

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2023–2028 ГОДЫ

РЕСПУБЛИКИ КРЫМ И Г. СЕВАСТОПОЛЯ

КНИГА 2

ГОРОД СЕВАСТОПОЛЬ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет.....	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	14
2.1.1 Севастопольский энергорайон	14
2.1.2 Энергорайон ЮБК (Южный берег Крыма)	17
2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).....	19
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	19
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	46
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	53
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	55
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	55
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ.....	55
2.3.3 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	57
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы	58
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в г. Севастополь и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	58
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	58
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	59
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	61
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы	63
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	63
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. Севастополя.....	66
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	68
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).....	70
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	71
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	72
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	73
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	74
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	75

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	76
--------------	--	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АО	–	аварийное отключение
АТ	–	автотрансформатор
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВО; ОВ	–	обходной выключатель
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГВО	–	график временного отключения потребления
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИП	–	инвестиционный проект
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +23 °С; Макс лето	–	летний режим максимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 23 °С
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С; ПЭВТ	–	летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 35 °С
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОЗП	–	осенне-зимний период
отп.	–	отпайка от линии электропередачи
ПАР	–	послеаварийный режим
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление

РЗА	–	релейная защита и автоматика
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СРС	–	схемно-режимная ситуация
СШ	–	система (сборных) шин
СЭС	–	солнечная электростанция
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЭЭ	–	электрическая энергия
$S_{\text{ддн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
ΔW	–	значение потерь электрической энергии

ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на 2023–2028 годы» состоит из двух книг:

- книга 1 «Республика Крым»;
- книга 2 «Город Севастополь».

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя за период 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 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 Республики Крым и г. Севастополя на каждый год перспективного периода (2023–2028 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 2028 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на период до 2028 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети;

- 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.

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя охватывает территорию Республики Крым и г. Севастополя, которая входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга и Черноморское РДУ.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям на территории:

– ГУП РК «Крымэнерго» – предприятие, осуществляющее функции управления, передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–10–35–110–220–330 кВ, а также являющееся гарантирующим поставщиком электрической энергии;

– ООО «Севастопольэнерго» – предприятие, осуществляющее функции управления, передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 35–110 кВ на территории г. Севастополя.;

– ФГУП «102 предприятие электрических сетей» Минобороны Российской Федерации.

1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя

Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя связана с энергосистемами:

– Республики Адыгея и Краснодарского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Кубанское РДУ): КВЛ 220 кВ – 4 шт.;

– Запорожской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ): ВЛ 330 кВ – 1 шт.;

– Херсонской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ): ВЛ 330 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии, расположенных на территории г. Севастополя, с указанием максимальной потребляемой мощности за 2021 год, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей на территории г. Севастополя

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 5 МВт	
ООО «Теплообмен»	22
ГУПС «Водоканал»	8

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь, расположенных на территории г. Севастополя, на 01.01.2022 составила 663,6 МВт, в том числе: ТЭС – 660,6 МВт, СЭС – 3,0 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 2021 год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь, расположенных на территории г. Севастополя, МВт

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	663,6	–	–	–	–	663,6
ТЭС	660,6	–	–	–	–	660,6
ВИЭ – всего	3,0	–	–	–	–	3,0
СЭС	3,0	–	–	–	–	3,0

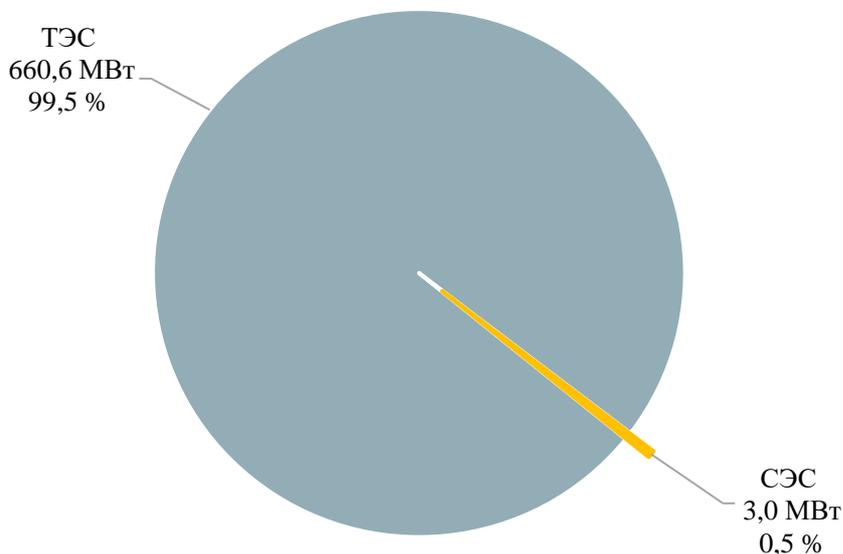


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь, расположенных на территории г. Севастополя, по состоянию на 01.01.2022

1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет

Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь с выделением данных по г. Севастополь приведены в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь с выделением данных по г. Севастополь

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Энергосистема Республики Крым и г. Севастополь</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7443	7732	7843	7921	8762
Годовой темп прироста, %	4,10	3,88	1,44	0,99	10,62
Максимум потребления мощности, МВт	1427	1398	1357	1434	1587
Годовой темп прироста, %	6,89	-2,03	-2,93	5,67	10,68
Число часов использования максимума потребления мощности	5216	5531	5780	5524	5521
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	30.01 11:00	26.01 11:00	09.01 10:00	23.11 10:00	22.12 10:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-10,0	-4,8	-2,1	-1,9	-2,3
<i>В том числе ЭЭС г. Севастополь</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1358	1401	1522	1553	1703
Годовой темп прироста, %	8,29	3,17	8,64	2,04	9,66
Доля потребления электрической энергии г. Севастополь в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополь, %	18,2	18,1	19,4	19,6	19,4
Потребление мощности, МВт	286	283	279	297	331
Годовой темп прироста, %	10,85	-1,05	-1,41	6,45	11,45
Доля потребления мощности г. Севастополь в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополь, %	20,0	20,2	20,6	20,7	20,9
Число часов использования максимума потребления мощности	4748	4952	5455	5228	5144

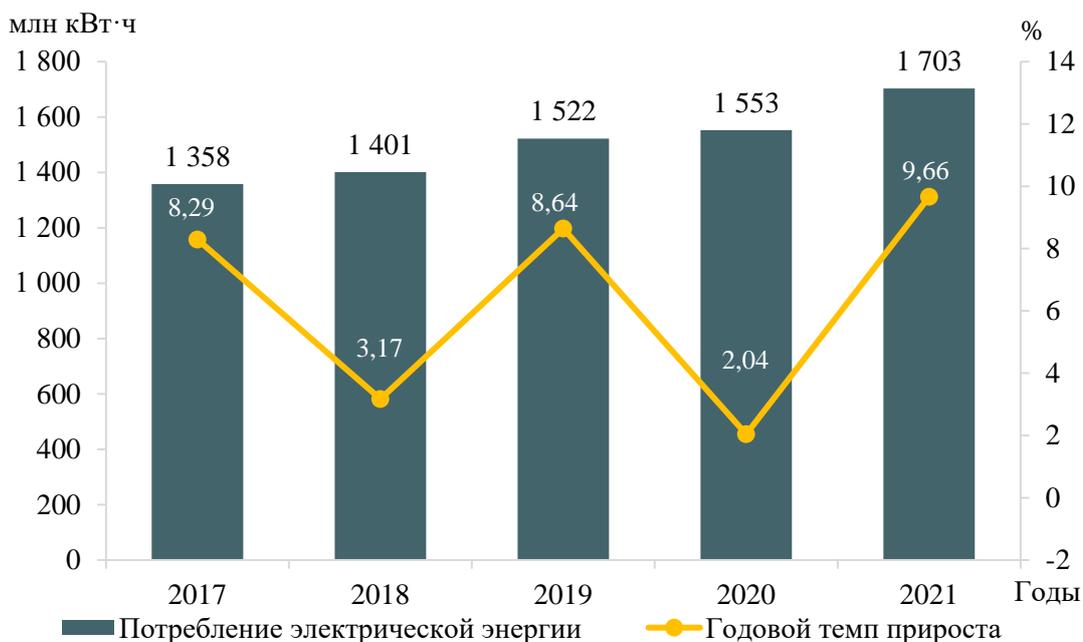


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии г. Севастополь и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

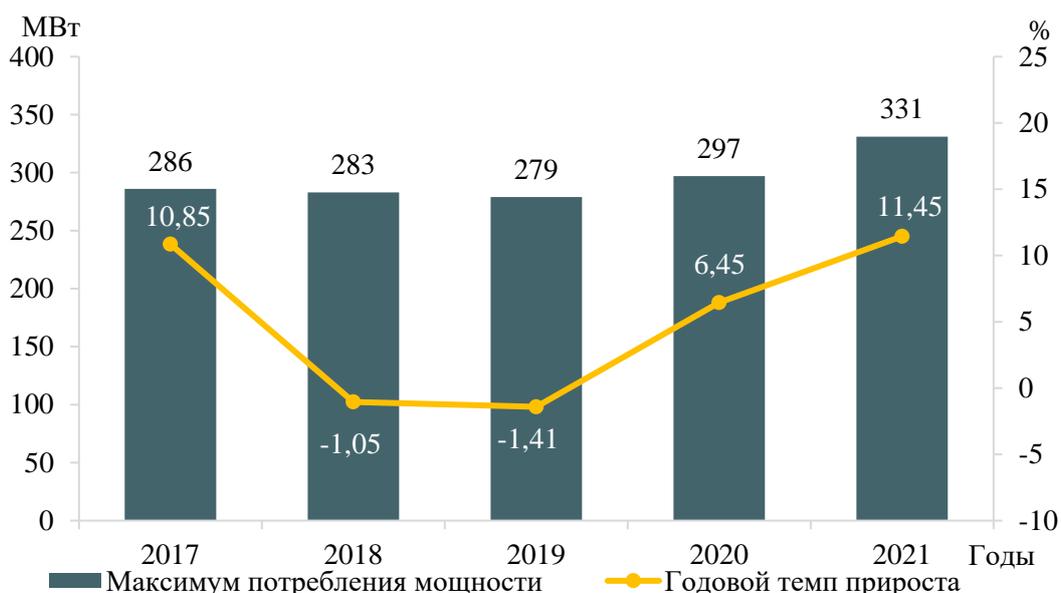


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности г. Севастополь и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Крым г. Севастополь увеличилось на 1608 млн кВт·ч и составило в 2021 году 8762 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 4,14 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 10,62 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило 0,99 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь вырос на 252 МВт и составил 1587 МВт, что

соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,52 %. Годовой максимум фиксировался только в утренние часы.

В последние годы уровень максимального потребления мощности в большой степени определялся объемом электроотопления в зимний период и заполняемостью круглогодичных здравниц в зимний период из-за ограничительных карантинных мер в мире.

Наибольший годовой прирост мощности составил 10,68 % в 2021 году, наибольшее годовое снижение мощности -2,93 % в 2019 году.

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии г. Севастополя увеличилось на 449 млн кВт·ч и составило 1703 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 6,31 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 9,66 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило 2,04 %.

Доля г. Севастополя в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в ретроспективный период незначительно увеличилась с 18,2 % в 2017 году до 19,4 % в 2021 году.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности г. Севастополя вырос на 73 МВт и составил 331 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 5,11 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 11,45 % в 2021 году, наибольшее годовое снижение мощности -1,41 % в 2019 году.

Доля г. Севастополя в максимальном потреблении мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь в ретроспективный период незначительно увеличилась с 20,0 % до 20,9 % в 2021 году.

Режим электропотребления г. Севастополя значительно менее плотный чем режим энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь в целом на 300–600 часов в год.

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- ростом потребления в сфере услуг и домашних хозяйствах;
- увеличением потребления на собственные нужды электростанций за счет ввода Балаклавской ТЭС.

1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории г. Севастополя приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории г. Севастополя приведен в таблице 5.

Таблица 4 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	330 кВ	Строительство новой ВЛ 330 кВ Севастополь – Западно-Крымская	ГУП РК «Крымэнерго»	2018	92 км
2	330 кВ	КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская. Выполнение захода ВЛ 330 кВ Севастополь – Западно-Крымская на Балаклавскую ТЭС с образованием двух ЛЭП: КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №2 и КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская	ГУП РК «Крымэнерго»	2018	8,35 км
3	330 кВ	КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь № 1. Выполнение захода ВЛ 330 кВ Симферопольская – Севастополь на Балаклавскую ТЭС с образованием двух ЛЭП: КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Симферопольская и КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №1	ГУП РК «Крымэнерго»	2018	6,34 км
4	330 кВ	КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №2. Выполнение захода ВЛ 330 кВ Севастополь – Западно-Крымская на Балаклавскую ТЭС с образованием двух ЛЭП: КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №2 и КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская	ГУП РК «Крымэнерго»	2018	6,58 км
5	330 кВ	КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Симферопольская. Выполнение захода ВЛ 330 кВ Симферопольская – Севастополь на Балаклавскую ТЭС с образованием двух ЛЭП: КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Симферопольская и КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №1	ГУП РК «Крымэнерго»	2018	7,56 км

Таблица 5 – 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	330 кВ	Установка трансформатора на ПС 330 кВ Севастополь	ГУП РК «Крымэнерго»	2018	200 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории г. Севастополя к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относится Севастопольский энергорайон, который содержит энергообъекты ООО «Севастопольэнерго», ГУП РК «Крымэнерго», АО «Крымэнерго», ФГУП 102 ПЭС Минобороны России, ФГУП «КЖД», Филиала ООО «ВО «Технопромэкспорт» в г. Севастополе, ГУПС «Севтеплоэнерго», основные из которых: ПС 330 кВ Севастополь, Севастопольская ТЭЦ, Севастопольская МГТЭС, ПС 110 кВ ПС-2, ПС 110 кВ ПС-5, ПС 110 кВ ПС-4, ПС 110 кВ ПС-6, ПС 110 кВ ПС-11, ПС 110 кВ ПС-12, ПС 110 кВ ПС-15, ПС 110 кВ ПС-16, ПС 110 кВ ПС-17, ПС 110 кВ ПС-20, ПС 110 кВ Омега, Балаклавская ТЭС.

Также территорию г. Севастополя захватывает энергорайон ЮБК (Южный берег Крыма), характеризующийся рисками ввода ГАО.

2.1.1 Севастопольский энергорайон

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Севастопольском энергорайоне.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций Севастопольского энергорайона

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
<p>В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С в нормальной схеме расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь левая и ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая превышает ДДТН на величину до 14 %</p>	<p>Нормальная схема / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в нормальной схеме</p>	<p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь левая составляет 421 А (114 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 371 А (ошиновка Севастопольской ТЭЦ).</p> <p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь составляет 423 А (114 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 371 А (ошиновка Севастопольской ТЭЦ)</p>	<p>Выполнение оперативного перевода нагрузки за счёт переноса точки деления по транзиту 110 кВ Севастополь – ПС-20 – ПС-16 – ПС-15 – ПС-11 – Севастопольская ТЭЦ с ПС 110 кВ ПС-16 на ПС 110 кВ ПС-15</p>	<p>–</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>–</p>
<p>В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь левая (правая) в нормальной схеме расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая (левая) превышает ДДТН на величину до 75 % и АДТН на величину до 36 %.</p> <p>В данной СРС сработает АОПО ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая (левая) с действием на отключение нагрузки в объеме до 74 МВт (отключение МВ 110 ПС-17 и МВ 110 ПС-11 на Севастопольской ТЭЦ)</p> <p>Восстановление отключенной действием АОПО нагрузки возможно в объёме до 55 МВт по критерию ДДТН. Отсутствует возможность запитать оставшийся объем нагрузки 19 МВт (ГВО)</p>	<p>Нормативное возмущение в нормальной схеме (свыше 20 мин после нормативного возмущения) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше ДДН в единичной ремонтной схеме</p>	<p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая (левая) до действия АОПО составляет 648 А (175 % от ДДТН, 136 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 371 А/446 А (ошиновка Севастопольской ТЭЦ).</p> <p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая (левая) после действия АОПО составляет 263 А (71 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 371 А (ошиновка Севастопольской ТЭЦ).</p> <p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая (левая) после включения нагрузки, отключенной действием АОПО составляет 331 А (89 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 371 А (ошиновка Севастопольской ТЭЦ).</p> <p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Севастополь – П-20 после включения нагрузки, отключенной действием АОПО составляет 329 А (100 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 330 А (ошиновка ПС 330 кВ Севастополь)</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>– строительство участка двухцепной ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 14 км с последующим подключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 и врезкой в ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-6 с заменой провода на участках образуемых ВЛ 110 кВ проводом с пропускной способностью не менее, чем у провода АС-240, с образованием ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-11 с отпайкой на ПС-4 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-6 с отпайкой на ПС-4;</p> <p>– выполнение модернизации РЗА на ПС 330 кВ Севастополь, Севастопольской ТЭЦ, установка устройств РЗА на ПС 110 кВ ПС-12 для обеспечения возможности замыкания в транзит СМВ 110 на ПС 110 кВ ПС-12;</p> <p>– реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с установкой секционного выключателя 110 кВ, а также переконфигурация прилегающей электрической сети, в целях обеспечения возможности включения в транзит вновь образуемой ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-11 с отпайкой на ПС-4</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>В инвестиционную программу ООО «Севастопольэнерго» на 2022–2026 годы включены мероприятия: «Строительство 2-х цепной ВЛ 110 кВ с подключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ ПС Севастополь – ПС-4 и врезкой в ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-6 с заменой провода на участках образуемых ВЛ 110 кВ, в том числе: – ПИР (корректировка); – реконструкция ВЛ 110 кВ ПС6-ПС11 (оп.6 - ПС-11); СМР 2-х цеп. ВЛ 110 кВ (новый участок)» и «Реконструкция ПС 110 кВ ПС11 для обеспечения возможности включения в транзит 1С и 2С 110 кВ, установка устройств РЗА (6 комплектов)». При этом, реализация ИПР в 2023 г. приостановлена в связи с наличием уточнений по вопросу титула.</p>

