурный центр», ГУП г. Москвы «М.Прогресс»	ГБУ культуры города Москвы «Дом культуры» Культурный центр	–	40,0 5,0 2,0 1,0
5	Строительство ПС 220 кВ Мельниково (Молжаниновка-тяговая) с установкой двух трансформаторов 220/20 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	31,0
6	Строительство двух КЛ 220 кВ от ПС 220 кВ Молжаниновка до ПС 220 кВ Мельниково (Молжаниновка-тяговая) ориентировочной протяженностью 0,13 км каждая	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	2×0,13	–	–	–	–	–	–	0,26				
7	Строительство ПС 220 кВ Саларьево с установкой двух трансформаторов 220/20 кВ мощностью 100 МВА каждый	АО «ОЭЖ»	220	МВА	2×100	–	–	–	–	–	–	200	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Специализированный застройщик «ЛСР. Недвижимость-М», ОАО «РЖД»	АО «СЗ «ЛСР. Недвижимость-М»	–	16,99
8	Строительство КЛ 220 кВ Никулино – Хованская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 17,4 км каждая		220	км	2×17,375	–	–	–	–	–	–	34,75				
9	Строительство кабельных заходов КЛ 220 кВ Никулино – Хованская № 1, № 2 на ПС 220 кВ Саларьево ориентировочной протяженностью 5,38 км каждый		220	км	4×5,38	–	–	–	–	–	–	21,52				
10	Строительство ПС 220 кВ Сахарово с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	20,428

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031					
11	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Заводская – Бугры на ПС 220 кВ Сахарово ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×0,2	–	–	–	–	–	–	–	0,4				
12	Строительство ПС 220 кВ Рязановская с установкой двух трансформаторов 220/20 кВ	АО «ОЭК»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СЗ ФСК Юг»	ООО «СЗ ФСК Юг»	–	19,275 13,087
13	Строительство КЛ 220 кВ Битца – Рязановская № 1, № 2	АО «ОЭК»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х				
14	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Руднево – ТЭЦ-23 на ГТЭС Городецкая ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–	–	0,2	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Росмикс»	ООО «Росмикс»	–	226,9
15	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Руднево – Восточная на ГТЭС Городецкая ориентировочной протяженностью 0,32 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	2×0,32	–	–	–	–	–	–	–	0,64				
16	Строительство заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Руднево и КВЛ 220 кВ Ногинск – Руднево на ПС 500 кВ Каскадная ориентировочной протяженностью 0,73 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	4×0,73	–	–	–	–	–	–	–	2,92	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «УК «М-Капитал» Д.У. ЗПИФ комбинированным «Д9»	ООО «УК «М-Капитал» Д.У. ЗПИФ комбинированным «Д9»	–	49,5 49,5
17	Реконструкция КЛ 220 кВ Бутырки – Центральная ориентировочной протяженностью 7,62 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	7,62	–	–	–	–	–	–	–	7,62				
														ООО «СЗ «МД Проект»	–	20,0	
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	5,725	
														АНО «Развитие городских технологий»	2,3	8,855	
														АО «ИНТУС»	–	1,0	
														ООО «СЗ «БСК-Строй»	–	2,329	
														ОАО «РЖД»	–	25,0	
18	Реконструкция ПС 110 кВ Зюзино с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Специализированный Застройщик «Гартея», АО «Инвест Ресурсы»	ООО «Специализированный Застройщик «Гартея»	–	4,98
															АО «Инвест Ресурсы»	–	10,0

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031					
19	Реконструкция ПС 110 кВ Красные Горки с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Мосинжпроект»	АО «Мосинжпроект»	–	3,9
20	Реконструкция ПС 110 кВ Лебедево с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 4. Обеспечение технологического присоединения потребителей Московский фонд защиты прав граждан – участников долевого строительства, ООО «Леруа Мерлен Восток», ООО «СИНИКОН», ООО «Вайлдберриз», ООО «Март», ЖСК «Протон», ООО «Юникен»	Московский фонд защиты прав граждан – участников долевого строительства	4,81	2,28
															ООО «Леруа Мерлен Восток»	–	1,1
															ООО «СИНИКОН»	–	1,86
															ООО «Вайлдберриз»	–	2,0
															ООО «Март»	–	1,0
															ЖСК «Протон»	–	0,911
															ООО «Юникен»	–	4,0
21	Реконструкция ПС 110 кВ Леоново с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 и Т-2 110/35/10 мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «90 экспериментальный завод»	АО «90 экспериментальный завод»	–	3,3