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
<p>В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь левая и 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая в нормальной схеме напряжение на шинах 110 кВ ПС 110 кВ ПС-11, ПС 110 кВ ПС-15, ПС 110 кВ ПС-17, ПС 110 кВ Омега снижается ниже уставки срабатывания АОСН.</p> <p>При отключении всего объема нагрузки, заведенного под действие АОСН на данных ПС, режим не балансируется, в связи с недопустимым снижением напряжения</p>	<p>Нормативное возмущение в нормальной схеме (до 20 мин после нормативного возмущения) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме</p>	<p>Напряжение в сети 110 кВ снижается ниже АДТН</p>	<p>– выполнение оперативного перевода нагрузки за счёт переноса точки деления по транзиту 110 кВ Севастополь – ПС-20 – ПС-16 – ПС-15 – ПС-11 – Севастопольская ТЭЦ с ПС 110 кВ ПС-16 на ПС 110 кВ ПС-15;</p> <p>– выполнение оперативного перевода нагрузки на ПС 110 кВ Петровские Высоты с 2С 110 кВ на 1С 110 кВ;</p> <p>– перевод на радиальное электроснабжение с отключением ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2 на Севастопольской ТЭЦ.</p> <p>В случае выполнения данных СРМ в нормальной схеме, при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь левая и 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая произойдет отключение нагрузки потребителей г. Севастополь в объеме до 90 МВт</p>	<p>– строительство участка двухцепной ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 14 км с последующим подключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 и врезкой в ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-6 с заменой провода на участках образуемых ВЛ 110 кВ проводом с пропускной способностью не менее, чем у провода АС-240, с образованием ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-11 с отпайкой на ПС-4 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-6 с отпайкой на ПС-4;</p> <p>– выполнение модернизации РЗА на ПС 330 кВ Севастополь, Севастопольской ТЭЦ, установка устройств РЗА на ПС 110 кВ ПС-12 для обеспечения возможности замыкания в транзит СМВ 110 на ПС 110 кВ ПС-12.</p> <p>– реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с установкой секционного выключателя 110 кВ, а также переконфигурация прилегающей электрической сети, в целях обеспечения возможности включения в транзит вновь образуемой ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-11 с отпайкой на ПС-4</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>В инвестиционную программу ООО «Севастопольэнерго» на 2022–2026 годы включены мероприятия:</p> <p>«Строительство 2-х цепной ВЛ 110 кВ с подключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ ПС Севастополь – ПС-4 и врезкой в ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-6 с заменой провода на участках образуемых ВЛ 110 кВ, в том числе:</p> <p>– ПИР (корректировка);</p> <p>– реконструкция ВЛ 110 кВ ПС6-ПС11 (оп.6 - ПС-11);</p> <p>СМР 2-х цеп. ВЛ 110 кВ (новый участок)» и «Реконструкция ПС 110 кВ ПС11 для обеспечения возможности включения в транзит 1С и 2С 110 кВ, установка устройств РЗА (6 комплектов)».</p> <p>При этом, реализация ИПР в 2023 г. приостановлена в связи с наличием уточнений по вопросу титула</p>
<p>В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +23 °С в случае аварийного отключения КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь № 1 (2) в единичной ремонтной схеме КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь № 2 (1) (с учетом СРМ по переводу РПН АТ-1 ПС 330 кВ Севастополь в 14 положение и выполнения оперативного перевода нагрузки на ПС 110 кВ Петровские Высоты с 2С 110 кВ на 1С 110 кВ), расчетная токовая нагрузка АТ-1 ПС 330 кВ Севастополь превышает ДДТН на величину до 7 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 11 МВт</p>	<p>Двойная ремонтная схема¹⁾, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 мин после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше ДДН в двойной ремонтной схеме</p>	<p>Расчетная токовая нагрузка АТ-1 ПС 330 кВ Севастополь составляет 398 А (107 % от ДДТН).</p> <p><i>Допустимые параметры:</i> 372 А (обмотка ВН АТ-1 ПС 330 кВ Севастополь</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с установкой одного автотрансформатора 330/110 кВ мощностью 200 МВА и строительство заходов от КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская с образованием КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Нахимовская и КВЛ 330 кВ Нахимовская – Западно-Крымская и переподключением ЛЭП 110 кВ и 35 кВ с Севастопольской ТЭЦ на ПС 330 кВ Нахимовская</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>В проект инвестиционной программы АО «Крымэнерго» на 2020–2022 годы включено мероприятие «Строительство ПС 330/110 кВ «Нахимовская» со сроком окончания в 2025 году</p>

Примечание – ¹⁾ Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

2.1.2 Энергорайон ЮБК (Южный берег Крыма)

Энергорайон ЮБК содержит объекты ГУП РК «Крымэнерго», АО «Крымэнерго» и ООО «Севастопольэнерго», основные из которых: ПС 110 кВ ПС-10; ПС 110 кВ Заря; ПС 110 кВ Алупка; ПС 110 кВ Гаспра, ПС 110 кВ Ялта, ПС 110 кВ Дарсан, ПС 110 кВ Массандра, ПС 110 кВ Гурзуф, ПС 110 кВ Артек, ПС 110 кВ Шарха, ПС 110 кВ Алушта, ПС 110 кВ Доброе, ПС 110 кВ Перевальное, ПС 110 кВ Аянская, ПС 110 кВ Судак, ПС 110 кВ Веселое, ПС 110 кВ Морское, ПС 110 кВ Приветное, ПС 110 кВ Малореченское, ПС 110 кВ Лучистое.

В таблице 7 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне ЮБК Республики Крым.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона ЮБК Республики Крым

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
<p>В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +23 °С в двойной ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Симферопольская – Доброе и ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) возникает снижение напряжения до уставки срабатывания АОСН на ПС 110 кВ Ялта с отключением нагрузки в объеме до 24 МВт и токовая перегрузка: ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10 – на 118,9 % выше ДДТН, ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 – на 100,4 % выше ДДТН, ВЛ 110 кВ Алушка – Заря – на 82,8 % выше ДДТН, ВЛ 110 кВ Гаспра – Алушка – на 67,4 % выше ДДТН, ВЛ 110 кВ Ялта – Гаспра – на 50,1 % выше ДДТН, ВЛ 110 кВ Ялта – Дарсан – на 30,2 % выше ДДТН, ВЛ 110 кВ Массандра – Дарсан – на 26,1 % выше ДДТН, ошиновка СЭВ 110 ПС 110 кВ Массандра – на 21 % выше ДДТН, ВЛ 110 кВ Гурзуф - Массандра – на 3,9 % выше ДДТН. Напряжение на ПС 110 кВ Гаспра, ПС 110 кВ Ялта, ПС 110 кВ Дарсан, ПС 110 кВ Массандра, ПС 110 кВ Гурзуф, ПС 110 кВ Артек, ПС 110 кВ Шарха, ПС 110 кВ Алушта, ПС 110 кВ Перевальное, ПС 110 кВ Аянская, ПС 110 кВ Доброе снижается ниже величины минимально допустимого напряжения.</p> <p>Для ввода режима в допустимую область требуется ввод ГВО в объеме до 61 МВт (что суммарно с объемом, отключенным действием АОСН, составит 85 МВт) на ПС 110 кВ Алушка, ПС 110 кВ Гаспра, ПС 110 кВ Ялта, ПС 110 кВ Дарсан, ПС 110 кВ Массандра, ПС 110 кВ Гурзуф, ПС 110 кВ Артек, ПС 110 кВ Шарха, ПС 110 кВ Алушта</p>	<p>Двойная ремонтная схема¹⁾, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в ремонтной схеме</p>	<p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10 составляет 752 А (218,9 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 343,7 А (провод ЛЭП).</p> <p>Расчетная токовая нагрузка 110 кВ Заря – ПС-10 составляет 689 А (200,4 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 343,7 А (провод ЛЭП).</p> <p>Расчетная токовая нагрузка 110 кВ Алушка – Заря составляет 628 А (182,8 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 343,7 А (провод ЛЭП).</p> <p>Расчетная токовая нагрузка 110 кВ Гаспра - Алушка составляет 575 А (167,4 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 343,7 А (провод ЛЭП).</p> <p>Расчетная токовая нагрузка 110 кВ Ялта - Гаспра составляет 516 А (150,1 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 343,7 А (провод ЛЭП).</p> <p>Расчетная токовая нагрузка 110 кВ Ялта - Дарсан составляет 518 А (130,2 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 397,8 А (провод ЛЭП).</p> <p>Расчетная токовая нагрузка 110 кВ Массандра - Дарсан составляет 434 А (126,1 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 343,7 А (провод ЛЭП).</p> <p>Расчетная токовая нагрузка ошиновка СЭВ 110 ПС 110 кВ Массандра составляет 416 А (121 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 343,7 А (провод ЛЭП).</p> <p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Гурзуф - Массандра составляет 357 А (103,9 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 343,7 А (провод ЛЭП)</p>	<p>На ПС 110 кВ Массандра отключен СЭВ 110 кВ; включение ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое в транзит.</p> <p>Риски по превышению ДДТН и снижению напряжения ниже МДН сохраняются</p>	<p>Строительство транзита 110 кВ Севастополь – Ялта – Лучистое в двухцепном исполнении</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>По строительству транзита 110 кВ Севастополь – Ялта – Лучистое в двухцепном исполнении мероприятие по 1–5 этапу включено в утвержденную ИП АО «Крымэнерго» на 2021–2022 годы – в 2022 году, по 6–24 этапам в проекте корректировки ИП АО «Крымэнерго» на 2021–2022 годы – на 2023–2025 годы</p>

Примечание – ¹⁾ Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями территориальных 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 из нормальной схемы 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. В таблице 8 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 8 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2017	20.12.2017	2,1
	21.06.2017	22,8
2018	19.12.2018	1,6
	20.06.2018	24,7
2019	18.12.2019	7,9
	19.06.2019	25,2
2020	16.12.2020	1,1
	17.06.2020	22,3
2021	15.12.2021	4,6
	16.06.2021	18,7

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 из взаиморезервируемых трансформаторов на подстанции.

2.2.1.1 ООО «Севастопольэнерго»

По данным ООО «Севастопольэнерго» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения

рисков ввода ГАО. В таблице 9 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 10 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 11 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 9 – Фактическая нагрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	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		
								2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021			
1	ПС 110 кВ ПС-4	110	Т-1	ТДН-16000/110У1	115	16	1996												1,5 МВт на ПС-14 и ПС-20 в течении 2 часов	
		6			6,6	16		3,1	4,4	4,5	4,0	4,4	2,4	3,7	3,8	3,5	3,8			
2	ПС 110 кВ ПС-5	110	Т-1	ТРДН-25000/110-66	115	25	1996												1,5 МВт на ПС-15, ПС Омега в течении 2 часов	
		6			6,3	25		12,5	12,0	13,0	12,4	11,9	10,0	11,6	11,9	10,1	11,9			
		110	Т-2	ТРДН-25000/110-66	115	25	1979													
		6			6,3	25		15,0	17,5	15,0	15,7	17,1	11,9	12,9	13,9	11,8	11,9			
		110	Т-3	ТДНТ-16000/110-66	115	16	2008													
		35			38,5	16														
6	6,3	16			12,3	5,9		6,4	7,2	8,3	5,0	6,0	7,1	5,8	6,0					
3	ПС 110 кВ ПС-10	110	Т-1	ТДН-10000/110	115	10	1967												отсутствует возможность перевода нагрузки (сети 10 кВ)	
		10			11	10		6,4	6,5	6,3	6,2	8,0	4,0	5,0	3,9	3,4	4,5			
		110	Т-2	ТДН-10000/110	115	10	1991													
		10			11	10		4,6	4,2	3,1	3,9	3,2	3,2	4,0	3,0	2,6	3,0			
4	ПС 110 кВ ПС-12	110	Т-1	ТРДН-25000/110-66	115	25	1977												2 МВт на ПС-8 в течении 3 часов	
		6			6,3	25		6,4	0,0	6,2	5,5	6,6	4,1	5,2	5,1	5,1	6,3			
		110	Т-2	ТРДН-25000/110-66	115	25	1974													
		6			6,3	25		9,7	10,9	4,6	7,0	5,1	3,6	4,6	4,7	3,6	2,5			
5	ПС 110 кВ ПС-17	110	Т-1	ТДН-15000/110	115	15	1970												1,5 МВт на ПС-1 в течении 2 часов	
		6			6,3	15		7,4	7,2	6,8	6,3	6,0	6,8	6,3	6,6	5,4	4,3			
		110	Т-2	ТДН-16000/110	115	16	2004													
		6			6,3	16		4,1	5,2	5,7	6,2	7,6	2,5	3,4	3,7	3,2	3,8			
6	ПС 110 кВ ПС-20	110	Т-1	ТДТН-16000/110 ВМ У1	115	16	2021												от 1 до 2 МВт ПС-7 на ПС-4 в течении 2 часов	
		35			38,5	16														
		6			6,6	16		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
		110	Т-2	ТДТН-16000/110-У-1	115	16	1990													
		35			38,5	16														
		6			6,6	16		8,1	7,4	7,2	6,9	8,9	4,6	4,7	4,5	5,3	5,4			
7	ПС 110 кВ ПС Омега	110	Т-1	ТРДН-25000/110 ВМ У1	115	25	2016												1,5 МВт на ПС-5 в течении 2 часов	
		6			6,6	25		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
		110	Т-2	ТРДН-25000/110-66	115	25	2014													
		6			6,6	25		3,9	4,2	5,0	5,6	8,1	3,3	4,2	3,2	4,3	6,4			

Таблица 10 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ ПС-5	Т-1	ТРДН-25000/110-66	1996	–	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-25000/110-66	1979	–	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-3	ТДНТ-16000/110-66	2008	–	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ ПС-10	Т-1	ТДН-10000/110	1967	–	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110	1991	–	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ ПС-15	Т-1	ТРДН-25000/110-У1	2007	–	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-25000/110 ВМ У1	2021	–	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
4	ПС 110 кВ ПС-17	Т-1	ТДН-15000/110	1970	–	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110	2004	–	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
5	ПС 110 кВ ПС-4	Т-1	ТДН-16000/110У1	1996	–	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
6	ПС 110 кВ ПС-12	Т-1	ТРДН-25000/110-66	1977	–	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-25000/110-66	1974	–	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ ПС-20	Т-1	ТДТН-16000/110 ВМ У1	2021	–	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-16000/110-У-1	1990	–	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
8	ПС 110 кВ ПС Омега	Т-1	ТРДН-25000/110 ВМ У1	2016	–	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-25000/110-66	2014	–	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08