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
22	Реконструкция ПС 110 кВ Мазилово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	-	-	-	-	-	-	126	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей Московский фонд реновации жилой застройки, ООО «СЗ Смайнкс Вест Гарден», ООО «СВЭМ», ООО «СЗ «Бизнес Инвест Запад»	Московский фонд реновации жилой застройки	-	14,34
														ООО «СЗ Смайнкс Вест Гарден»	9,159	2,698
														ООО «СВЭМ»	-	1,5
														ООО «СЗ «Бизнес Инвест Запад»	-	6,3
23	Реконструкция ПС 110 кВ Немчиновка с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «Мособл-энерго» ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×80	-	-	-	-	-	-	160	Обеспечение технологического присоединения потребителей Московский фонд реновации жилой застройки, ООО «СЗ «Гермесстрой», ОАО «РЖД»	Московский фонд реновации жилой застройки	-	1,651
														Московский фонд реновации жилой застройки	-	1,317
														ООО «СЗ «Гермесстрой»	-	2,1
														ОАО «РЖД»	-	4,51
24	Реконструкция ПС 110 кВ Солнцево с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	-	-	-	-	-	-	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Специализированный застройщик Земельные активы», Московский фонд реновации жилой застройки	ООО «Специализированный застройщик Земельные активы»	4,4	6,12
														Московский фонд реновации жилой застройки	-	6,803
25	Реконструкция ПС 110 кВ Сырово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	-	-	-	-	-	-	126	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО УКИФ «Профит» Д.У. ЗПИФ комбинированный «Юста»	ООО УКИФ «Профит» Д.У. ЗПИФ комбинированный «Юста»	-	6,9
26	Реконструкция ПС 110 кВ Полет с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×80	-	-	-	-	-	-	160	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СЗ «Трансинвестконсалтинг», ООО «ГрандСоюзИнвест»	ООО «СЗ «Трансинвестконсалтинг»	-	6,99 0,874
														ООО «ГрандСоюзИнвест»	-	3,892

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
27	Реконструкция КВЛ 110 кВ Баскаково – Косино II цепь ориентировочной протяженностью 2,3 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2,3	–	–	–	–	–	–	2,3	Обеспечение технологического присоединения потребителя Московский фонд реновации жилой застройки	Московский фонд реновации жилой застройки	–	21,737
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	13,308
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	6,769
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	11,707
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	14,725
28	Реконструкция КВЛ 110 кВ Косино – Выхино II цепь ориентировочной протяженностью 2,23 км с увеличением пропускной способности воздушного участка	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2,23	–	–	–	–	–	–	2,23	Обеспечение технологического присоединения потребителя Московский фонд реновации жилой застройки	Московский фонд реновации жилой застройки	–	21,737
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	13,308
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	6,769
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	11,707
29	Реконструкция КЛ 110 кВ Метростроевская – Стромьнка № 1 с заменой кабеля ориентировочной протяженностью 0,85 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	0,85	–	–	–	–	–	–	0,85	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «С3 Глобал Групп», АО «Москапстрой», ООО «С3 «Лайф Богородское», ООО «С3 «Три Эс Констракшн», ФГБУ «НИИ урологии» Минздрава России, ООО «Территория Спартак»	ООО «С3 Глобал Групп»	–	7,99
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	5,92
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	8,329
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	11,806
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	21,361
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	3,124
														АО «Москапстрой»	5,772	3,164
														ООО «С3 «Лайф Богородское»	–	10,712
														ООО «С3 «Три Эс Констракшн»	–	2,822
														ФГБУ «НИИ урологии» Минздрава России	–	0,801
ООО «Территория Спартак»	–	6,887														

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
30	Реконструкция КЛ 110 кВ Метростроевская – Стромынка № 2 с заменой кабеля ориентировочной протяженностью 0,85 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	0,85	–	–	–	–	–	–	0,85	Обеспечение технологического присоединения потребителей Московский фонд реновации жилой застройки, АО «Москапстрой», ООО «СЗ «Три Эс Констракшн», ФГБУ «НИИ урологии» Минздрава России	Московский фонд реновации жилой застройки	–	3,124
														АО «Москапстрой»	5,772	3,164
														ООО «СЗ «Три Эс Констракшн»	–	2,822
														ФГБУ «НИИ урологии» Минздрава России	–	0,801
31	Реконструкция с перезаводом КВЛ 110 кВ Хлебниково – Лианозово I, II цепь с ПС 220 кВ Хлебниково на ПС 500 кВ Бескудниково с присоединением к двум резервным ячейкам КРУЭ 110 кВ ПС 500 кВ Бескудниково с образованием новых КВЛ 110 кВ Бескудниково – Лианозово I, II цепь ориентировочной протяженностью 1,89 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×1,89	–	–	–	–	–	–	3,78	Обеспечение технологического присоединения потребителей Московский фонд реновации жилой застройки, ООО «СЗ «ЛСР. РАЗВИТИЕ», АО «СЗ «МСК Илимская-1», ООО «СЗ «Перспективные решения», ООО «СЗ «БСК-Строй»	Московский фонд реновации жилой застройки	–	5,382
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	13,631
														Московский фонд реновации жилой застройки	–	2,912
														ООО «СЗ «ЛСР. РАЗВИТИЕ»	–	4,989
														АО «СЗ «МСК Илимская-1»	2,359	4,144
														ООО «СЗ «Перспективные решения»	3,945	4,741
														ООО «СЗ «БСК-Строй»	–	2,329
32	Реконструкция КВЛ 110 кВ Чоботы – Передельцы I, II цепь ориентировочной протяженностью 6,995 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×6,995	–	–	–	–	–	–	13,99	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Агрокомбинат «Московский», ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов» (РУДН), ООО СЗ «Град Плаза», физ. лица	АО «Агрокомбинат «Московский»	–	7,2
														ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов» (РУДН)	–	10,0
														ООО СЗ «Град Плаза»	–	8,0
														Физ. лицо	–	1,5
33	Реконструкция КВЛ 110 кВ Чоботы – Солнцево № 2 ориентировочной протяженностью 5,5 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	5,5	–	–	–	–	–	–	5,5	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СВЭМ», АО «Пегас»	ООО «СВЭМ»	–	1,5
														АО «Пегас»	–	12,0

4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 500 кВ Очаково с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	1×180	–	–	–	–	180	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
2	Реконструкция ПС 500 кВ Бескудниково с установкой двух линейных ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый в КВЛ 500 кВ Белый Раст – Бескудниково и КВЛ 500 кВ Трубино – Бескудниково	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	2×180	–	–	–	–	360	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
3	Строительство ВЛ 500 кВ Новое Кедрово – Бугры ориентировочной протяженностью 75 км ¹⁾	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	75	–	75	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
4	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Бугры – Лесная ориентировочной протяженностью 40 км ¹⁾	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	2×40	–	80	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	Строительство ПС 220 кВ Береговая с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×100	–	–	–	–	200	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ «Самолет-Марьино 1», ООО «СЗ «Марьино»
6	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на ПС 220 кВ Береговая ориентировочной протяженностью 15 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×15	–	–	–	–	30	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ «Самолет-Марьино 1», ООО «СЗ «Марьино»
7	Реконструкция КВЛ 220 кВ Союз – Нововнуково на участке от ПС 220 кВ Нововнуково до ПП-219 ориентировочной протяженностью 2 км с увеличением пропускной способности	АО «ОЭК»	220	км	–	–	2	–	–	–	–	2	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
8	Строительство ПС 220 кВ Сербиновская (Красная) с двумя трансформаторами 220/20/20 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Технополис Москва», ГБУ культуры города Москвы «Дом культуры» Культурный центр», ГУП г. Москвы «М.Прогресс»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
9	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Встреча – Лесная на ПС 220 кВ Сербиновская (Красная) ориентировочной протяженностью 2,9 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	2×2,9	–	–	–	–	–	–	5,8	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «ОЭЗ «Технополис Москва», ГБУ культуры города Москвы «Дом культуры» Культурный центр», ГУП г. Москвы «М.Прогресс»
10	Строительство заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Руднево и КВЛ 220 кВ Ногинск – Руднево на ПС 500 кВ Каскадная ориентировочной протяженностью 0,73 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	4×0,73	–	–	–	–	–	–	–	2,92	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «УК «М-Капитал» Д.У. ЗПИФ комбинированным «Д9»
11	Строительство ПС 220 кВ Высота (Ильино) с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×25	–	–	–	–	–	50	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
12	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Котово – Бугры на ПС 220 кВ Высота (Ильино), ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×0,2	–	–	–	–	–	0,4	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
13	Реконструкция ПС 110 кВ Черкизово с заменой четырех трансформаторов 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	–	126	Реновация основных фондов
			110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Реновация основных фондов

Примечание – ¹⁾ Мероприятие реализуется на территории Московской области и города Москвы.