Таблица 11 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТУ	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	Прирост нагрузки, МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора мощности, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВт											2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС-5	2017	35,82	ТП ТП-436	УФНС РОССИИ ПО Г. СЕВАСТОПОЛЮ	25020-0685	02.07.2020	02.07.2022	0,067	0,059	0,008	0,38	0,001	42,160	42,163	42,163	42,163	42,163	42,163
				ЭПУ	СПЕЦЗАСТРОЙЩИК ДЕЛЬТА-М ООО	25019-1255	03.07.2019	2022	0,246	0,000	0,246	–	0,025						
				ЭПУ	ДСРИР ФГКУ	25017-0694	26.12.2017	2022	0,237	0,000	0,237	–	0,024						
				ЭПУ	ЕДКС ГКУ ГС	25017-1954	25.05.2018	2022	0,175	0,000	0,175	–	0,018						
				ЭПУ	УПРАВЛЕНИЕ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ГОРОДСКОГО ХОЗЯЙСТВА ГКУ	25018-1296	15.08.2018	2022	0,180	0,000	0,180	–	0,018						
				ЭПУ	УПРАВЛЕНИЕ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ГОРОДСКОГО ХОЗЯЙСТВА ГКУ	25018-1263	15.08.2018	2022	0,188	0,000	0,188	–	0,019						
				ЭПУ	ИП Макаренко Павел Андреевич	25017-0880	09.10.2017	2022	0,173	0,000	0,173	–	0,017						
				ТП ТП-1985	Физ.лицо	25020-0770	05.06.2020	05.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1108	Физ.лицо	25020-0925	29.06.2020	29.06.2022	0,003	0,000	0,003	0,22	0,000						
				ТП ТП-402	УФНС РОССИИ ПО Г. СЕВАСТОПОЛЮ	25020-0957	28.07.2020	28.07.2022	0,067	0,059	0,008	0,38	0,001						
				ТП ТП-2078	Физ.лицо	25020-0992	15.07.2020	15.07.2022	0,004	0,000	0,004	0,22	0,000						
				ТП ТП-2078	ИП Склярченко Юлия Анатольевна	25020-1057	29.06.2020	29.06.2022	0,007	0,000	0,007	0,22	0,001						
				КТП КТП-2189	ИП Виниченко Татьяна Анатольевна	25020-1117	20.07.2020	20.07.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-2078	ПИ ГРАЖДАНПРОЕКТ ООО	25020-1199	13.07.2020	13.07.2022	0,004	0,000	0,004	0,22	0,000						
				КТП КТП-2051	Физ.лицо	25020-2103	29.10.2020	30.10.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-901	ООО «ЦМПР»	25021-0144	05.02.2021	08.02.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТПБ-2069	ИП Олейник Елена Ивановна	25021-0414	11.03.2021	15.03.2023	0,040	0,000	0,040	0,38	0,004						
				КТП КТП-2088	СЗ ГАГАРИНСКИЙ ООО	25021-0580	01.04.2021	06.04.2023	0,094	0,000	0,094	0,38	0,009						
				КТП КТП-2100	Физ.лицо	25021-0690	05.05.2021	05.05.2023	0,060	0,015	0,045	0,38	0,005						
				ТП ТП-591	ИП Чернетевич Юрий Владимирович	25021-0819	27.04.2021	28.04.2023	0,008	0,001	0,008	0,22	0,001						
				ТП ТП-975	ГБУ ГОРОДА СЕВАСТОПОЛЯ «СОК ИМЕНИ 200-ЛЕТИЯ СЕВАСТОПОЛЯ»	25021-0852	04.05.2021	05.07.2023	0,100	0,016	0,084	0,38	0,008						
				ТП ТП-570	ИП Геворгян Павлик Сурикович	25021-0864	06.05.2021	11.05.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1166	ИП Гершман Валерий Гарриевич	25021-0946	14.05.2021	20.05.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				ТП ТП-1057	ИП Лищенко Александр Васильевич	25021-1452	15.07.2021	19.07.2023	0,050	0,000	0,050	0,38	0,005						
				КТП-2209	ООО «СЗ «ЧАЙКА»	25021-1453	27.08.2021	16.04.2023	0,150	0,000	0,150	0,38	0,015						
				ТП ТП-1016	БДС ООО	25021-1640	04.08.2021	06.08.2023	0,000	0,000	0,000	0,22	0,000						
				КТП-1593	Физ.лицо	25021-1669	06.08.2021	10.08.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1108	Физ.лицо	25021-1685	09.08.2021	09.08.2023	0,004	0,000	0,004	0,22	0,000						
				ТП ТП-2148	Физ.лицо	25021-1721	12.08.2021	13.08.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1946	Физ.лицо	25021-1724	12.08.2021	16.08.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТУ	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	Прирост нагрузки, МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора мощности, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВт											2023	2024	2025	2026	2027	2028
				КТП КТПБ-2072	НАШ УСПЕХ ООО	25021-1787	07.09.2021	13.09.2023	0,149	0,000	0,149	0,38	0,015						
				ТП ТП-1985	Физ.лицо	25021-1818	20.08.2021	24.08.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1985	Физ.лицо	25021-1848	27.08.2021	30.08.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1985	Физ.лицо	25021-1849	27.08.2021	30.08.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1985	Физ.лицо	25021-1860	27.08.2021	30.08.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-2145	Физ.лицо	25021-1876	30.08.2021	31.08.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1028	ИП Изотова Людмила Владимировна	25021-1970	14.09.2021	15.09.2023	0,070	0,023	0,047	0,38	0,005						
				КТП КТП-2124	УК СЕВДОМСЕРВИС ООО	25021-2081	15.10.2021	20.10.2023	0,149	0,000	0,149	0,38	0,015						
				КТП КТП-2181	ВАРИАНТ ООО	25021-2149	04.10.2021	05.10.2023	0,150	0,000	0,150	0,38	0,015						
				КТП КТП-2176	ШИК ООО УК	25021-2152	20.10.2021	25.10.2023	0,121	0,070	0,051	0,38	0,005						
				ТП ТП-1108	Физ.лицо	25021-2156	04.10.2021	08.10.2023	0,005	0,000	0,005	0,22	0,001						
				ТП ТП-261	Физ.лицо	25021-2188	07.10.2021	12.10.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1052	ЦАРЬ ХЛЕБ ООО	25021-2190	07.10.2021	12.10.2023	0,005	0,000	0,005	0,22	0,001						
				ТП ТП-1108	Физ.лицо	25021-2220	12.10.2021	15.10.2023	0,005	0,000	0,005	0,22	0,001						
				ТП ТП-1985	Физ.лицо	25021-2232	03.11.2021	03.11.2023	0,030	0,015	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-2148	Физ.лицо	25021-2241	14.10.2021	15.10.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				пс-5	ФГУП 102 ПЭС МИНОБОРОНЫ РОССИИ	25021-2269	01.12.2021	01.12.2023	2,448	0,000	2,448	6	1,713						
				КТП КТП-2145	Физ.лицо	25021-2325	25.10.2021	28.10.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1985	Физ.лицо	25021-2374	01.11.2021	08.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-2192	Физ.лицо	25021-2413	03.11.2021	09.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-975	ПАРКИ И СКВЕРЫ ГБУ	25021-2502	22.11.2021	30.12.2023	0,028	0,005	0,023	0,38	0,002						
				КТП КТП-1947	Физ.лицо	25021-2506	23.11.2021	24.11.2023	0,015	0,009	0,006	0,38	0,001						
				ТП ТП-1102	ИП Никитенкова Наталия Александровна	25021-2545	22.11.2021	23.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП проект	АВТОЛИТ ООО	25021-2564	23.11.2021	24.11.2023	0,149	0,045	0,104	0,38	0,010						
				КТП КТП-971	Физ.лицо	25021-2568	25.11.2021	26.11.2023	0,008	0,003	0,005	0,22	0,001						
				КТП КТП-2150	Физ.лицо	25021-2596	26.11.2021	26.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1985	Физ.лицо	25021-2618	29.11.2021	02.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1985	Физ.лицо	25021-2642	30.11.2021	06.12.2023	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				ТП ТП-1108	Физ.лицо	25021-2657	30.11.2021	02.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-473	Физ.лицо	25021-2723	07.12.2021	14.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				МТП МТП-1074	Физ.лицо	25021-2732	06.12.2021	07.12.2023	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП-2170	Физ.лицо	25021-2746	07.12.2021	09.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП-1048	ИП Комиссаров Виктор Викторович	25021-2754	06.12.2021	08.12.2023	0,095	0,030	0,065	0,38	0,007						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25021-2762	07.12.2021	10.12.2023	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				ТП ТП-1108	Физ.лицо	25021-2776	07.12.2021	08.12.2023	0,005	0,000	0,005	0,22	0,001						
				КТП КТП-1947	Физ.лицо	25021-2816	09.12.2021	15.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1985	Физ.лицо	25021-2831	13.12.2021	14.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-2077	Физ.лицо	25021-2842	29.12.2021	10.01.2024	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТРП ТРП-13	ФОРТРАН ООО	25021-2852	15.12.2021	16.12.2023	0,070	0,022	0,048	0,38	0,005						
				ТП ТП-1016	Физ.лицо	25021-2855	15.12.2021	10.01.2024	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-926	К-ТЕЛЕКОМ ООО	25021-2857	15.12.2021	20.12.2023	0,010	0,000	0,010	0,38	0,001						
				ТП-1137	К-ТЕЛЕКОМ ООО	25021-2870	14.12.2021	17.12.2023	0,010	0,000	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25021-2871	15.12.2021	16.12.2023	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				ТП ТП-1982 (абон.)	СЗ ГАГАРИНСКИЙ ООО	25021-2898	27.12.2021	27.12.2022	0,149	0,000	0,149	0,38	0,015						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25021-2945	21.12.2021	22.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25021-2959	21.12.2021	27.12.2023	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				МТП МТП-1074	Физ.лицо	25021-3048	28.12.2021	29.12.2023	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25021-3089	29.12.2021	30.12.2023	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТУ	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	Прирост нагрузки, МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора мощности, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВт											2023	2024	2025	2026	2027	2028
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25021-3092	29.12.2021	30.12.2023	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				ТП ТП-1016	Физ.лицо	25021-3065	30.12.2021	14.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-1699	11.05.2022	16.05.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-1941	20.05.2022	31.05.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				ТП ТП-1189	Физ.лицо	25022-0126	21.01.2022	01.02.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				ТП ТП-570	ИП Показило Юрий Евгеньевич	25022-0885	24.03.2022	05.04.2022	0,040	0,015	0,025	0,38	0,003						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-0161	25.01.2022	04.02.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-0740	14.03.2022	25.04.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				МТП МТП-1074	Физ.лицо	25022-0753	15.03.2022	21.03.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				ТП ТП-1016	Физ.лицо	25022-2122	27.05.2022	08.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1016	Физ.лицо	25021-2855	15.12.2021	14.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-2150	Физ.лицо	25022-1442	22.04.2022	28.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1930	Физ.лицо	25022-1997	25.05.2022	31.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-1489	25.04.2022	04.05.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				ТП ТП-1139	ИП Багиров Камиль Гюлумхан Оглы	25022-1645	05.05.2022	16.05.2022	0,014	0,000	0,014	0,38	0,001						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-0101	20.01.2022	25.03.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-0405	18.02.2022	04.03.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-0214	31.01.2022	25.03.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-1110	06.04.2022	13.04.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-0650	05.03.2022	16.03.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-2077	Физ.лицо	25022-1083	04.04.2022	12.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП-1935	Физ.лицо	25022-1441	22.04.2022	27.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				МТП МТП-1074	Физ.лицо	25022-0096	20.01.2022	01.02.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-0779	16.03.2022	23.03.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-2087	ДИРЕКЦИЯ ГКУ	25022-1163	12.04.2022	04.05.2022	0,002	0,000	0,002	0,22	0,000						
				МТП МТП-1074	Физ.лицо	25022-0534	28.02.2022	10.03.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-0818	21.03.2022	01.04.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-0770	15.03.2022	22.03.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				ТП ТП-1139	ИП Пересунько Сергей Алексеевич	25022-0149	25.01.2022	21.02.2022	0,050	0,000	0,050	0,38	0,005						
				КТП-2170	Физ.лицо	25021-3047	02.02.2022	15.02.2022	0,030	0,000	0,030	0,38	0,003						
				КТП КТП-2077	Физ.лицо	25021-2842	29.12.2021	12.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1034	ИП Багиров Камиль Гюлумхан Оглы	25022-1630	05.05.2022	16.05.2022	0,005	0,000	0,005	0,22	0,001						
				ТП-1935	Физ.лицо	25022-1936	20.05.2022	25.05.2022	0,015	0,002	0,013	0,38	0,001						
				МТП МТП-1074	Физ.лицо	25022-0977	29.03.2022	06.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП-1935	Физ.лицо	25022-1751	12.05.2022	20.05.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-1960	23.05.2022	30.05.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				ТП ТП-1985	Физ.лицо	25022-1553	28.04.2022	16.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП-2170	Физ.лицо	25022-0655	05.03.2022	15.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1092	ДИРЕКЦИЯ ГКУ	25022-1771	13.05.2022	01.06.2022	0,004	0,000	0,004	0,22	0,000						
				ТП ТП-979	ДИРЕКЦИЯ ГКУ	25022-1209	12.04.2022	04.05.2022	0,002	0,000	0,002	0,22	0,000						
				ТП ТП-1016	Физ.лицо	25022-0421	21.02.2022	23.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1930	Физ.лицо	25022-0452	22.02.2022	05.03.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-0263	02.02.2022	15.02.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-0539	28.02.2022	25.03.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				ТП ТП-1985	Физ.лицо	25021-3101	10.01.2022	13.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-0068	14.01.2022	27.01.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-2046	25.05.2022	30.05.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-2150	Физ.лицо	25022-1652	05.05.2022	18.05.2022	0,013	0,002	0,011	0,38	0,001						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТУ	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	Прирост нагрузки, МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора мощности, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВт											2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ТП ТП-1985	Физ.лицо	25022-0415	21.02.2022	25.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-2150	Физ.лицо	25022-1145	08.04.2022	13.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1136	Физ.лицо	25022-1026	31.03.2022	06.04.2022	0,015	0,002	0,013	0,38	0,001						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-1051	04.04.2022	11.04.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				МТП МТП-1074	Физ.лицо	25022-0739	14.03.2022	24.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				МТП МТП-1074	Физ.лицо	25022-0768	15.03.2022	22.03.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-0812	17.03.2022	25.03.2022	0,015	0,003	0,013	0,38	0,001						
				КТП КТП-2051	Физ.лицо	25022-0861	21.03.2022	24.03.2022	0,015	0,004	0,011	0,38	0,001						
				КТП КТП-2125	Физ.лицо	25022-0890	25.03.2022	31.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1091	ДИРЕКЦИЯ ГКУ	25022-1471	25.04.2022	30.05.2022	0,004	0,000	0,004	0,22	0,000						
				МТП МТП-1074	Физ.лицо	25022-0060	13.01.2022	21.01.2022	0,015	0,008	0,008	0,38	0,001						
				МТП МТП-1074	Физ.лицо	25022-1606	04.05.2022	13.05.2022	0,015	0,003	0,013	0,38	0,001						
				КТП КТП-1930	Физ.лицо	25022-1836	17.05.2022	24.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-0849	22.03.2022	28.03.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-0914	25.03.2022	01.04.2022	0,015	0,003	0,013	0,38	0,001						
				КТП КТПБ-2050	Физ.лицо	25022-0084	19.01.2022	08.02.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-0098	20.01.2022	25.03.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-969	Физ.лицо	25022-1975	24.05.2022	26.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-591	САМШИТ ООО	25022-1669	05.05.2022	18.05.2022	0,050	0,015	0,035	0,38	0,004						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-0020	10.01.2022	19.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-975	Физ.лицо	25022-0403	21.02.2022	04.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25021-3081	29.12.2021	17.01.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-2087	ДИРЕКЦИЯ ГКУ	25022-1435	22.04.2022	26.05.2022	0,002	0,000	0,002	0,22	0,000						
				КТП КТП-2097	Физ.лицо	25022-1678	06.05.2022	12.05.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-2051	ДИРЕКЦИЯ ГКУ	25022-0796	16.03.2022	22.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-630	Физ.лицо	25020-0711	05.06.2020	05.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-629	Физ.лицо	25020-0766	09.06.2020	09.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-603	Физ.лицо	25020-0850	15.06.2020	15.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-672	Физ.лицо	25020-1039	07.08.2020	07.08.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-604	Физ.лицо	25020-1086	03.07.2020	03.07.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1600	Физ.лицо	25020-1191	07.07.2020	07.07.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП-1605	Физ.лицо	25020-1859	22.09.2020	29.09.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-640	Физ.лицо	25021-0010	11.01.2021	15.01.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1636	Физ.лицо	25021-0028	12.01.2021	18.01.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-604	Физ.лицо	25021-0031	13.01.2021	18.01.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002	11,899	11,899	11,899	11,899	11,899	11,899
				ТП ТП-664	РТС	25021-0294	25.02.2021	02.03.2023	0,055	0,000	0,055	0,38	0,006						
				КТП КТП-1627	САНАТОРИЙ СОСНОВАЯ РОЦА ООО	25021-0383	03.03.2021	10.03.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-650	Физ.лицо	25021-0426	11.03.2021	16.03.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-618	ООО «БАЙДАРЫ-ТУР»	25021-0513	08.04.2021	09.04.2023	0,150	0,060	0,090	0,38	0,009						
				КТП КТП-10/0,4 кВ	ПЕРЕДОВОЕ КФХ	25021-0520	08.04.2021	09.04.2023	0,149	0,000	0,149	0,38	0,015						
				КТП КТП-687	Физ.лицо	25021-0606	01.04.2021	05.04.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-687	Физ.лицо	25021-0665	07.04.2021	09.04.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-600	Физ.лицо	25021-0689	13.04.2021	15.04.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1631	Физ.лицо	25021-0848	04.05.2021	06.05.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-616	Физ.лицо	25021-0994	24.05.2021	26.05.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				Проект МТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25021-1003	24.05.2021	25.05.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25021-1018	27.05.2021	01.06.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-10/0,4 кВ	ЕДКС ГКУ ГС	25021-1025	15.07.2021	15.07.2023	0,150	0,000	0,150	0,38	0,015						
				КТП КТП-672	Физ.лицо	25021-1026	25.05.2021	27.05.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-672	Физ.лицо	25021-1044	27.05.2021	31.05.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-672	Физ.лицо	25021-1047	03.06.2021	04.06.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТУ	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	Прирост нагрузки, МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора мощности, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВт											2023	2024	2025	2026	2027	2028
				КТП КТП-600	Физ.лицо	25021-1073	31.05.2021	02.06.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				Проект КТП-10/0,4 кВ	ПЕРЕДОВОЕ КФХ	25021-1100	24.06.2021	29.06.2023	0,149	0,000	0,149	0,38	0,015						
				КТП КТП-672	Физ.лицо	25021-1182	18.06.2021	21.06.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-601	КРЫМНЕФТЕСЕРВИС ООО	25021-1242	25.06.2021	29.06.2023	0,070	0,000	0,070	0,38	0,007						
				КТП КТП-1623	Физ.лицо	25021-1259	23.06.2021	01.07.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-616	Физ.лицо	25021-1278	25.06.2021	28.06.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-642	Физ.лицо	25021-1297	25.06.2021	29.06.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-632	Физ.лицо	25021-1339	01.07.2021	02.07.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-623	Физ.лицо	25021-1393	07.07.2021	12.07.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-672	Физ.лицо	25021-1403	09.07.2021	12.07.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-660	Физ.лицо	25021-1419	09.07.2021	12.07.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-667	Физ.лицо	25021-1426	13.07.2021	13.07.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-631	Физ.лицо	25021-1450	13.07.2021	15.07.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-618	Физ.лицо	25021-1478	19.07.2021	21.07.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1623	Физ.лицо	25021-1584	27.07.2021	30.07.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-650	Физ.лицо	25021-1587	30.07.2021	02.08.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-650	Физ.лицо	25021-1643	05.08.2021	11.08.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-623	ГОРСВЕТ ГБУ	25021-1660	06.08.2021	10.08.2023	0,020	0,005	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-694	ГОРСВЕТ ГБУ	25021-1661	06.08.2021	03.09.2023	0,025	0,000	0,025	0,38	0,003						
				КТП КТП-603	ГОРСВЕТ ГБУ	25021-1662	06.08.2021	10.08.2023	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				ТП ТП-632	Физ.лицо	25021-1688	09.08.2021	13.08.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-629	ГОРСВЕТ ГБУ	25021-1692	09.08.2021	10.08.2023	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-654	Физ.лицо	25021-1714	10.08.2021	12.08.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-610	Физ.лицо	25021-1716	13.08.2021	16.08.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-687	Физ.лицо	25021-1812	20.08.2021	20.08.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-616	Физ.лицо	25021-1823	23.08.2021	24.08.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1621	Физ.лицо	25021-1832	23.08.2021	26.08.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				МТП МТП-637	Физ.лицо	25021-1833	23.08.2021	24.08.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1628	Физ.лицо	25021-1837	24.08.2021	25.08.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП-1605	БАЙДАРБЕТОН-ПЛЮС ООО	25021-1854	01.09.2021	01.09.2022	0,070	0,000	0,070	0,38	0,007						
				КТП КТП-631	Физ.лицо	25021-1869	26.08.2021	31.08.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1628	Физ.лицо	25021-1913	03.09.2021	06.09.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-631	Физ.лицо	25021-2005	14.09.2021	17.09.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП-1605	Физ.лицо	25021-2067	21.09.2021	24.09.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-632	Физ.лицо	25021-2083	23.09.2021	29.09.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-650	Физ.лицо	25021-2109	28.09.2021	29.09.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1639	Физ.лицо	25021-2211	11.10.2021	13.10.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-672	Физ.лицо	25021-2221	12.10.2021	14.10.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-623	Физ.лицо	25021-2243	14.10.2021	15.10.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-603	Физ.лицо	25021-2246	14.10.2021	18.10.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-6/0,4 кВ	Физ.лицо	25021-2251	18.10.2021	19.10.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				МТП МТП-1640	Физ.лицо	25021-2260	18.10.2021	25.10.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1625	Физ.лицо	25021-2298	22.10.2021	27.10.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-601	Физ.лицо	25021-2312	26.11.2021	01.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-650	Физ.лицо	25021-2347	27.10.2021	01.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1639	Физ.лицо	25021-2350	27.10.2021	28.10.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1628	Физ.лицо	25021-2411	03.11.2021	09.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1628	Физ.лицо	25021-2419	08.11.2021	09.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-611	Физ.лицо	25021-2446	10.11.2021	12.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТУ	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	Прирост нагрузки, МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора мощности, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВт											2023	2024	2025	2026	2027	2028
				КТП пр.КТП	ИП Лукьянов Алексей Петрович	25021-2476	15.11.2021	17.11.2023	0,100	0,000	0,100	0,38	0,010						
				КТП КТП-677	Физ.лицо	25021-2526	18.11.2021	27.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-677	Физ.лицо	25021-2530	23.12.2021	27.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				МТП МТП-1641	Физ.лицо	25021-2533	23.11.2021	24.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП-1605	Физ.лицо	25021-2551	23.11.2021	26.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-618	Физ.лицо	25021-2552	22.11.2021	25.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25021-2574	25.11.2021	29.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-610	Физ.лицо	25021-2577	25.11.2021	26.11.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-604	Физ.лицо	25021-2578	25.11.2021	26.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25021-2581	25.11.2021	29.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25021-2582	25.11.2021	29.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25021-2583	25.11.2021	29.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				Проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25021-2585	25.11.2021	29.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-616	Физ.лицо	25021-2586	26.11.2021	30.11.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1624	Физ.лицо	25021-2588	26.11.2021	29.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25021-2594	25.11.2021	29.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-630	Физ.лицо	25021-2601	26.11.2021	29.11.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25021-2608	29.11.2021	30.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-6/0.4 кВ	Физ.лицо	25021-2610	29.11.2021	30.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-654	Физ.лицо	25021-2615	29.11.2021	01.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25021-2616	29.11.2021	30.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-692	Физ.лицо	25021-2621	29.11.2021	02.12.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-603	Физ.лицо	25021-2654	01.12.2021	06.12.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-693	Физ.лицо	25021-2661	01.12.2021	07.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-608	КНП ООО	25021-2667	01.12.2021	07.12.2023	0,015	0,004	0,011	0,38	0,001						
				КТП КТП-10/0,4 кВ	САНАТОРИЙ СОСНОВАЯ РОЦА ООО	25021-2726	06.12.2021	09.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП-1614	Физ.лицо	25021-2728	06.12.2021	07.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проектКТП-6/0.4 кВ	САНАТОРИЙ СОСНОВАЯ РОЦА ООО	25021-2731	06.12.2021	09.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				Проект КТП-10/0,4 кВ	САНАТОРИЙ СОСНОВАЯ РОЦА ООО	25021-2733	06.12.2021	09.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				Проект КТП-10/0,4 кВ	САНАТОРИЙ СОСНОВАЯ РОЦА ООО	25021-2735	06.12.2021	09.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				Проект КТП-10/0,4 кВ	САНАТОРИЙ СОСНОВАЯ РОЦА ООО	25021-2738	06.12.2021	09.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				Проект КТП-10/0,4 кВ	САНАТОРИЙ СОСНОВАЯ РОЦА ООО	25021-2739	06.12.2021	09.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				Проект КТП-10/0,4 кВ	САНАТОРИЙ СОСНОВАЯ РОЦА ООО	25021-2741	06.12.2021	09.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				Проект КТП-10/0,4 кВ	САНАТОРИЙ СОСНОВАЯ РОЦА ООО	25021-2743	06.12.2021	09.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				Проект КТП-10/0,4 кВ	САНАТОРИЙ СОСНОВАЯ РОЦА ООО	25021-2745	06.12.2021	09.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-623	Физ.лицо	25021-2749	07.12.2021	09.12.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-693	Физ.лицо	25021-2755	07.12.2021	10.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25021-2772	08.12.2021	10.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-693	Физ.лицо	25021-2778	07.12.2021	10.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25021-2785	09.12.2021	14.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-610	Физ.лицо	25021-2811	09.12.2021	10.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТУ	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	Прирост нагрузки, МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора мощности, МВт	Перспективная нагрузка, МВА						
		Год	МВт											2023	2024	2025	2026	2027	2028	
				КТП КТП-601	Физ.лицо	25021-2821	09.12.2021	13.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-650	Физ.лицо	25021-2823	09.12.2021	13.12.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001							
				ТП ТП-632	Физ.лицо	25021-2830	13.12.2021	16.12.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001							
				КТП-1605	Физ.лицо	25021-2835	13.12.2021	14.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-631	Физ.лицо	25021-2845	15.12.2021	17.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				ТП ТП-610	Физ.лицо	25021-2872	20.12.2021	24.12.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001							
				КТП КТП-1645	Физ.лицо	25021-2874	20.12.2021	21.12.2023	0,008	0,002	0,006	0,22	0,001							
				ТП ТП-632	Физ.лицо	25021-2893	20.12.2021	23.12.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001							
				КТП КТП-630	Физ.лицо	25021-2932	20.12.2021	21.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				ТП ТП-610	Физ.лицо	25021-2936	20.12.2021	22.12.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001							
				КТП КТП-618	Физ.лицо	25021-2940	21.12.2021	22.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				ТП ТП-610	Физ.лицо	25021-2947	21.12.2021	22.12.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001							
				Проект КТП-10/0,4 кВ	Б-ФОРТ ООО	25021-2971	27.12.2021	28.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				Проект КТП-10/0,4 кВ	Б-ФОРТ ООО	25021-2974	27.12.2021	28.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				Проект КТП-10/0,4 кВ	Б-ФОРТ ООО	25021-2977	27.12.2021	28.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				Проект КТП-10/0,4 кВ	Б-ФОРТ ООО	25021-2978	27.12.2021	28.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				Проект КТП-10/0,4 кВ	Б-ФОРТ ООО	25021-2981	27.12.2021	28.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				Проект КТП-10/0,4 кВ	Б-ФОРТ ООО	25021-2983	27.12.2021	28.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25021-2997	23.12.2021	29.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-1624	Физ.лицо	25021-2999	24.12.2021	28.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25021-3000	23.12.2021	29.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25021-3002	23.12.2021	29.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-699	Физ.лицо	25021-3018	24.12.2021	27.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25021-3025	27.12.2021	29.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25021-3028	27.12.2021	29.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-626	Физ.лицо	25021-3060	28.12.2021	30.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-641	Физ.лицо	25021-3061	28.12.2021	29.12.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001							
				КТП КТП-1628	Физ.лицо	25021-3062	28.12.2021	29.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-0633	04.03.2022	31.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-1981	24.05.2022	16.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				МТП МТП-628	Физ.лицо	25022-1058	05.04.2022	11.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-1619	Физ.лицо	25022-0921	25.03.2022	07.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				ТП ТП-632	Физ.лицо	25022-1661	06.05.2022	16.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				проект КТП-10/0,4 кВ	ЭКО ПЛЮС ООО	25022-0468	24.03.2022	11.04.2022	0,149	0,000	0,149	0,38	0,015							
				КТП КТП-1604	Физ.лицо	25022-0295	07.02.2022	28.02.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001							
				КТП КТП-1632	Физ.лицо	25022-1165	11.04.2022	18.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-677	Физ.лицо	25022-0130	21.01.2022	26.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-618	Физ.лицо	25022-1979	24.05.2022	30.05.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001							
				ТП ТП-605	Физ.лицо	25022-0535	28.02.2022	09.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-1628	Физ.лицо	25022-1808	16.05.2022	19.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-654	Физ.лицо	25022-1567	29.04.2022	18.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП-623 (черновик)	Физ.лицо	25022-1855	19.05.2022	26.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-10/0,4 кВ №1 и №2	Б-ФОРТ ООО	25022-0351	11.02.2022	04.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-650	Физ.лицо	25022-0448	21.02.2022	25.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				проект КТП-10/0,4 кВ	КРЫМ ИНВЕСТГРУПП ООО	25022-0410	21.02.2022	06.04.2022	0,150	0,000	0,150	0,38	0,015							
				ТП ТП-632	Физ.лицо	25022-1142	08.04.2022	14.04.2022	0,015	0,002	0,013	0,38	0,001							
				КТП КТП-629	Физ.лицо	25022-1559	28.04.2022	17.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-677	Физ.лицо	25022-0878	24.03.2022	30.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				ТП ТП-610	Физ.лицо	25022-0127	21.01.2022	27.01.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001							
				КТП КТП-693	Физ.лицо	25022-1574	29.04.2022	12.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТУ	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	Прирост нагрузки, МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора мощности, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВт											2023	2024	2025	2026	2027	2028
				КТП КТП-654	Физ.лицо	25022-0526	28.02.2022	10.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-610	Физ.лицо	25022-0451	21.02.2022	28.02.2022	0,015	0,002	0,013	0,38	0,001						
				КТП КТП-1628	Физ.лицо	25022-1810	16.05.2022	19.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-632	Физ.лицо	25022-1656	05.05.2022	16.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-650	Физ.лицо	25022-0296	04.02.2022	25.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-687	Физ.лицо	25021-3070	31.01.2022	14.02.2022	0,030	0,000	0,030	0,38	0,003						
				КТП КТП-677	Физ.лицо	25022-1889	19.05.2022	02.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-632	Физ.лицо	25022-1516	27.04.2022	13.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-616	Физ.лицо	25022-0484	25.02.2022	01.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				СКТП СКТП-1638	Физ.лицо	25022-0430	21.02.2022	25.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-600	Физ.лицо	25022-0362	11.02.2022	16.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-626	Физ.лицо	25021-3064	28.12.2021	11.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-613	Физ.лицо	25022-1749	12.05.2022	17.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-642	Физ.лицо	25022-0944	28.03.2022	01.04.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП Проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-0009	11.01.2022	27.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-692	Физ.лицо	25022-1621	04.05.2022	16.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Б-ФОРТ ООО	25022-0361	11.02.2022	03.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1623	Физ.лицо	25022-0276	03.02.2022	08.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				МТП МТП-1641	ИП Лукьянов Алексей Петрович	25022-1333	19.04.2022	22.04.2022	0,054	0,015	0,039	0,38	0,004						
				КТП КТП-613	Физ.лицо	25022-0046	13.01.2022	17.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-608	Физ.лицо	25022-1253	15.04.2022	25.04.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-616	Физ.лицо	25022-1373	20.04.2022	03.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-10/0,4 кВ №1 и №2	Б-ФОРТ ООО	25022-0339	11.02.2022	04.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-1887	19.05.2022	27.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-631	Физ.лицо	25022-0972	29.03.2022	11.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-629	Физ.лицо	25022-1012	30.03.2022	05.04.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1609	Физ.лицо	25022-1277	18.04.2022	29.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП-1605	Физ.лицо	25022-0993	30.03.2022	11.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1621	Физ.лицо	25022-1718	06.05.2022	19.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-609	Физ.лицо	25022-0027	10.01.2022	14.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-0558	01.03.2022	23.03.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-0875	23.03.2022	04.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-654	Физ.лицо	25022-0707	10.03.2022	17.03.2022	0,015	0,002	0,013	0,38	0,001						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Б-ФОРТ ООО	25022-0359	11.02.2022	05.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				МТП МТП-628	Физ.лицо	25022-0507	25.02.2022	26.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-687	Физ.лицо	25022-0611	04.03.2022	14.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Б-ФОРТ ООО	25022-0358	11.02.2022	05.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1629	Физ.лицо	25022-1969	23.05.2022	26.05.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-692	Физ.лицо	25022-0031	10.01.2022	13.01.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				проект КТП-10/0,4 кВ	КРЫМ ИНВЕСТГРУПП ООО	25022-0412	21.02.2022	06.04.2022	0,150	0,000	0,150	0,38	0,015						
				КТП КТП-687	Физ.лицо	25022-0143	25.01.2022	27.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-616	Физ.лицо	25022-1293	18.04.2022	21.04.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				ТП ТП-632	Физ.лицо	25022-0029	10.01.2022	13.01.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-693	Физ.лицо	25022-0953	28.03.2022	05.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-677	Физ.лицо	25022-1876	18.05.2022	02.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-605	Физ.лицо	25022-0390	18.02.2022	24.02.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-654	Физ.лицо	25022-1194	11.04.2022	15.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-613	Физ.лицо	25022-0294	04.02.2022	18.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТУ	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	Прирост нагрузки, МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора мощности, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВт											2023	2024	2025	2026	2027	2028
				проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-0785	16.03.2022	31.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Крестьянское (Фермерское) хозяйство «Рассвет»	25022-1556	28.04.2022	16.05.2022	0,050	0,000	0,050	0,38	0,005						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Б-ФОРТ ООО	25022-0353	11.02.2022	09.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-687	Физ.лицо	25022-1341	19.04.2022	27.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,22	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-0626	04.03.2022	31.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-623	Физ.лицо	25022-0023	11.01.2022	24.01.2022	0,008	0,003	0,005	0,22	0,001						
				КТП КТП-654	Физ.лицо	25022-1570	29.04.2022	05.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-0477	24.02.2022	16.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Б-ФОРТ ООО	25022-0343	11.02.2022	03.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-687	Физ.лицо	25022-0287	04.02.2022	09.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-677	Физ.лицо	25022-2004	25.05.2022	13.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Б-ФОРТ ООО	25022-0342	11.02.2022	09.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1645	ИП Кузавков Олег Александрович	25022-0044	11.01.2022	18.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1645	Физ.лицо	25022-1193	11.04.2022	19.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-687	Физ.лицо	25022-0257	03.02.2022	09.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-0644	05.03.2022	01.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-613	Физ.лицо	25022-0053	12.01.2022	17.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Б-ФОРТ ООО	25022-0356	11.02.2022	04.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-613	Физ.лицо	25022-1964	23.05.2022	27.05.2022	0,005	0,000	0,005	0,22	0,001						
				КТП КТП-650	Физ.лицо	25022-2164	30.05.2022	13.06.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-650	Физ.лицо	25022-0354	11.02.2022	16.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-613	Физ.лицо	25022-1166	12.04.2022	14.04.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-692	Физ.лицо	25022-1064	04.04.2022	07.04.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				ТП ТП-607	Физ.лицо	25021-3107	10.01.2022	26.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-610	Физ.лицо	25022-0404	18.02.2022	22.02.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-0794	17.03.2022	07.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-616	Физ.лицо	25022-0424	21.02.2022	25.02.2022	0,015	0,002	0,013	0,38	0,001						
				КТП КТП-1604	Физ.лицо	25022-0049	12.01.2022	21.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-692	Физ.лицо	25022-1616	04.05.2022	06.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-687	Физ.лицо	25022-1223	13.04.2022	15.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-618	Физ.лицо	25022-1087	05.04.2022	13.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-687	Физ.лицо	25022-0286	04.02.2022	09.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-629	Физ.лицо	25022-0055	14.01.2022	25.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1646	АЛИ БАИР ООО	25022-0253	02.02.2022	24.02.2022	0,060	0,030	0,030	0,38	0,003						
				КТП-1605	Физ.лицо	25022-0543	28.02.2022	09.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-623	ПОЧТА КРЫМА ФГУП	25021-2886	21.01.2022	25.01.2022	0,015	0,001	0,014	0,38	0,001						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-1914	19.05.2022	24.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,001						
				КТП КТП-650	Физ.лицо	25022-1827	17.05.2022	23.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1600	Физ.лицо	25022-1863	19.05.2022	30.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП-1605	Физ.лицо	25022-1302	19.04.2022	26.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-693	Физ.лицо	25022-1307	19.04.2022	28.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-618	Физ.лицо	25022-1340	18.04.2022	27.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-692	Физ.лицо	25022-1465	25.04.2022	10.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1628	Физ.лицо	25022-1622	04.05.2022	16.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-605	Физ.лицо	25022-1500	25.04.2022	27.05.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				ТП ТП-609	Физ.лицо	25022-0988	01.04.2022	07.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-687	Физ.лицо	25022-0998	04.04.2022	17.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1628	Физ.лицо	25022-1086	06.04.2022	12.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1610	Физ.лицо	25022-0755	15.03.2022	22.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-687	Физ.лицо	25022-0882	25.03.2022	30.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТУ	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	Прирост нагрузки, МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора мощности, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВт											2023	2024	2025	2026	2027	2028
				КТП КТП-1610	Физ.лицо	25022-0290	04.02.2022	08.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-654	Физ.лицо	25022-0524	28.02.2022	10.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-677	Физ.лицо	25022-0546	01.03.2022	02.06.2022	0,009	0,000	0,009	0,38	0,001						
				КТП КТП-693	Физ.лицо	25022-2104	27.05.2022	01.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-650	Физ.лицо	25022-0299	04.02.2022	10.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Б-ФОРТ ООО	25022-0345	11.02.2022	04.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-601	Физ.лицо	25022-0115	20.01.2022	24.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-631	Физ.лицо	25022-0142	25.01.2022	28.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-608	Физ.лицо	25022-0185	27.01.2022	01.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-611	Физ.лицо	25022-0201	28.01.2022	08.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-677	Физ.лицо	25022-2001	25.05.2022	13.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-632	Физ.лицо	25022-2121	27.05.2022	06.06.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-1631	Физ.лицо	25022-1557	28.04.2022	04.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-610	Физ.лицо	25022-0348	10.02.2022	15.02.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1630	Физ.лицо	25022-0992	01.04.2022	06.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-693	Физ.лицо	25022-1065	04.04.2022	13.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-0416	18.02.2022	15.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-613	Физ.лицо	25022-0531	28.02.2022	10.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1628	Физ.лицо	25022-0646	09.03.2022	16.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-0780	16.03.2022	07.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-0788	16.03.2022	31.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1631	Физ.лицо	25022-1159	08.04.2022	14.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-1190	11.04.2022	20.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-608	Физ.лицо	25022-1283	18.04.2022	21.04.2022	0,015	0,009	0,006	0,38	0,001						
				КТП КТП-693	Физ.лицо	25022-1301	18.04.2022	20.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-650	Физ.лицо	25022-1386	20.04.2022	04.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-616	Физ.лицо	25022-1457	25.04.2022	03.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1600	Физ.лицо	25022-1946	20.05.2022	28.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-687	Физ.лицо	25022-0865	23.03.2022	28.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-642	Физ.лицо	25022-0811	17.03.2022	25.03.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				ТП ТП-632	Физ.лицо	25022-0578	01.03.2022	10.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-687	Физ.лицо	25022-1020	01.04.2022	11.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Б-ФОРТ ООО	25022-0340	11.02.2022	04.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-616	Физ.лицо	25022-0474	25.02.2022	02.03.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-601	Физ.лицо	25022-0118	20.01.2022	24.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1604	Физ.лицо	25022-1958	23.05.2022	27.05.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				проект КТП-10/0,4 кВ	КРЫМ ИНВЕСТГРУПП ООО	25022-0399	21.02.2022	16.03.2022	0,150	0,000	0,150	0,38	0,015						
				КТП КТП-677	Физ.лицо	25022-1910	19.05.2022	01.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-632	Физ.лицо	25022-0775	15.03.2022	22.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП-1605	Физ.лицо	25022-2006	25.05.2022	02.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-0306	10.02.2022	01.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-692	Физ.лицо	25022-1609	04.05.2022	16.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-632	Физ.лицо	25022-2120	27.05.2022	06.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-0443	21.02.2022	29.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-677	Физ.лицо	25022-1904	19.05.2022	01.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-629	Физ.лицо	25022-1432	22.04.2022	03.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1628	Физ.лицо	25022-1000	30.03.2022	04.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-677	Физ.лицо	25022-0662	05.03.2022	24.03.2022	0,009	0,000	0,009	0,38	0,001						
				КТП КТП-619	Физ.лицо	25022-0718	10.03.2022	17.03.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1645	КЛЕВЕР ООО	25022-1186	11.04.2022	11.05.2022	0,060	0,005	0,055	0,38	0,006						
				КТП КТП-677	Физ.лицо	25022-1873	19.05.2022	01.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТУ	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	Прирост нагрузки, МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора мощности, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВт											2023	2024	2025	2026	2027	2028
3	ПС-15	2021	28,71	проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-0652	09.03.2022	01.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002	32,883	32,885	32,885	32,885	32,885	32,885
				КТП-1605	Физ.лицо	25022-0530	28.02.2022	02.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-0585	03.03.2022	25.03.2022	0,015	0,006	0,009	0,38	0,001						
				КТП-1605	Физ.лицо	25022-0447	21.02.2022	24.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-687	Физ.лицо	25022-0285	04.02.2022	09.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1628	Физ.лицо	25022-0518	28.02.2022	10.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-601	Физ.лицо	25022-0332	11.02.2022	02.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-0629	04.03.2022	31.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-603	Физ.лицо	25022-1618	04.05.2022	13.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-642	Физ.лицо	25022-0843	21.03.2022	01.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1619	Физ.лицо	25022-2149	30.05.2022	14.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-631	Физ.лицо	25022-0113	20.01.2022	03.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-632	Физ.лицо	25022-0771	15.03.2022	22.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-677	Физ.лицо	25022-1874	19.05.2022	02.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-687	Физ.лицо	25022-0260	03.02.2022	16.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-687	Физ.лицо	25022-1175	11.04.2022	13.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-687	Физ.лицо	25022-0491	28.02.2022	09.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП-1605	Физ.лицо	25022-0511	28.02.2022	09.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1637	Физ.лицо	25022-1257	15.04.2022	21.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-0737	11.03.2022	04.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-687	Физ.лицо	25022-1769	13.05.2022	19.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-632	Физ.лицо	25022-1048	01.04.2022	05.04.2022	0,015	0,002	0,013	0,38	0,001						
				КТП КТП-1628	Физ.лицо	25022-0318	07.02.2022	28.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				проект КТП-10/0,4 кВ	Б-ФОРТ ООО	25022-0346	11.02.2022	04.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1583	Физ.лицо	25020-0646	02.06.2020	02.06.2022	0,045	0,015	0,030	0,38	0,003						
				ЭПУ	ФГУП 102 ПЭС МИНОБОРОНЫ РОССИИ	25018-1088	06.09.2018	2022	1,907	1,287	0,620	-	0,124						
				ЭПУ	ФГУП 102 ПЭС МИНОБОРОНЫ РОССИИ	25018-0136	11.05.2018	2022	3,900	2,200	1,700	-	0,340						
				ЭПУ	Физ.лицо	25019-1291	01.07.2019	2022	0,150	0,000	0,150	-	0,015						
				КТП КТП-1907	Физ.лицо	25020-0881	15.07.2020	15.07.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-2192	Физ.лицо	25020-1166	14.07.2020	14.07.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-506	ДЕПАРТАМЕНТ ТРАНСПОРТА И РАЗВИТИЯ ДОРОЖНО-ТРАНСПОРТНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ГОРОДА СЕВАСТОПОЛЯ	25020-1207	15.09.2020	15.09.2022	0,037	0,000	0,037	0,38	0,004						
				ТП-82	ИП Мантров Игорь Николаевич	25020-1662	03.09.2020	09.09.2022	0,002	0,000	0,002	0,22	0,000						
КТП КТП-234	Физ.лицо	25020-1831	23.09.2020	23.09.2022	0,030	0,008	0,022	0,38	0,002										
ТП ТП-499	ИП Мусаев Камандар Акпар оглы	25020-1917	01.10.2020	06.10.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002										
ТП ТП-2052	КМС ООО	25020-1944	14.10.2020	14.10.2022	0,412	0,000	0,412	0,38	0,041										
КТП КТП-1559	Физ.лицо	25020-2371	10.12.2020	11.12.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002										
ТП ТП-570	ИП Яковлев Игорь Михайлович	25020-2390	14.12.2020	17.12.2022	0,008	0,001	0,007	0,22	0,001										
КТП КТП-931	КЕДР ООО	25021-0104	28.01.2021	03.02.2023	0,100	0,000	0,100	6	0,010										
КТП КТП-481	ОСЬМИНОГ ООО	25021-0390	11.03.2021	12.03.2023	0,145	0,006	0,139	0,38	0,014										
ТП-82	Физ.лицо	25021-0700	22.04.2021	22.04.2023	0,040	0,000	0,040	0,38	0,004										
проект КТП-6/0,4 кВ	ИП Цымбал Алексей Федорович	25021-0747	20.04.2021	23.04.2023	0,110	0,000	0,110	0,38	0,011										