4.4 Мероприятия в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
1	Реконструкция ПС 220 кВ Владыкино с заменой трансформаторов Т-1 220/10/10 кВ и Т-2 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	–	200	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
2	Реконструкция ПС 110 кВ Лебедево с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 4. Обеспечение технологического присоединения потребителей Московский фонд защиты прав граждан – участников долевого строительства, ООО «Леруа Мерлен Восток», ООО «СИННИОН», ООО «Вайлдберриз», ООО «Март», ЖСК «Протон», ООО «Юникен»
3	Реконструкция ПС 110 кВ Десна с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
4	Реконструкция ПС 110 кВ Красные Горки с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Мосинжпроект»
5	Реконструкция ПС 110 кВ Мазилово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	–	126	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей Московский фонд реновации жилой застройки, ООО «СЗ Смайнэкс Вест Гарден», ООО «СВЭМ», ООО «СЗ «Бизнес Инвест Запад»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
6	Реконструкция ПС 110 кВ Сырово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×63	1×63	–	–	–	–	–	126	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО УКИФ «Профит» Д.У. ЗПИФ комбинированный «Юста»
7	Реконструкция ПС 110 кВ Трикотажная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
8	Реконструкция ПС 110 кВ Лианозово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	2×80	–	–	–	–	160	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
9	Реконструкция ПС 110 кВ Марьино с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	1×40	80	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
10	Реконструкция ПС 110 кВ Некрасовка с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×80	–	–	–	–	–	–	160	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
11	Реконструкция ПС 110 кВ Сумская с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	–	200	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
12	Реконструкция ПС 110 кВ Таганская с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	–	200	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

В рамках разработки мероприятий для исключения рисков ввода ГАО выполнение технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети не требуется.

6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети г. Москвы, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) утвержденных приказом Минэнерго России от 25.10.2024 № 7@ инвестиционной программы ПАО «Россети» на 2024–2029 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2024–2029 годы. Материалы размещены 05.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) утвержденных приказом Минэнерго России от 28.11.2024 № 24@ инвестиционной программы ПАО «Россети Московский регион» на 2024–2029 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Московский регион», утвержденную приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 30@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 22.12.2023 № 31@;

4) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Московский регион» на 2024–2029 годы. Материалы размещены 16.05.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

5) данных, предоставленных ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [3];

6) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [4]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных:

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемых изменений цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Капитальные вложения представлены в прогнозных ценах соответствующих лет с учетом НДС (20 %).

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети г. Москвы по годам представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети г. Москвы (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	1848,31	4660,74	11144,45	10033,37	3914,28	3036,18	3206,89	37844,22

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети (далее – оценка тарифных последствий) выполнена на основании:

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [5];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Москвы при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

- сравнения на прогнозный период НВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО при существующих механизмах тарифного регулирования;
- сравнения на прогнозный период необходимого среднего единого (котлового) тарифа и среднего единого (котлового) тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [6] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2025 год на территории г. Москвы осуществляют свою деятельность 17 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Московский регион» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 59 % в суммарной НВВ сетевых организаций г. Москвы) и АО «ОЭЖ» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 37 % в суммарной НВВ сетевых организаций г. Москвы).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъекта Российской Федерации и ТСО, на объектах которых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО г. Москвы на прогнозный период включает в себя:

- НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие

составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Россети»;
- НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2024 год в соответствии с:

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [7].

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2024 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств,

¹ Приказы Департамента экономической политики и развития города Москвы от 29.11.2024 № ДПР-ТР-207/24 и № ДПР-ТР-208/24.

включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 25 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

- собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);
- заемные средства;
- государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 6 лет.

Средняя процентная ставка по заемным средствам на прогнозный период принята в размере:

– 15 % годовых на 2026 год, 10,5 % годовых на 2027 и 2028 годы. Ставки определены с учетом прогноза Банка России от 25.07.2025 величины среднегодовой ключевой ставки;

– с 2029 года средняя процентная ставка принята в размере 10 % годовых с учетом значений среднегодовой ключевой ставки в зависимости от целевых значений инфляции.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 30 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/ЕБИТДА не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 лет	6 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год Приказом Департамента экономической политики и развития города Москвы от 29.11.2024 № ДПР-ТР-209/24 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям города Москвы на 2025–2029 годы» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО г. Москвы, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2024 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2024 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2024 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей г. Москвы, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей г. Москвы, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в г. Москве, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 год в части экономически обоснованных единых (котловых)

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России⁴ не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки документа) инвестиционной программы.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	–	–	–	–	–	–
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	2,5 %	0,6 %	2,4 %	2,1 %	1,8 %	1,2 %

7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства

При оценке тарифных последствий учитываются следующие объемы капитальных вложений на прогнозный период:

– объемы капитальных вложений в реализацию мероприятий утвержденных инвестиционных программ основных ТСО, источниками финансирования которых являются собственные средства от оказания услуг по передаче электрической энергии и привлеченные средства;

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и

⁴ Приказ ФАС России от 23.10.2024 № 757/24.

программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России. В случае отличия объемов капитальных вложений по годам в актуальном проекте инвестиционной программы основных ТСО от данных в утвержденной инвестиционной программе, такие отличия учитываются при оценке тарифных последствий.

За горизонтом периода, на который утверждены инвестиционные программы основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта инвестиционной программы, при наличии предложений ТСО на последующие годы).

В оценке тарифных последствий не учитываются мероприятия, источником финансирования которых является плата за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО г. Москвы представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО г. Москвы (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	38582	44577	44759	38742	40993	41062
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	3791	6847	6381	1203	377	447
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	74649	62568	63977	40952	60425	61107

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Москвы при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 27 и на рисунке 8.

Достаточность выручки определяется как разность между расчетными объемами НВВ и ПВВ для каждого года прогнозного периода. Превышение ПВВ над НВВ в период более двух лет указывает на достаточность выручки или

достаточность существующих условий тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений.

Таблица 27 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Москвы при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	156,2	169,9	183,6	195,8	208,0	219,8
НВВ	млрд руб.	151,4	161,1	171,4	174,4	177,2	184,3
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-4,8	-8,8	-12,1	-21,4	-30,9	-35,4
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,21	3,47	3,66	3,83	3,99	4,17
Среднегодовой темп роста	%	–	108	106	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,11	3,29	3,42	3,41	3,40	3,50
Среднегодовой темп роста	%	–	106	104	100	100	103
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,10	-0,18	-0,24	-0,42	-0,59	-0,67

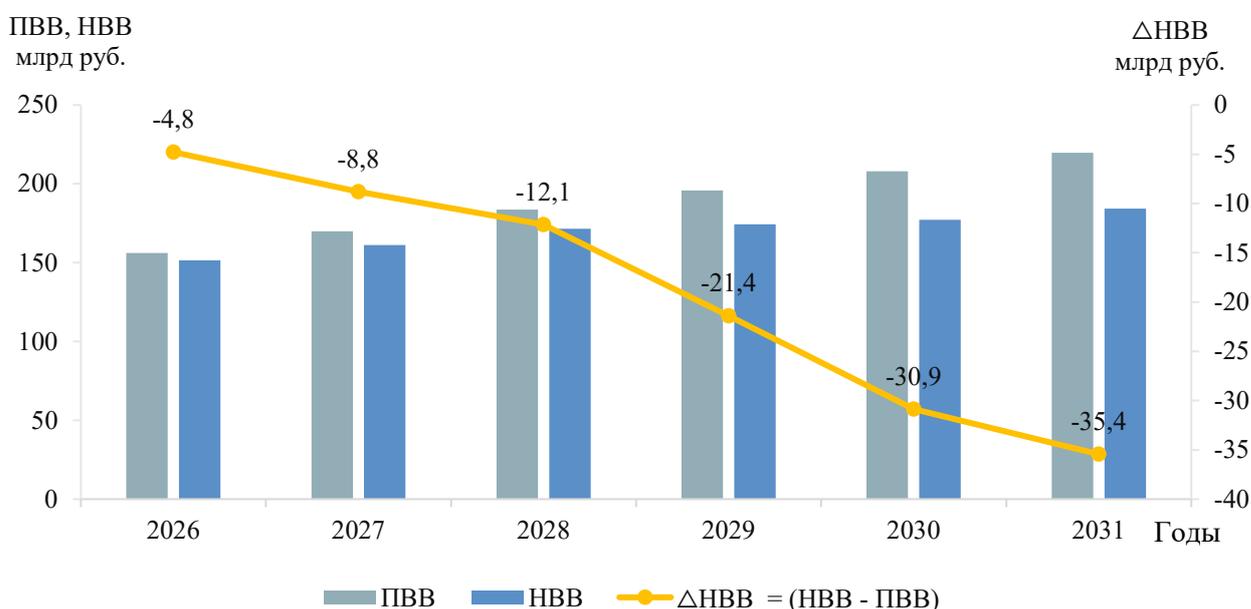


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Москвы при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 27, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО г. Москвы при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой ТСО г. Москвы при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