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТУ	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	Прирост нагрузки, МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора мощности, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВт											2023	2024	2025	2026	2027	2028
				КТП КТП-2096	Физ.лицо	25021-0851	08.06.2021	08.06.2023	0,055	0,015	0,040	0,38	0,004						
				КТП КТП-2221	Физ.лицо	25021-1227	21.06.2021	22.06.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-594	«КОМТОП» ООО	25021-1304	28.06.2021	29.06.2023	0,020	0,003	0,017	0,38	0,002						
				ТП ТП-1911	ПАРКИ И СКВЕРЫ ГБУ	25021-1573	26.07.2021	21.09.2023	0,014	0,000	0,014	0,38	0,001						
				КТП КТП-1559	Физ.лицо	25021-1656	04.08.2021	09.08.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1907	Физ.лицо	25021-1760	16.08.2021	19.08.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-2029	ГРАНД ОТЕЛЬ АКВАМАРИН РУ ООО	25021-1791	11.08.2021	11.08.2023	1,790	1,318	0,472	0,38	0,094						
				ТП ТП-435	Физ.лицо	25021-1902	01.09.2021	02.09.2023	0,015	0,006	0,009	0,38	0,001						
				КТП КТП-1583	Физ.лицо	25021-1977	10.09.2021	10.09.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-2096	Физ.лицо	25021-2022	17.09.2021	17.09.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-2029	СЗ АКВАМАРИН-ИНВЕСТ ООО	25021-2088	17.11.2021	17.11.2023	0,472	0,000	0,472	0,38	0,047						
				КТП КТП-1907	Физ.лицо	25021-2090	23.09.2021	24.09.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1585	Физ.лицо	25021-2111	27.09.2021	29.09.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-2225	ООО «НОРДСАЙД»	25021-2136	04.10.2021	05.10.2023	0,020	0,000	0,020	0,38	0,002						
				КТП КТП-234	ЕВГЕНИЙ ПЛЮС ООО	25021-2163	04.10.2021	05.10.2023	0,030	0,002	0,028	0,38	0,003						
				КТП КТП-1907	Физ.лицо	25021-2194	07.10.2021	12.10.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-2221	Физ.лицо	25021-2247	24.11.2021	24.11.2023	0,035	0,015	0,020	0,38	0,002						
				КТП-1155	ГОРСВЕТ ГБУ	25021-2432	10.11.2021	24.11.2023	0,020	0,000	0,020	0,38	0,002						
				КТП КТП-1907	Физ.лицо	25021-2531	02.12.2021	02.12.2023	0,027	0,015	0,012	0,38	0,001						
				ТП ТП-498	КРАСНЫЙ МАК ООО	25021-2653	02.12.2021	03.12.2023	0,140	0,095	0,045	0,38	0,005						
				КТП-2165	ЮГ-АВТО СЕРВИС ООО	25021-2718	06.12.2021	13.12.2023	0,100	0,000	0,100	0,38	0,010						
				КТП КТП-2096	Физ.лицо	25021-2787	08.12.2021	15.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-2096	Физ.лицо	25021-2789	09.12.2021	10.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-2154	Физ.лицо	25021-2798	08.12.2021	10.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1143	Физ.лицо	25021-2849	14.12.2021	15.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1583	Физ.лицо	25021-2883	15.12.2021	20.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1585	Физ.лицо	25021-2905	20.12.2021	23.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-2142	Физ.лицо	25021-2950	22.12.2021	23.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1583	Физ.лицо	25021-3027	28.12.2021	28.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП пр.КТП	Физ.лицо	25021-3073	28.12.2021	29.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-2076	СЗ ГРИН ООО	25021-3091	29.12.2021	29.12.2022	0,150	0,000	0,150	0,38	0,015						
				КТП КТП-1583	Физ.лицо	25021-3099	11.01.2022	13.01.2024	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1907	Физ.лицо	25022-1886	19.05.2022	26.05.2022	0,015	0,002	0,013	0,38	0,001						
				КТП КТП-2154	Физ.лицо	25022-1774	12.05.2022	18.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1907	Физ.лицо	25022-0153	07.02.2022	01.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1559	Физ.лицо	25022-1505	26.04.2022	06.05.2022	0,015	0,004	0,011	0,38	0,001						
				КТП КТП-1583	Физ.лицо	25022-0930	25.03.2022	31.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-2053	Физ.лицо	25022-2030	25.05.2022	31.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1559	Физ.лицо	25022-0825	21.03.2022	24.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1559	Физ.лицо	25022-0827	21.03.2022	24.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП-1469	Физ.лицо	25022-0700	09.03.2022	15.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1907	Физ.лицо	25022-0886	24.03.2022	30.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1143	Физ.лицо	25022-2045	25.05.2022	01.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1907	Физ.лицо	25022-0048	12.01.2022	24.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-529	ДИРЕКЦИЯ ГКУ	25022-1734	12.05.2022	17.05.2022	0,004	0,000	0,004	0,22	0,000						
				КТП КТП-1559	Физ.лицо	25022-0902	24.03.2022	31.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП-1469	Физ.лицо	25022-1708	11.05.2022	17.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1143	Физ.лицо	25022-0407	18.02.2022	25.02.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1907	Физ.лицо	25022-0175	27.01.2022	01.02.2022	0,015	0,002	0,013	0,38	0,001						
				КТП пр.КТП	Физ.лицо	25022-0429	18.02.2022	04.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТУ	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	Прирост нагрузки, МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора мощности, МВт	Перспективная нагрузка, МВА						
		Год	МВт											2023	2024	2025	2026	2027	2028	
				проект КТП-6/0,4 кВ	Физ.лицо	25020-1417	05.08.2020	06.08.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-1462	ГОРСВЕТ ГБУ	25020-1471	13.08.2020	18.08.2022	0,020	0,000	0,020	0,38	0,002							
				ТП ТП-268	ДЕТСКИЙ САД № 19 ГБДОУ	25020-2011	14.10.2020	19.10.2022	0,033	0,000	0,033	0,38	0,003							
				КТП КТП-1462	Физ.лицо	25020-2281	26.11.2020	27.11.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-1589	Физ.лицо	25020-2332	04.12.2020	07.12.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				проект КТП-6/0,4 кВ	ЕДКС ГКУ ГС	25020-2500	28.12.2020	28.12.2022	0,466	0,000	0,466	0,38	0,047							
				ТП-962	СЕВТЕПЛОЭНЕРГО ГУПС	25021-0180	08.02.2021	13.04.2023	0,087	0,000	0,087	0,38	0,009							
				КТП КТП-2407	Физ.лицо	25021-0193	09.02.2021	15.02.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-1182	Физ.лицо	25021-0478	19.03.2021	22.03.2023	0,006	0,000	0,006	0,22	0,001							
				КТП КТП-1470	Физ.лицо	25021-0533	24.03.2021	25.03.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-1182	Физ.лицо	25021-0550	25.03.2021	25.03.2023	0,015	0,009	0,006	0,38	0,001							
				КТП КТП-1456	Физ.лицо	25021-0590	01.04.2021	02.04.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				ТП ТП-912	ПРОДТОРГ-ЮГ ООО	25021-1019	25.05.2021	01.06.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-1418	Физ.лицо	25021-1102	03.06.2021	04.06.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-1470	Физ.лицо	25021-1146	10.06.2021	15.06.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-235	ГБОУ СОШ №26 ИМЕНИ Е.М.БАКУНИНОЙ	25021-1301	22.07.2021	22.07.2023	0,150	0,046	0,104	0,38	0,010							
				КТП КТП-1439	Физ.лицо	25021-1407	09.07.2021	12.07.2023	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001							
				КТП КТП-1182	Физ.лицо	25021-1497	20.07.2021	22.07.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП-1467	Физ.лицо	25021-1503	20.07.2021	22.07.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				ТП ТП-934	ПАРКИ И СКВЕРЫ ГБУ	25021-1515	20.07.2021	10.08.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-1470	Физ.лицо	25021-1530	21.07.2021	23.07.2023	0,015	0,009	0,006	0,38	0,001							
				КТП КТП-2407	Физ.лицо	25021-1532	21.07.2021	26.07.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001							
				КТП КТП-1182	Физ.лицо	25021-1761	17.08.2021	19.08.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-1462	Физ.лицо	25021-1828	23.08.2021	24.08.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				ТП ТП-1100	Физ.лицо	25021-1958	08.09.2021	10.09.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-1456	Физ.лицо	25021-1989	10.09.2021	13.09.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП-1467	Физ.лицо	25021-2001	14.09.2021	16.09.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-1470	Физ.лицо	25021-2031	17.09.2021	24.09.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-1456	Физ.лицо	25021-2093	23.09.2021	27.09.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-1470	Физ.лицо	25021-2096	27.09.2021	29.09.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
ТП ТП-79	Физ.лицо	25021-2135	04.10.2021	06.10.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001											
КТП КТП-1441	Физ.лицо	25021-2249	14.10.2021	19.10.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002											
				КТП КТП-1182	Физ.лицо	25021-2282	19.10.2021	20.10.2023	0,015	0,008	0,007	0,38	0,001							
				ТП ТП-934	ГОРСВЕТ ГБУ	25021-2326	25.10.2021	29.11.2023	0,030	0,010	0,020	0,38	0,002							
				КТП КТП-2408	СТ ИМ. МИЧУРИНА ТСН	25021-2368	03.11.2021	10.11.2023	0,150	0,000	0,150	0,38	0,015							
				КТП-1467	Физ.лицо	25021-2407	03.11.2021	17.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-1456	Физ.лицо	25021-2414	08.11.2021	11.11.2023	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001							
				ТП ТП-932	Физ.лицо	25021-2424	08.11.2021	09.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				ТП ТП-1177	Физ.лицо	25021-2453	10.11.2021	11.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-235	ЦАРЬ ХЛЕБ ООО	25021-2465	12.11.2021	16.11.2023	0,005	0,002	0,004	0,22	0,000							
				КТП-1467	Физ.лицо	25021-2513	18.11.2021	23.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-1478	Физ.лицо	25021-2522	18.11.2021	19.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				ТП ТП-1177	Физ.лицо	25021-2536	19.11.2021	22.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП-2405	Физ.лицо	25021-2553	22.11.2021	24.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-1182	Физ.лицо	25021-2566	23.11.2021	29.11.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-1589	Физ.лицо	25021-2623	08.12.2021	15.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП КТП-1589	Физ.лицо	25021-2627	08.12.2021	15.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				ТП ТП-1132	ТРОЙКА ООО	25021-2658	01.12.2021	07.12.2023	0,060	0,030	0,030	0,38	0,003							
				КТП-1467	Физ.лицо	25021-2664	03.12.2021	03.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							
				КТП-1477	Физ.лицо	25021-2673	01.12.2021	06.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002							