При оценке чувствительности были рассмотрены следующие сценарии темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии:

- сценарий 1 – рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

- сценарий 2 – снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

- сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2025 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения (сценарий 1) и снижения (сценарий 2) темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии, а также выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде при отсутствии (фиксации на уровне 2025 года) роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 3). Дефицит финансирования в указанном сценарии суммарно за период 2026–2031 годов составляет 106,5 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	56 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	19 %

Наименование	Сценарий 3
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %

В прогнозном периоде определена возможность снижения дефицита финансирования инвестиций суммарно за период 2026–2031 годов до 28,7 млрд руб. в наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 года) при увеличении объемов привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) в прогнозных капитальных вложениях (таблица 28).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы г. Москвы и Московской области на территории г. Москвы, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы г. Москвы и Московской области на территории г. Москвы, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

- выполнен прогноз требуемого прироста генерирующих мощностей для удовлетворения потребности в электрической энергии, динамики развития существующих и планируемых к строительству генерирующих мощностей;

- сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии г. Москвы оценивается в 2031 году в объеме 66004 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,66 %.

Потребление мощности г. Москвы к 2031 году увеличится и составит 11950 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,92 %.

Годовое число часов использования потребления мощности г. Москвы в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 5523–5713 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории г. Москвы, в 2031 году составит 11178,5 МВт.

Всего по г. Москве за период 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 236,67 км, трансформаторной мощности 1579 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 29.08.2025).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. 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 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 г., регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.08.2025).

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/ (дата обращения: 29.08.2025).

4. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 29.08.2025).

5. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.08.2025).

6. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/ (дата обращения: 29.08.2025).

7. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 29.08.2025).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2031 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
														Установленная мощность, МВт
Энергосистема г. Москвы и Московской области, территория г. Москвы														
ТЭЦ-8 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут										
		6	Т-105/120-130-2		105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	
		7	Т-110/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		8	Т-110/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		9	Т-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		10	Р-35/50-130/13		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
		11	Т-110/120-130-5	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	580,0	580,0	580,0	580,0	580,0	580,0	580,0	580,0		
ТЭЦ-9 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут										
		1	ГТЭ-65		64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	
		4	ПТ-60-130/22		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		5	ПТ-70-130/13		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		7	ПТ-80/100-130/13	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	274,8	274,8	274,8	274,8	274,8	274,8	274,8	274,8		
ТЭЦ-11 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут										
		7	Т-60/65-130		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		8	Т-116/125-130		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		9	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		10	ПТ-80/100-130/13	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0		
ТЭЦ-12 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут, дизельное топливо										
		5	ПТ-60/75-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	ПТ-60/75-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		7	Т-116/125-130-7		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		8	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		9	ПТ-90/100-130/13-1М		90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	
		ГТ-1А, П-1Б	ПГУ-1	211,6	211,6	211,6	211,6	211,6	211,6	211,6	211,6	211,6		
Установленная мощность, всего		–	–	–	611,6	611,6	611,6	611,6	611,6	611,6	611,6	611,6		
ТЭЦ-16 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут, дизельное топливо										
		5	ПТ-60/75-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	ПТ-60/75-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		7	Т-110/125-130-7		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		8	ПГУ-420	421,0	421,0	421,0	421,0	421,0	421,0	421,0	421,0	421,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	651,0	651,0	651,0	651,0	651,0	651,0	651,0	651,0		
ТЭЦ-20 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут, дизельное топливо										
		6	Т-110/120-130		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		7	Т-110/120-130		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		8	Т-110/120-130		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		9	Т-110/120-130		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		10	Т-100-130		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		11	ПГУ	445,0	445,0	445,0	445,0	445,0	445,0	445,0	445,0	445,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	985,0	985,0	985,0	985,0	985,0	985,0	985,0	985,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
					Установленная мощность, МВт									
ТЭЦ-21 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут										
		1	T-110/120-130-5		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		2	T-110/120-130-5		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		3	T-110/120-130-5		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		4	T-116/125-130-7		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		5	T-110/120-130-5		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		6	T-110-130		100,0	100,0	100,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	Модернизация в 2027 г.
		7	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		8	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		9	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		10	T-110/120-130/4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		11	ПГУ-450Т	425,0	425,0	425,0	425,0	425,0	425,0	425,0	425,0	425,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	1765,0	1765,0	1765,0	1775,0	1775,0	1775,0	1775,0	1775,0		
ТЭЦ-23 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут										
		1	T-110/120-130-5		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		2	T-110/120-130-5		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		3	T-110-130		100,0	100,0	100,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	Модернизация в 2027 г.
		4	T-110/120-12,8 ПР2		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		5	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		6	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		7	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	Модернизация в 2027 г.
		8	T-250/300-240	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	1430,0	1430,0	1430,0	1449,0	1449,0	1449,0	1449,0	1449,0		
ТЭЦ-25 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут										
		1	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		3	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	259,0	Модернизация в 2027 г.
		4	T-250/300-240		250,0	250,0	257,0	257,0	257,0	257,0	257,0	257,0	257,0	Модернизация в 2026 г.
		5	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		6	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		7	T-250/300-240		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		8	T-250/300-240				250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1370,0	1370,0	1377,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0		
ТЭЦ-26 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут										
		1	ПТ-90/100-130/13-1М ЛМЗ		90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	
		2	ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		3	T-250/300-240-2		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		4	T-250/300-240-2		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		5	T-250/300-240-2		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		6	T-250/300-240-2		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		7	T-250/300-240-2		250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
		8	ПГУ		420,9	420,9	420,9	420,9	420,9	420,9	420,9	420,9	420,9	
		9	T-250/300-240-2					250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1840,9	1840,9	1840,9	1840,9	2090,9	2090,9	2090,9	2090,9		
ГЭС-1	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут										
		26	P-10(12)-26/1.2		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		27	P-10(12)-26/1.2		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		28	P-10(12)-26/5		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		29	P-12-3,4/0,1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		30	P-18(25)-26/1.2		18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
		31	ПТ-16-3.4/0.6	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
														Установленная мощность, МВт
Установленная мощность, всего		–	–	–	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0		
ГТЭС «Постниково»	КП «МЭД»			Газ										
		1	SGN-800		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
		2	SGN-800		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0		
ГТЭС «Коломенское»	ООО «ВТК-инвест»			Газ										
		1	ГТУ SGT-800		45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	
		2	ГТУ SGT-800		45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	
		3	ГТУ SGT-800	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3		
Установленная мощность, всего		–	–	–	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0		
ГТЭС «Терешково»	ООО «РОСМИКС»			Газ										
		1–4	ПГУ		170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0		
Мини-ТЭС Люберцы	ООО «Биоджоуль»			Биогаз										
		1	JMS 620 GS-B/N.L.C.		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
		2	JMS 620 GS-B/N.L.C.		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
		3	JMS 620 GS-B/N.L.C.		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
		4	JMS 620 GS-B/N.L.C.		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
		5	JMS 620 GS-B/N.L.C.	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7		
Установленная мощность, всего		–	–	–	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7		
Мусоросжигательный з-д №3	ООО «ГК СЭТ»			ТБО, газ										
		–	ТМ 10000		10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9		
ОП Руднево	ООО «Хартия»			ТБО, газ										
		1	П-6-1,6/0,5 КТЗ		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	П-6-1,6/0,5 КТЗ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Мини-ТЭС «Курьяново»	ООО «Биоджоуль»			Биогаз										
		1	JMS 620 GS-B/N.L.		2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	
		2	JMS 620 GS-B/N.L.		2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	
		3	JMS 620 GS-B/N.L.		2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	
		4	JMS 620 GS-B/N.L.		2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	
		5	JMS 620 GS-B/N.L.	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7		
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5		
ПЭГА ГРП Южная	АО «Мосгаз»			Перепад давления газа										
		1	ПЭГА-УН-300/Г		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
		2	ПЭГА-БИС/600		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
		3	ПЭГА-БИС/600		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
		4	ПЭГА-БИС/600	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6		
Установленная мощность, всего		–	–	–	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1		
ТЭС Международная	ООО «Ситиэнерго»			Газ										
первая очередь		1–3	ПГУ-116		116,0	116,0	116,0	116,0	116,0	116,0	116,0	116,0	116,0	
вторая очередь		4–6	ПГУ		120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
					Установленная мощность, МВт									
Сходненская ГЭС №193	ФГБУ «Канал имени Москвы»			-										
		1-2	Френсиса F122 (ПЛ, вертикальная, подвесная)		29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	
Установленная мощность, всего		-	-		29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	
Карамышевская ГЭС №194	ФГБУ «Канал имени Москвы»			-										
		1-2	Каплан (пропеллерная, вертикальная)		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
Установленная мощность, всего		-	-		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
Перервинская ГЭС №195	ФГБУ «Канал имени Москвы»			-										
		1-2	Каплан К-70		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
Установленная мощность, всего		-	-		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории г. Москвы