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТУ	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	Прирост нагрузки, МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора мощности, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВт											2023	2024	2025	2026	2027	2028
				КТП-1466	Физ.лицо	25021-2680	03.12.2021	06.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1267	Физ.лицо	25021-2692	07.12.2021	07.12.2023	0,030	0,015	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1177	ИП Бессмертный Виктор Викторович	25021-2713	03.12.2021	07.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1586	Физ.лицо	25021-2719	07.12.2021	09.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-442	Физ.лицо	25021-2750	06.12.2021	07.12.2023	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-350	Физ.лицо	25021-2751	07.12.2021	08.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1470	Физ.лицо	25021-2783	09.12.2021	10.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1410	Физ.лицо	25021-2792	08.12.2021	09.12.2023	0,015	0,010	0,005	0,38	0,001						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25021-2844	14.12.2021	17.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1177	Физ.лицо	25021-2862	15.12.2021	16.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП-409	Физ.лицо	25021-2868	20.12.2021	21.12.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1456	Физ.лицо	25021-2880	15.12.2021	15.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1177	Физ.лицо	25021-2885	20.12.2021	21.12.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				ТП-409	Физ.лицо	25021-2915	20.12.2021	21.12.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1589	Физ.лицо	25021-2921	21.12.2021	22.12.2023	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				пр.КТП	Физ.лицо	25021-2937	17.12.2021	20.12.2023	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП-1467	Физ.лицо	25021-2948	21.12.2021	24.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-79	Физ.лицо	25021-2962	21.12.2021	23.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1177	Физ.лицо	25021-2970	22.12.2021	23.12.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1462	Физ.лицо	25021-2976	23.12.2021	24.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1470	Физ.лицо	25021-3007	23.12.2021	29.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1177	НОВАТОР ООО	25021-3013	24.12.2021	24.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП-1467	Физ.лицо	25021-3029	27.12.2021	30.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП-1466	Физ.лицо	25021-3033	27.12.2021	29.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1177	Физ.лицо	25021-3042	28.12.2021	30.12.2023	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1470	Физ.лицо	25021-3044	27.12.2021	30.12.2023	0,015	0,009	0,006	0,38	0,001						
				КТП КТП-1586	Физ.лицо	25021-3102	29.12.2021	30.12.2023	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-2405	Физ.лицо	25022-0259	01.02.2022	22.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1261	Физ.лицо	25022-2074	26.05.2022	22.06.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-6/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-1823	16.05.2022	19.05.2022	0,015	0,001	0,015	0,38	0,001						
				КТП КТП-1586	Физ.лицо	25022-1241	15.04.2022	21.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1410	Физ.лицо	25022-0517	28.02.2022	10.03.2022	0,015	0,008	0,007	0,38	0,001						
				КТП КТП-6/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-1546	28.04.2022	02.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				ТП ТП-1177	Физ.лицо	25022-1543	28.04.2022	06.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-6/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-1456	25.04.2022	29.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1441	Физ.лицо	25022-1414	21.04.2022	29.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1267	Физ.лицо	25022-1892	19.05.2022	01.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1177	Физ.лицо	25022-0605	04.03.2022	29.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-2405	Физ.лицо	25022-1551	28.04.2022	11.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-284	Физ.лицо	25022-1205	12.04.2022	15.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-284	Физ.лицо	25022-1196	11.04.2022	14.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1470	Физ.лицо	25022-1393	21.04.2022	25.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-2405	Физ.лицо	25022-0790	16.03.2022	22.03.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1589	Физ.лицо	25022-1495	26.04.2022	02.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП-409	Физ.лицо	25022-1419	22.04.2022	28.04.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-0891	24.03.2022	10.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1589	Физ.лицо	25022-1089	06.04.2022	11.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1470	Физ.лицо	25022-1162	11.04.2022	18.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1177	Физ.лицо	25022-1182	14.04.2022	18.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП-409	Физ.лицо	25022-0205	28.01.2022	15.02.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1485	Физ.лицо	25022-0639	09.03.2022	15.03.2022	0,015	0,001	0,015	0,38	0,001						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТУ	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	Прирост нагрузки, МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора мощности, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВт											2023	2024	2025	2026	2027	2028
				КТП КТП-1470	Физ.лицо	25022-1629	05.05.2022	13.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-6/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-1399	22.04.2022	29.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1424	Физ.лицо	25022-1944	20.05.2022	25.05.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-1586	Физ.лицо	25022-0016	10.01.2022	14.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-6/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-1828	17.05.2022	23.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1462	Физ.лицо	25022-1571	29.04.2022	13.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1470	Физ.лицо	25022-2007	25.05.2022	07.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1470	Физ.лицо	25022-0459	25.02.2022	01.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1462	Физ.лицо	25022-0196	28.01.2022	09.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1462	Физ.лицо	25022-1057	04.04.2022	11.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-932	Физ.лицо	25022-0763	15.03.2022	22.03.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-1533	Физ.лицо	25022-1799	13.05.2022	20.05.2022	0,015	0,007	0,008	0,38	0,001						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-1703	11.05.2022	16.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-235	ИП Маркевич Елена Валентиновна	25022-0708	10.03.2022	23.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1261	Физ.лицо	25022-1860	18.05.2022	23.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-6/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-1942	23.05.2022	26.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-284	Физ.лицо	25022-1289	15.04.2022	20.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-6/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-1282	18.04.2022	21.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1456	Физ.лицо	25022-0640	05.03.2022	15.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-1716	11.05.2022	17.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				ТП-409	ИП Васильев Сергей Иванович	25022-1775	13.05.2022	20.05.2022	0,100	0,036	0,064	0,38	0,006						
				КТП КТП-6/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-0365	10.02.2022	01.03.2022	0,015	0,002	0,014	0,38	0,001						
				КТП КТП-1456	Физ.лицо	25022-0255	01.02.2022	10.02.2022	0,015	0,010	0,005	0,38	0,001						
				КТП КТП-284	Физ.лицо	25022-1826	17.05.2022	25.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-6/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-1280	18.04.2022	25.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1453	Физ.лицо	25022-0364	11.02.2022	15.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-32	Физ.лицо	25022-0323	10.02.2022	14.02.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-1212	11.04.2022	18.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1441	Физ.лицо	25022-1411	21.04.2022	28.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-2139	30.05.2022	07.06.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1410	Физ.лицо	25022-1146	08.04.2022	18.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1470	Физ.лицо	25022-1835	17.05.2022	24.05.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				ТП ТП-80	Физ.лицо	25022-0920	25.03.2022	29.06.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-6/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-1412	22.04.2022	29.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-2405	Физ.лицо	25022-0966	28.03.2022	31.03.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП проект	Физ.лицо	25022-0761	16.03.2022	01.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-2141	30.05.2022	07.06.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП-1477	Физ.лицо	25022-1930	20.05.2022	27.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1470	Физ.лицо	25022-1391	22.04.2022	27.04.2022	0,015	0,009	0,006	0,38	0,001						
				КТП КТП-1462	Физ.лицо	25022-0709	10.03.2022	23.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1586	Физ.лицо	25022-0804	17.03.2022	23.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП-1466	Физ.лицо	25022-0919	25.03.2022	31.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-2136	30.05.2022	08.06.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-1211	11.04.2022	14.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП-1466	Физ.лицо	25022-0366	10.02.2022	01.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-1200	11.04.2022	15.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-284	Физ.лицо	25022-1610	04.05.2022	13.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-2175	31.05.2022	07.06.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-284	Физ.лицо	25022-1797	13.05.2022	19.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1177	Физ.лицо	25022-1864	18.05.2022	20.05.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТУ	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	Прирост нагрузки, МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора мощности, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВт											2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ТП ТП-913	ООО «СЗ «СТРОЙКОМПЛЕКТ»	25022-2126	26.05.2022	09.06.2022	0,100	0,000	0,100	0,38	0,010						
				КТП КТП-1586	Физ.лицо	25022-1545	27.04.2022	06.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-6/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-1951	23.05.2022	25.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				ТП ТП-1177	Физ.лицо	25022-0831	21.03.2022	14.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-6/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-1905	20.05.2022	24.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1470	Физ.лицо	25022-1094	04.04.2022	12.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-32	Физ.лицо	25022-1405	20.04.2022	26.04.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1261	Физ.лицо	25022-1909	19.05.2022	24.05.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1569	Физ.лицо	25022-0927	25.03.2022	01.04.2022	0,015	0,002	0,013	0,38	0,001						
				КТП КТП-1462	Физ.лицо	25022-0032	10.01.2022	14.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1261	Физ.лицо	25022-0160	25.01.2022	09.02.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП-1477	Физ.лицо	25022-0138	24.01.2022	27.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1177	Физ.лицо	25022-0923	28.03.2022	06.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-80	ДИРЕКЦИЯ ГКУ	25022-1520	26.04.2022	30.05.2022	0,004	0,000	0,004	0,22	0,000						
				КТП КТП-6/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-1658	05.05.2022	16.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП-1467	Физ.лицо	25022-1928	20.05.2022	24.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1453	Физ.лицо	25022-0815	17.03.2022	04.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1182	Физ.лицо	25021-3113	10.01.2022	16.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-6/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-1710	11.05.2022	16.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-1715	11.05.2022	17.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1453	Физ.лицо	25022-1739	12.05.2022	25.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-284	Физ.лицо	25022-1902	20.05.2022	25.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-284	Физ.лицо	25022-1840	17.05.2022	24.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1267	Физ.лицо	25022-1896	19.05.2022	31.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-6/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-1947	23.05.2022	26.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1261	Физ.лицо	25022-1107	06.04.2022	12.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				ТП ТП-1177	Физ.лицо	25022-1473	25.04.2022	05.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1589	Физ.лицо	25022-1492	26.04.2022	02.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1261	Физ.лицо	25022-1008	04.04.2022	11.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1470	Физ.лицо	25022-1042	04.04.2022	11.04.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-1261	Физ.лицо	25022-1073	05.04.2022	11.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1261	Физ.лицо	25022-1077	05.04.2022	11.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-284	Физ.лицо	25022-1176	08.04.2022	14.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-284	Физ.лицо	25022-1219	13.04.2022	18.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1470	Физ.лицо	25022-1239	14.04.2022	26.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1470	Физ.лицо	25022-0604	02.03.2022	03.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1586	Физ.лицо	25022-0647	04.03.2022	13.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-0871	23.03.2022	24.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-2080	27.05.2022	07.06.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-284	Физ.лицо	25022-2162	30.05.2022	03.06.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1462	Физ.лицо	25022-0168	26.01.2022	31.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1586	Физ.лицо	25022-0258	01.02.2022	09.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-0262	03.02.2022	10.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1177	Физ.лицо	25022-0291	10.02.2022	01.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1177	Физ.лицо	25022-0056	13.01.2022	26.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-235	Физ.лицо	25022-0103	19.01.2022	25.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,001						
				КТП КТП-1261	Физ.лицо	25022-2052	26.05.2022	01.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-6/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-2059	26.05.2022	01.06.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-2135	30.05.2022	07.06.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-284	Физ.лицо	25022-2143	30.05.2022	03.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-284	Физ.лицо	25022-1824	17.05.2022	23.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТУ	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	Прирост нагрузки, МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора мощности, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВт											2023	2024	2025	2026	2027	2028
				КТП КТП-6/0,4 кВ	Физ.лицо	25022-1647	05.05.2022	19.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП-6/0,4 кВ проект	Физ.лицо	25022-1744	12.05.2022	19.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП-6/0,4 кВ проект	Физ.лицо	25022-1957	23.05.2022	27.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				ТП ТП-1433	Физ.лицо	25022-0401	18.02.2022	11.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1586	Физ.лицо	25022-1151	08.04.2022	13.04.2022	0,015	0,001	0,015	0,38	0,001						
				КТП проект	Физ.лицо	25022-1044	04.04.2022	11.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1261	Физ.лицо	25022-0523	25.02.2022	21.03.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1470	Физ.лицо	25022-0567	02.03.2022	15.03.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП-1467	Физ.лицо	25022-0571	03.03.2022	14.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП проект	Физ.лицо	25022-0765	16.03.2022	01.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП-1467	Физ.лицо	25022-0797	17.03.2022	23.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-934	Физ.лицо	25022-0901	23.03.2022	28.03.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП проект	Физ.лицо	25022-0952	29.03.2022	06.04.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-1214	11.04.2022	14.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-1234	14.04.2022	18.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП проект	Физ.лицо	25022-1252	15.04.2022	20.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1462	Физ.лицо	25022-1260	15.04.2022	21.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП проект	Физ.лицо	25022-1313	19.04.2022	25.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП проект	Физ.лицо	25022-1369	20.04.2022	26.04.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП проект	Физ.лицо	25022-1378	20.04.2022	27.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1589	Физ.лицо	25022-1380	20.04.2022	20.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1267	Физ.лицо	25022-0120	20.01.2022	26.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1182	Физ.лицо	25022-0033	11.01.2022	21.01.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-1753	12.05.2022	17.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1410	Физ.лицо	25022-0730	14.03.2022	28.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-284	Физ.лицо	25022-1760	12.05.2022	18.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1470	Физ.лицо	25022-0370	11.02.2022	17.02.2022	0,015	0,002	0,013	0,38	0,001						
				КТП КТП-284	Физ.лицо	25022-1748	12.05.2022	18.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1589	Физ.лицо	25022-0838	17.03.2022	22.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП ТП-1177	Физ.лицо	25022-1709	11.05.2022	19.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП проект	Физ.лицо	25022-1325	19.04.2022	25.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП проект	Физ.лицо	25022-2159	30.05.2022	09.06.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				ТП ТП-1100	Физ.лицо	25022-0420	21.02.2022	11.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-0461	24.02.2022	02.03.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1267	Физ.лицо	25022-1988	24.05.2022	10.06.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				ТП-409	Физ.лицо	25022-1637	04.05.2022	13.05.2022	0,015	0,002	0,013	0,38	0,001						
				КТП проект	Физ.лицо	25022-1614	04.05.2022	12.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1485	Физ.лицо	25022-1004	30.03.2022	06.04.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-1589	Физ.лицо	25022-1358	20.04.2022	20.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1418	Физ.лицо	25022-1117	06.04.2022	11.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП проект	Физ.лицо	25022-2165	30.05.2022	07.06.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				ТП ТП-439	Физ.лицо	25022-0460	24.02.2022	01.03.2022	0,015	0,003	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1589	Физ.лицо	25022-0369	16.02.2022	21.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП-1466	Физ.лицо	25022-0235	02.02.2022	03.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-2405	Физ.лицо	25022-1978	24.05.2022	27.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-2405	Физ.лицо	25022-2042	25.05.2022	30.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-1711	11.05.2022	16.05.2022	0,015	0,002	0,013	0,38	0,001						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-1120	07.04.2022	01.06.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-2405	Физ.лицо	25022-1802	13.05.2022	19.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1410	Физ.лицо	25022-1475	25.04.2022	28.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1589	Физ.лицо	25022-1361	20.04.2022	20.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-2405	Физ.лицо	25022-1424	22.04.2022	26.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная загрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТУ	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	Прирост нагрузки, МВт	$U_{ном}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффици- ентов набора мощности, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВт											2023	2024	2025	2026	2027	2028
				КТП КТП-1580	Физ.лицо	25022-0782	15.03.2022	01.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1485	Физ.лицо	25022-1367	20.04.2022	26.04.2022	0,015	0,005	0,010	0,38	0,001						
				КТП КТП-284	Физ.лицо	25022-1664	06.05.2022	16.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1261	Физ.лицо	25022-2134	30.05.2022	08.06.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП проект	Физ.лицо	25022-2065	26.05.2022	01.06.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1424	Физ.лицо	25022-0996	30.03.2022	25.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-284	Физ.лицо	25022-1198	11.04.2022	20.04.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				ТП ТП-132	Физ.лицо	25022-1235	13.04.2022	20.04.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-284	Физ.лицо	25022-1662	05.05.2022	18.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП проект	Физ.лицо	25022-1641	05.05.2022	13.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				ТП ТП-1177	Физ.лицо	25022-2081	27.05.2022	07.06.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1533	Физ.лицо	25022-2102	27.05.2022	01.06.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-0392	18.02.2022	22.02.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-2405	Физ.лицо	25022-1766	13.05.2022	19.05.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1589	Физ.лицо	25022-1331	20.04.2022	20.05.2022	0,015	0,000	0,015	0,38	0,002						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-2057	26.05.2022	01.06.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						
				КТП КТП-1479	Физ.лицо	25022-2086	27.05.2022	02.06.2022	0,015	0,004	0,012	0,38	0,001						