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
1	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 500 кВ Очаково с установкой ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	1×180	–	–	–	–	180	–	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений	1469,14	1469,14
2	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 500 кВ Бескудниково с установкой двух линейных ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый в КВЛ 500 кВ Белый Раст – Бескудниково и КВЛ 500 кВ Трубино – Бескудниково	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	2×180	–	–	–	–	360	2027	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений	1592,17	1592,17
3	г. Москвы и Московской области	Московская область, г. Москва	Строительство ВЛ 500 кВ Новое Кедрово – Бугры ориентировочной протяженностью 75 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	75	–	75	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	8988,02	8988,02
4	г. Москвы и Московской области	Московская область, г. Москва	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Бугры – Лесная ориентировочной протяженностью 40 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	2×40	–	80	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	3223,42	3223,42

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
5	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство Береговая с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×100	–	–	–	–	200	2025 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	2048,77	2048,77
6	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на Береговая ориентировочной протяженностью 15 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×15	–	–	–	–	30	2025 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	5190,30	5190,30
7	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция КВЛ 220 кВ Союз – Нововнуково на участке от ПС 220 кВ Нововнуково до ПП-219 ориентировочной протяженностью 2 км с увеличением пропускной способности	АО «ОЭК»	220	км	–	–	2	–	–	–	–	2	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	450,41	450,41

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
8	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство ПС 220 кВ Сербиновская (Красная) с двумя трансформаторами 220/20/20 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200	2025 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	4886,91	2001,75
9	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Встреча – Лесная на ПС 220 кВ Сербиновская (Красная) ориентировочной протяженностью 2,9 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	2×2,9	–	–	–	–	–	5,8	2025 ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556.		
10	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Руднево и КВЛ 220 кВ Ногинск – Руднево на ПС 500 кВ Каскадная ориентировочной протяженностью 0,73 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	4×0,73	–	–	–	–	–	–	2,92	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	94,38	70,67

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
11	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство ПС 220 кВ Высота (Ильино) с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	2027	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	1877,14	1877,14
12	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Котово – Бугры на ПС 220 кВ Высота (Ильино) ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×0,2	–	–	–	–	0,4	– ³⁾	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	17,27	17,27
13	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 220 кВ Владыкино с заменой трансформаторов Т-1 220/10/10 кВ и Т-2 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200	– ³⁾	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	1146,40	1146,40

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
14	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Лебедево с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2025 ³⁾	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1870,14	1182,20
15	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Черкизово с заменой четырех трансформаторов 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	126	2028 ³⁾	Реновация основных фондов	2985,23	2835,81
					110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	50	2028 ³⁾			

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
16	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Десна с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	507,01	507,01
17	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Красные Горки с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1237,52	1237,37
18	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Мазилово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	– ³⁾	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	583,57	543,91

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
19	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Сырово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×63	1×63	–	–	–	–	126	2026 ³⁾	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	612,78	612,78
20	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Трикотажная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	723,70	723,70
21	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Лианозово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	2×80	–	–	–	160	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	810,87	810,87

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
22	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Марьино с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	1×40	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	539,55	539,55
23	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Некрасовка с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×80	–	–	–	–	–	160	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	610,71	610,71
24	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Сумская с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	1146,40	1146,40

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
25	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Таганская с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	1146,40	1146,40

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если такая необходимость выполнения мероприятия была определена в период, предшествующий году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, а также в решениях, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках согласительных совещаний процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министра энергетики Российской Федерации.

3³⁾ Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.