ПС 110 кВ ПС-5.

Согласно данным в таблицах 10, 11 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2017 года и составила 39,8 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит 82 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +2,1 °С составляет 1,135 при нормальном режиме нагрузки Т-2 и 1,25 в режиме с возможным повышенным износом изоляции Т-3.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,66 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,582 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 2,36 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 40,5 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит 84 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1), составит:

$$S_{персп}^{тр} = 39,8 + 2,36 + 0 - 1,66 = 40,5 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного, отсутствует необходимость замены существующих силовых трансформаторов на ПС 110 кВ ПС-5.

При этом, согласно предложениям ООО «Севастопольэнерго» рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ ПС-5 с заменой Т-3 16 МВА на 25 МВА.

ПС 110 кВ ПС-10.

Согласно данным в таблицах 10, 11 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 11,2 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 100 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} +4,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,118.

При аварийном отключении отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,277 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,698 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 11,898 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 106 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ПС-10 ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ ПС-10 расчетный объем ГАО составит 0,655 МВт.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,2 + 0,698 + 0 - 0 = 11,898 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 11,898 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ ПС-10 с заменой силовых трансформаторов Т-1, Т-2 номинальной мощностью 2×10 МВА на силовые трансформаторы номинальной мощностью 2×16 МВА.

При этом, согласно предложениям ООО «Севастопольэнерго» рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ ПС-10 с заменой трансформаторов 2×10 МВА на 2×25 МВА, которая согласно результатам расчетов оказалась не обоснована.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ООО «Севастопольэнерго».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ ПС-15.

Согласно данным в таблицах 10, 11 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 23,227 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} +4,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,25.

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

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,0691 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,984 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 22,551 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 102 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 23,227 + 0,984 + 0 - 1,66 = 22,551 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 31,784 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, отсутствует необходимость замены существующих силовых трансформаторов на ПС 110 кВ ПС-15.

При этом, согласно предложениям ООО «Севастопольэнерго» рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ ПС-15 с заменой силовых трансформаторов Т-1, Т-2 номинальной мощностью 2×25 МВА на силовые трансформаторы номинальной мощностью 2×40 МВА.

ПС 110 кВ ПС-17.

Согласно данным в таблицах 10, 11 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 13,6 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 81 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +4,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,118.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,66 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,592 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,51 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 12,45 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 74 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,6 + 0,51 + 0 - 1,66 = 12,45 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 31,784 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, отсутствует необходимость замены существующих силовых трансформаторов на ПС 110 кВ ПС-17.

При этом, согласно предложениям ООО «Севастопольэнерго» рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ ПС-17 с заменой трансформаторов 1×15 МВА и 1×16 МВА на 2×25 МВА.

ПС 110 кВ Омега.

Согласно данным в таблицах 10, 11 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 8,1 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит 21 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +4,6 °С составляет 1,25 в режиме с возможным повышенным износом изоляции.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,66 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 30,803 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 8,53 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода нагрузки может составить 14,97 МВА.

Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит 48 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 8,1 + 8,53 + 0 - 1,66 = 14,97 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного, отсутствует необходимость замены существующих силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Омега.

При этом, согласно предложениям ООО «Севастопольэнерго» рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Омега с заменой трансформаторов 2×25 на 2×40 МВА.

ПС 110 кВ ПС-12.

Согласно данным в таблицах 10, 11 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2017 года и составила 16,1 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит 49 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +2,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,135.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,22 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,936 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,415 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода нагрузки может составить 14,295 МВА.

Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит 50 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,1 + 0,415 + 0 - 2,22 = 14,295 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного, отсутствует необходимость замены существующих силовых трансформаторов на ПС 110 кВ ПС-12.

При этом, согласно предложениям ООО «Севастопольэнерго» рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ ПС-12 с заменой трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА.

ПС 110 кВ ПС-20.

Согласно данным в таблицах 10, 11 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 8,9 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит 37 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +4,6 °С и при режиме с возможным повышенным износом изоляции Т-1 составляет 1,25, а для Т-2 при нормальном режиме нагрузки составляет 1,118.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,22 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,593 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,177 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода нагрузки может составить 6,86 МВА.

Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит 38 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 8,9 + 0,177 + 0 - 2,22 = 6,86 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного, отсутствует необходимость замены существующих силовых трансформаторов на ПС 110 кВ ПС-20.

При этом, согласно предложениям ООО «Севастопольэнерго» рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ ПС-20 с заменой двух трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА.

ПС 110 кВ ПС-4.

Согласно данным в таблицах 10, 11 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 4,5 МВА. Загрузка единственного трансформатора ПС составляет при этом 14 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +7,9 °С и при режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,66 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,329 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,291 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода нагрузки может составить 3,13 МВА.

Таким образом, загрузка единственного трансформатора ПС составит 16 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформатора.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1), составит:

$$S_{персп}^{тр} = 4,5 + 0,291 + 0 - 1,66 = 3,13 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного, отсутствует необходимость замены существующих силовых трансформаторов на ПС 110 кВ ПС-4.

При этом, согласно предложениям ООО «Севастопольэнерго» рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ ПС-4 с заменой Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор 25 МВА, а также установка второго трансформатора 25 МВА.

Необходимо отметить, что техническими условиями на технологическое присоединение ГКУ г. Севастополя «Единая дирекция капитального строительства» предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ ПС-4 с установкой второго силового трансформатора Т-2 номинальной мощностью 16 МВА и с установкой одного выключателя 110 кВ.

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

В рамках предложений по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже, ООО «Севастопольэнерго» были представлены мероприятия, обусловленные рисками ввода графиков аварийного ограничения

режима потребления электрической энергии (мощности), которые были ранее рассмотрены в Разделе 2.1.

В таблице 12 приведен перечень вышеуказанных мероприятий, предложенных ООО «Севастопольэнерго».

Таблица 12 – Мероприятия по развитию электрической сети 110 кВ и выше, предложенные ООО «Севастопольэнерго» и учтенные в итоговых перечнях

Наименование мероприятия	Год ввода объекта (рекомендуемый)	Существующие технические характеристики объектов	Технические характеристики	Примечание
Сооружение 2-х цепной ВЛ 110 кВ с подключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ ПС Севастополь – ПС-4 и врезкой в ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-6 с заменой провода на участках образуемых ВЛ 110 кВ	2023	–	2×15,883 км	В итоговом перечне мероприятий с учетом принятых решений согласно расчетам электроэнергетических режимов, мероприятий ТУ на ТП и проектных решений учтены следующие: Реконструкция ПС 330 кВ Севастополь с расширением РУ 110 кВ на две линейные ячейки для подключения двух ЛЭП 110 кВ Севастополь – Индустриальная. Строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ ориентировочной длиной 9 км от ПС 330 кВ Севастополь до ПС 110 кВ Индустриальная с пропускной способностью не менее, чем у провода АС-240.
Реконструкция ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-6 с заменой провода на большее сечение	2025	2×6,06 км	2×6,06 км	
Сооружение ВЛ 110 кВ от проектируемой 2-х цепной ВЛ к ПС Севастополь, реконструкция ПС Севастополь со строительством двух новых линейных ячеек (второй этап)	2023	–	2 яч.	Строительство ПС 110 кВ Индустриальная с установкой двух трансформаторов мощностью не менее 10 МВА. Строительство заходов ЛЭП 110 кВ ПС-6 – ПС-11 ориентировочной длиной 6 км и пропускной способностью не менее, чем у провода АС-240, на ПС 110 кВ Индустриальная с образованием ЛЭП 110 кВ Индустриальная – ПС-6 и ЛЭП 110 кВ Индустриальная – ПС-11. Реконструкция с заменой провода ВЛ 110 кВ ПС-6 – ПС-11 АС-120 ориентировочной длиной 5 км на провод пропускной способностью не менее, чем у провода АС-240. Реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с установкой секционного выключателя 110 кВ. Демонтаж захода ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-11 – ПС-15 на ПС-11. Вышеуказанные решения также соответствуют СИПР
Строительство ПС 110/6 кВ Индустриальная с установкой трансформаторов мощностью не менее 2×10 МВА в районе Индустриального парка	2024	–	2×10 МВА	
Строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ на планируемую ПС Индустриальная отпайками от проектируемой ВЛ ПС Севастополь – ПС-11		–	2×0,5 км	

Наименование мероприятия	Год ввода объекта (рекомендуемый)	Существующие технические характеристики объектов	Технические характеристики	Примечание
				г. Севастополя на 2022–2026 годы
Надстройка РУ 330 кВ Севастопольской ТЭЦ с образованием ПС 330/110/35 кВ Нахимовская с последующим переводом всех линий Сев ТЭЦ на ПС Нахимовская	2024–2026	–	2×200 МВА 330/110/35 кВ	На основании проведенных в разделе 2.1.1 расчетов в итоговые перечни включено мероприятие: Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с автотрансформатором 330/110 кВ мощностью 200 МВА
Строительство двухцепного захода ВЛ 330 кВ на планируемую ПС Нахимовская от ВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – ПС Западно-Крымская		–	2×6,9 км	–

Кроме того, в рамках предложений по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже, ООО «Севастопольэнерго» были представлены мероприятия, необходимые обоснования для включения в итоговые перечни по которым отсутствуют. Данные предложения представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Мероприятия по развитию электрической сети 110 кВ и выше, предложенные ООО «Севастопольэнерго» без необходимых обоснований

Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основание для выполнения мероприятия, предложенное ООО «Севастопольэнерго»	Причина невключения в СиПР ЭЭС 2023–2028
Вынос концевых опор из зоны расширения ОРУ 110 кВ ПС Севастополь	ГУП РК «Крымэнерго»	330	–	–	–	–	–	–	–	–	Отсутствует	Недостаточность данных для обоснования мероприятия
Замена ошиновки на ПС 330 кВ Севастополь	ГУП РК «Крымэнерго»	330	–	–	–	–	–	–	–	–	Отсутствует. В СиПР г. Севастополя на 2022–2026 годы в умеренно-оптимистическом варианте на основании предложений Департамента городского хозяйства города Севастополя (ДГХ) и ООО «Севастопольэнерго»	Недостаточность данных для обоснования мероприятия
Строительство ПС 110/6 Сапун Гора с установкой трансформаторов 2×10 МВА. Строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ от отпайки от ВЛ 110 кВ Севастополь - ПС-4 до ПС Сапун гора	ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА, км	–	–	–	–	–	–	20 н/д	Дефицит электрической мощности в объеме 3,5–4МВт в районе 5–10 км. Бал. шоссе, Максимова Дача, Сапун-Гора, хутор Лукомский который сопровождается пониженным напряжением 6 кВ у потребителей. При отрицательных температурах наружного воздуха перегружаются КВЛ-6 кВ питающие этот энергорайон: – ПС-20 л.22. Ток нагрузки в ОЗП 2021–2022 составил 370 А при допустимых значениях 330 А; – ПС-7 л.8. Ток нагрузки в ОЗП 2021–2022 составил 250 А при допустимых значениях 265 А; – ПС-17 л.12. Ток нагрузки в ОЗП 2021–2022 составил 270 А при допустимых значениях 300 А; – ПС 7 л.18 (перегруз составляет 15 % по 6 кВ). Номинальный пропускной ток по линии составляет 330 А при нулевой температуре. Превышение длительно допустимого тока нагрузки величиной 330 А была зафиксирована в период 18.01.21 – 20.01.2021 и составила 360 А, вследствие чего л.18 ПС-7 отключалась от перегруза и потребители находились без электроснабжения; – ТРП-63 л.11 – 1554 – 1508 – РП-8. Ток нагрузки в ОЗП 2021–2022 составил 330 А при допустимых значениях 330 А. Загрузка подстанций ПС-7,20,17 и их компоновка не позволяют провести реконструкцию для создания необходимых условий для качественного электроснабжения потребителей данных зон. В СиПР г. Севастополя на 2022–2026 годы в умеренно-оптимистическом варианте на основании предложений Департамента городского хозяйства города Севастополя (ДГХ) и ООО «Севастопольэнерго»	Недостаточность данных для обоснования мероприятия, отсутствуют подробные расчеты, расчетные модели
Строительство ПС 110/35/10 кВ «Фиолент» с установкой трансформаторов 2×16 МВА и двухцепного захода ВЛ 110 кВ на планируемую ПС «Фиолент»	ПС: Отсутствует ЛЭП: ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА, км	–	2×16 2×2	–	–	–	–	32 4		Недостаточность данных для обоснования мероприятия
Строительство ПС Капитанская 110 кВ с установленной мощностью трансформаторов 2×16 МВА и двухцепного захода ВЛ 110 кВ на планируемую ПС Капитанская с образованием ВЛ 110 кВ ПС Капитанская – ПС -5 и ПС Капитанская – ПС-6	ПС: Отсутствует ЛЭП: ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА, км	–	–	2×16 2×5	–	–	–	32 10	Строительство ПС Капитанская необходимо для электроснабжения культурных и исторических объектов на мысе Хрустальный.	Недостаточность данных для обоснования мероприятия
Реконструкция ПС 35 кВ ПС-9, с переводом на напряжение 110/35/6 кВ, с установкой двух трансформаторов 110/35/6 номинальной мощностью не менее 16 МВА каждый. Строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ в рассечку ВЛ 110 кВ ПС Любимовка - ПС Андреевка и ВЛ 110 кВ ПС Севастополь - ПС Андреевка	ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА, км	–	–	–	–	–	–	32 н/д	Мероприятия по долгосрочному перспективному планированию	Недостаточность данных для обоснования мероприятия

Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основание для выполнения мероприятия, предложенное ООО «Севастопольэнерго»	Причина не включения в СиПР ЭЭС 2023–2028
Строительство новой ПС 110/35/6 ПС-8 (Новая) в районе ПС Мекензиевы горы с установкой двух АТ мощностью 2×25 МВА	ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	50	Не обеспечивается вывод в ремонт и аварийный режим трансформаторов. Суммарный ток ПС Мекензиевы Горы достигает значений 310 А по 35 кВ при номинальном значении 240 А. Для вывода в ремонт (авария) Т-1 (Т-2) ПС Мекензиевы Горы необходим ввод ГВО в объеме 5МВт, с учетом частичной разгрузки. В СиПР г. Севастополя на 2022–2026 годы в умеренно-оптимистическом варианте на основании предложений Департамента городского хозяйства города Севастополя (ДГХ) и ООО «Севастопольэнерго»	Недостаточность данных для обоснования мероприятия, отсутствуют подробные расчеты, расчетные модели
Сооружение ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ ПС-8 до планируемой ПС 110 кВ ПС Любимовка	ООО «Севастопольэнерго»	110	км	–	–	1×6	–	–	–	6	Не обеспечивается вывод в ремонт и аварийный режим трансформаторов. Суммарный ток ПС Мекензиевы Горы достигает значений 310 А по 35 кВ при номинальном значении 240 А. Для вывода в ремонт (авария) Т-1 (Т-2) ПС Мекензиевы Горы необходим ввод ГВО в объеме 5МВт, с учетом частичной разгрузки. В СиПР г. Севастополя на 2022–2026 годы в умеренно-оптимистическом варианте на основании предложений Департамента городского хозяйства города Севастополя (ДГХ) и ООО «Севастопольэнерго»	Недостаточность данных для обоснования мероприятия, отсутствуют подробные расчеты, расчетные модели
Строительство ПС 110/35/6 кВ Любимовка с установкой трансформаторов 2×25 МВА. Сооружение ВЛ 110 кВ от планируемой надстройки 110 кВ ПС-9 до планируемой ПС 110 Любимовка. Сооружение ВЛ 110 кВ от планируемой надстройки 110 кВ ПС-9 до ПС Севастополь. Сооружение ВЛ 110 кВ от планируемой ПС 330 кВ Нахимовская до планируемой ПС 110 кВ Любимовка	ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА, км	–	–	–	–	–	–	50 н/д	Мероприятия по обеспечению мощности	Недостаточность данных для обоснования мероприятия
Реконструкция ПС-12 со строительством линейной ячейки для подключения ВЛ 110 кВ ПС-12 – ПС Любимовка и сооружение ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ ПС-12 до планируемой ПС 110 кВ ПС-8.	ООО «Севастопольэнерго»	110	яч. Км	–	–	–	1 1×10	–	–	1 10	Отсутствует. В СиПР г. Севастополя на 2022–2026 годы в умеренно-оптимистическом варианте на основании предложений Департамента городского хозяйства города Севастополя (ДГХ) и ООО «Севастопольэнерго»	Недостаточность данных для обоснования мероприятия
Строительство ПС 110/6 кВ Горпищенко с установкой трансформаторов 2×16 МВА. Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ - Севастополь правая и ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ - Севастополь левая до ПС 110 кВ Горпищенко	ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА, км	–	–	–	–	–	–	32 н/д	Мероприятия по обеспечению мощности	Недостаточность данных для обоснования мероприятия
Строительство ПС 110/10 кВ Байдары с установкой трансформаторов 2×10 МВА. Строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ на планируемую ПС 110 кВ Байдары. Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС-10 с расширением на две линейных ячейки. Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ ПС-10 - ПС Байдары	ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА, км	–	–	–	–	–	–	20 н/д	Мероприятия по обеспечению мощности	Недостаточность данных для обоснования мероприятия
Строительство ПС 110/10 кВ «Ласпи» с установкой трансформаторов 2×25 МВА и Строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ на планируемую ПС «Ласпи»	ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА, км	–	2×25 2×4	–	–	–	–	50 8	Обеспечение возможности технологического присоединения потребителей, отсутствие возможности подключения потребителей к существующим центрам питания. В СиПР г. Севастополя на 2022–2026 годы в умеренно-оптимистическом варианте	Недостаточность данных для обоснования мероприятия

Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основание для выполнения мероприятия, предложенное ООО «Севастопольэнерго»	Причина невключения в СиПР ЭЭС 2023–2028
Реконструкция ПС 110/35/6 кВ №20 с установкой секционного элегазового выключателя 110 кВ, замена Т-2 16 МВА на 25 МВА, реконструкция ВЛ 35 кВ ПС-20 – ПС-7 с заменой провода на большее сечение, Реконструкция ВЛ 35 кВ ПС-7 – ПС-5 с заменой провода на большее сечение	ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА, км	–	–	–	25 6,34 7,9	–	–	25 6,34 7,9	Реконструкция ПС-20 позволит, производить вывод в ремонт секций 110 кВ ПС-20, ВЛ 110 кВ ПС-20 – ПС-16 и ПС Севастополь – ПС-20 без кратковременного перерыва электроснабжения потребителей ПС-20 и ПС-7 на время оперативных переключений и остановки технологических процессов коммунальных предприятий. Обеспечение аварийного и ремонтного режима ВЛ 35 кВ ПС-5 – ПС-7 и ПС-20 – ПС-7 без ввода ГВО.	Недостаточность данных для обоснования мероприятия, отсутствуют подробные расчеты, расчетные модели
Реконструкция ВЛ 110 кВ ПС-17 - ПС-11 с заменой на провод большего сечения	ООО «Севастопольэнерго»	110	км	–	–	–	–	3,7	–	–	Обеспечения аварийных и ремонтных режимах на ВЛ 110 кВ Севастополь– ПС-5, ПС-6 – ПС-5 без ввода ГВО.	Недостаточность данных для обоснования мероприятия, отсутствуют подробные расчеты, расчетные модели
Строительство ПС 110/6 «Красная горка» с установкой трансформаторов 2×25 МВА и строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ на планируемую ПС «Красная горка»	ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА, км	–	2×25 2×2	–	–	–	–	50 4	Отсутствует	Недостаточность данных для обоснования мероприятия
Строительство новой ПС 110/6 «Молочная» с установкой трансформаторов 2×16 МВА и строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ на планируемую ПС «Молочная»	ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА, км	–	–	–	2×16 2	–	–	32 2	Отсутствует	Недостаточность данных для обоснования мероприятия
Сооружение ПС 110 кВ Казачья с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ номинальной мощностью 2×16 МВА каждый, оснащенные устройством РПН	«102 предприятие электрических сетей» Министерства обороны РФ	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства «102 предприятие электрических сетей» Министерства обороны РФ	Отсутствует договор на ТП, в СиПР г. Севастополя на 2022–2026 годы учтено в умеренно-оптимистическом варианте
Сооружение двух ЛЭП 110 кВ Севастополь - Казачья №1, №2 с пропускной способностью не менее, чем у провода АС-240	«102 предприятие электрических сетей» Министерства обороны РФ	110	км	–	1×2×14	–	–	–	–	28	Обеспечение технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства «102 предприятие электрических сетей» Министерства обороны РФ	Отсутствует договор на ТП, в СиПР г. Севастополя на 2022–2026 годы учтено в умеренно-оптимистическом варианте
Реконструкция ПС 330 кВ Севастополь с расширением РУ 110 кВ на две линейные ячейки для подключения двух ЛЭП 110 кВ Севастополь - Казачья №1, №2	ГУП РК «Крымэнерго»	110	яч.	–	2 яч. 110	–	–	–	–	2	Обеспечение технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства «102 предприятие электрических сетей» Министерства обороны РФ	Отсутствует договор на ТП, в СиПР г. Севастополя на 2022–2026 годы учтено в умеренно-оптимистическом варианте
Реконструкция ВЛ 110 кВ Севастополь -Сев ТЭЦ правая с заменой на провод большего сечения. Реконструкция ВЛ 110 кВ Севастополь - Сев ТЭЦ левая с заменой на провод большего сечения.	ООО «Севастопольэнерго»	110	км	–	–	–	–	–	–	4,7	Мероприятия по увеличению пропускной способности линий 35–110 кВ	Недостаточность данных для обоснования мероприятия
Реконструкция ВЛ 110 кВ ПС-11 -ПС-15 с заменой провода на большее сечение, а также с демонтажем захода на ПС-11	ООО «Севастопольэнерго»	110	км	–	–	–	–	–	–	4,9	Мероприятия по увеличению пропускной способности линий 35–110 кВ	Недостаточность данных для обоснования мероприятия
Реконструкция ВЛ 110 кВ ПС-5 -ПС-6 с заменой провода на большее сечение	ООО «Севастопольэнерго»	110	км	–	–	–	–	–	–	6,45	Мероприятия по увеличению пропускной способности линий 35–110 кВ	Недостаточность данных для обоснования мероприятия

Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основание для выполнения мероприятия, предложенное ООО «Севастопольэнерго»	Причина невключения в СиПР ЭЭС 2023–2028
Реконструкция ВЛ 110 кВ Севастополь -ПС-20 с заменой провода на большее сечение	ООО «Севастопольэнерго»	110	км	–	–	–	–	–	–	12,5	Мероприятия по увеличению пропускной способности линий 35–110 кВ	Недостаточность данных для обоснования мероприятия
Реконструкция ВЛ 110 кВ ПС-20-ПС-16 с заменой провода на большее сечение	ООО «Севастопольэнерго»	110	км	–	–	–	–	–	–	15,2	Мероприятия по увеличению пропускной способности линий 35–110 кВ	Недостаточность данных для обоснования мероприятия
Реконструкция ВЛ 110 кВ ПС-20 - ПС-15 с заменой провода на большее сечение	ООО «Севастопольэнерго»	110	км	–	–	–	–	–	–	н/д	Мероприятия по увеличению пропускной способности линий 35–110 кВ	Недостаточность данных для обоснования мероприятия
Реконструкция ПС 110 кВ ПС12 с установкой секционного выключателя для транзита через СМВ.	ООО «Севастопольэнерго»	110	–	–	–	–	–	–	–	–	Мероприятия по увеличению надежности и качества электроснабжения потребителей	Недостаточность данных для обоснования мероприятия
Строительство новой узловой ПС Северная 110/6 кВ с установкой трансформаторов 2×40 МВА	ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА км	–	–	–	–	–	–	80 н/д	Мероприятия по долгосрочному перспективному планированию	Недостаточность данных для обоснования мероприятия
Строительство новой узловой ПС Балаклава 110/6 кВ с установкой трансформаторов 2×40 МВА	ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА км	–	–	–	–	–	–	80 н/д	Мероприятия по долгосрочному перспективному планированию	Недостаточность данных для обоснования мероприятия
Реконструкция ПС 35 кВ Андреевка, с переводом на напряжение 110/35/6 кВ, образованием ПС Андреевка 110/35/6 кВ и установкой трансформаторов 2×10 МВА. Строительство ВЛ 110 кВ Любимовка - ПС Андреевка. Строительство ВЛ 110 кВ ПС Андреевка – ПС Севастополь	ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА км	–	–	–	–	–	–	20 н/д	Мероприятия по долгосрочному перспективному планированию	Недостаточность данных для обоснования мероприятия

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

2.2.3.1 ООО «Севастопольэнерго»

Показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии предоставлены в таблице 14.

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

Таблица 14 – Показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии на объектах ООО «Севастопольэнерго» на территории энергосистемы г. Севастополь

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущерба от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω , 1/год	T_v , ч	μ , 1/год	$T_{пл}$, ч	n , 1/год	T_{max} , ч	ΔW , кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждающий возмещение ущерба
1	Севастопольская ТЭЦ 110 кВ	АО ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ - ПС-12 с отп. на ПС-2	13700	ВЛ	110	–	10,56	–	0,4	3,5	1,8	54	–	–	3000	–	нет
2	ПС 330 кВ Севастополь	АО ВЛ 110 кВ Севастополь - ПС-5	38510	ВЛ	110	–	21,4	–	0,2	4,4	1,4	42	–	–	1925	–	нет
3	Севастопольская ТЭЦ 110 кВ	АО ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ - ПС-17 с отп. на ПС-19	53000	ВЛ	110	–	4,6	–	0,8	5,4	2	60	–	–	10600	–	нет
4	Севастопольская ТЭЦ 110 кВ	АО ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ - ПС-11 - ПС-15 с отп. на ПС-19	50000	ВЛ	110	–	21,05	–	0,2	7,3	2,6	78	–	–	32600	–	нет

2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ

ПС 110 кВ Мекензиевы горы.

В СиПР г. Севастополя [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Мекензиевы горы с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы большей мощности.

Обоснование реконструкции ПС 110 кВ Мекензиевы горы принято в соответствии с СиПР г. Севастополя [3].

Номинальная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Мекензиевы горы составляет 2×16 МВА. При этом, максимальная нагрузка рассматриваемой ПС по данным зимних контрольных замеров за последние три года составила 22,8 МВА, по данным летних контрольных замеров составила 17,75 МВА. Согласно данным ООО «Севастопольэнерго», на другие центры питания в течение 2 часов возможно перевести нагрузку в объеме до 1,1 МВА (1 МВт) (с ПС 35 кВ ПС-8 на ПС 110 кВ ПС-12).

По данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера, при аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Мекензиевы горы нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) составит 136 % от $S_{ном}$, что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора (1,142 без повышенного износа изоляции).

В летний период по данным контрольных замеров, при аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Мекензиевы горы нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) составит 104 % от $S_{ном}$, что также превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора (0,975 без повышенного износа изоляции).

Для ввода загрузки трансформатора в область допустимых значений требуется отключение нагрузки в объеме до 3,5 МВт в ремонтной или послеаварийной схеме.

Максимальная нагрузка рассматриваемой ПС в период до 2026 года с учетом ТУ на ТП в зимний период составит 23,6 МВА, в летний период 18,6 МВА.

В зимний период при аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Мекензиевы горы нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) составит 141 % от $S_{ном}$, что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора (1,142 без повышенного износа изоляции).

В летний период при аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Мекензиевы горы нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) составит

110 % от $S_{ном}$, что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора (0,975 без повышенного износа изоляции).

Для ввода загрузки трансформатора в область допустимых значений требуется отключение нагрузки в объеме до 4 МВт в ремонтных или послеаварийных схемах.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформатора Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ФГУП «КЖД».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ ПС-11.

В СиПР г. Севастополя [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ ПС-11 с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы большей мощности.

Обоснование реконструкции ПС 110 кВ ПС-11 принято в соответствии с СиПР г. Севастополя [3].

Номинальная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ ПС-11 составляет 2×25 МВА. При этом, максимальная нагрузка рассматриваемой ПС по данным зимних контрольных замеров за последние три года составила 34,2 МВА (31,9 МВт), по данным летних контрольных замеров составила 27,8 МВА (25,9 МВт). Согласно данным ООО «Севастопольэнерго», на другие центры питания в течение 2 часов возможно перевести нагрузку в объеме до 1,6 МВА (1,5 МВт).

В зимний период по данным контрольных замеров, при аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ ПС-11 нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) с учетом возможного перевода нагрузки составит 131 % от $S_{ном}$, что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора (1,118 без повышенного износа изоляции и 1,25 с повышенным износом изоляции, трансформаторы ПС 110 кВ ПС-11 находятся в эксплуатации до 30 лет).

В летний период по данным контрольных замеров, при аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ ПС-11 нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) составит 105 % от $S_{ном}$, что не превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора с учетом повышенного износа изоляции.

Для ввода загрузки трансформатора в область допустимых значений в зимний период требуется отключение нагрузки в объеме до 1,2 МВт в ремонтной или послеаварийной схеме.

Максимальная нагрузка рассматриваемой ПС в период до 2026 года с учетом ТУ на ТП в зимний период составит 34,8 МВА, в летний период 28,4 МВА.

В зимний период при аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ ПС-11 нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) с учетом возможного перевода нагрузки составит 133 % от $S_{ном}$, что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора (1,25 с повышенным износом изоляции).

В летний период при аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ ПС-11 нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) составит 107 % от $S_{ном}$, что не превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора с учетом повышенного износа изоляции.

Для ввода загрузки трансформатора в область допустимых значений в зимний период требуется отключение нагрузки в объёме до 2 МВт в ремонтных или послеаварийных схемах.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ООО «Севастопольэнерго».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.3.3 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, содержащийся в СиПР ЕЭС России [4] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ с учетом их актуализации, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы

3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в г. Севастополь и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В г. Севастополь до 2028 года в соответствии с реестром инвестиционных проектов не планируется ввод новых основных потребителей.

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь с выделением данных по г. Севастополь на период 2023–2028 годов представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь с выделением данных по г. Севастополь

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<i>Энергосистема Республики Крым и г. Севастополь</i>						
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	9163	9522	9694	9767	9833	9924
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	359	172	73	66	91
Годовой темп прироста, %	–	3,92	1,81	0,75	0,68	0,93
<i>в том числе г. Севастополь</i>						
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1757	1792	1807	1826	1844	1868
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	35	15	19	18	24
Годовой темп прироста, %	–	1,99	0,84	1,05	0,99	1,30

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Крым и г. Севастополь прогнозируется на уровне 9924 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,79 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь прогнозируется в 2024 году и составит 359 млн кВт·ч или 3,92 %, наименьший прирост ожидается в 2027 году и составит 66 млн кВт·ч или 0,68 %.

Потребление электрической энергии по г. Севастополь прогнозируется на уровне 1868 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,33 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по г. Севастополь прогнозируется в 2024 году и составит 35 млн кВт·ч или 1,99 %, наименьший ожидается в 2025 году и составит 15 млн кВт·ч или 0,84 %.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста г. Севастополь представлены на рисунке 4.

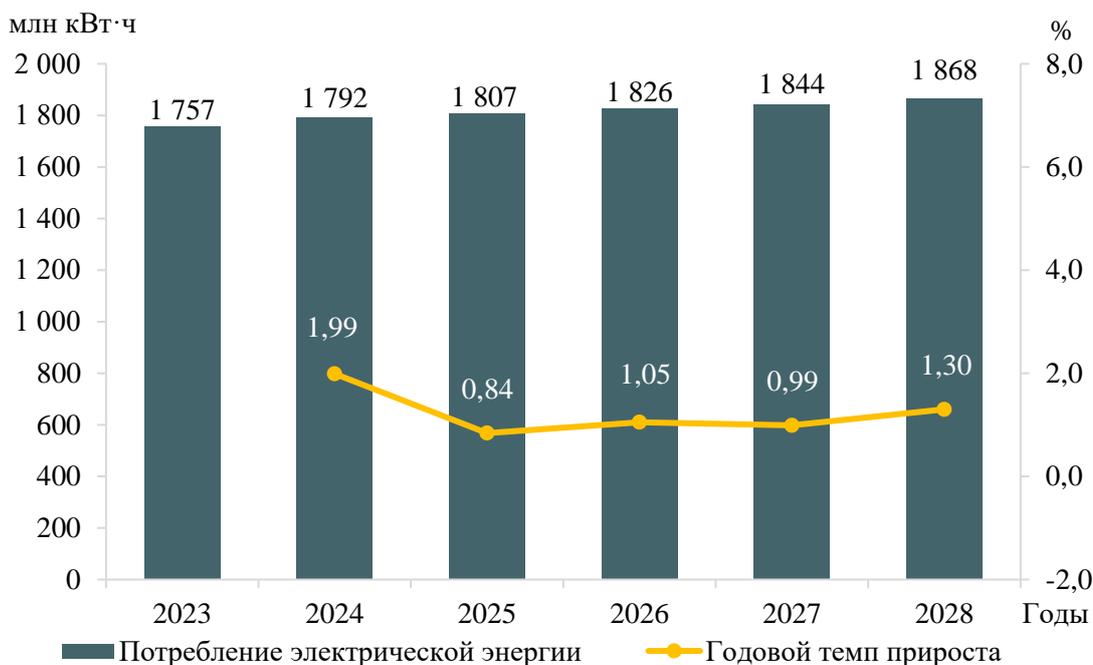


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии по г. Севастополь и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

- развитием социальных объектов и туристической инфраструктуры.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь в целом, в том числе по г. Севастополь, на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь с выделением данных по г. Севастополь

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<i>Энергосистема Республики Крым и г. Севастополь</i>						
Максимум потребления мощности, МВт	1707	1726	1738	1749	1761	1773
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	19	12	11	12	12
Годовой темп прироста, %	–	1,11	0,70	0,63	0,69	0,68
Число часов использования максимума потребления мощности	5368	5517	5578	5584	5584	5597
<i>в том числе г. Севастополь</i>						
Потребление мощности на час максимума энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь, МВт	345	348	352	355	358	363
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	3	4	3	3	5

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Годовой темп прироста, %	–	0,87	1,15	0,85	0,85	1,40
Число часов использования потребления мощности	5093	5149	5134	5144	5151	5146

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь к 2028 году прогнозируется на уровне 1773 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,60 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 19 МВт или 1,11 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2026 году и составит 11 МВт или 0,63 %.

Годовой режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период в целом останется разуплотнённым, но к 2028 году будет иметь тенденцию к уплотнению. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 5597 час/год в 2028 году против 5368 час/год в 2023 году. Уплотнение годового режима обусловлено вводом потребителей промышленного производства.

Потребление мощности г. Севастополь к 2028 году прогнозируется на уровне 363 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,33 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2028 году и составит 5 МВт или 1,40 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2026 и 2027 годах и составит 3 МВт или 0,85 %.

Годовой режим электропотребления г. Севастополь в прогнозный период останется достаточно разуплотнённым. Число часов использования потребления мощности к 2028 году прогнозируется на уровне 5146 час/год.

В целом режим электропотребления г. Севастополь более разуплотнённый, чем режим электропотребления энергосистемы в целом.

Динамика изменения потребления мощности г. Севастополь и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

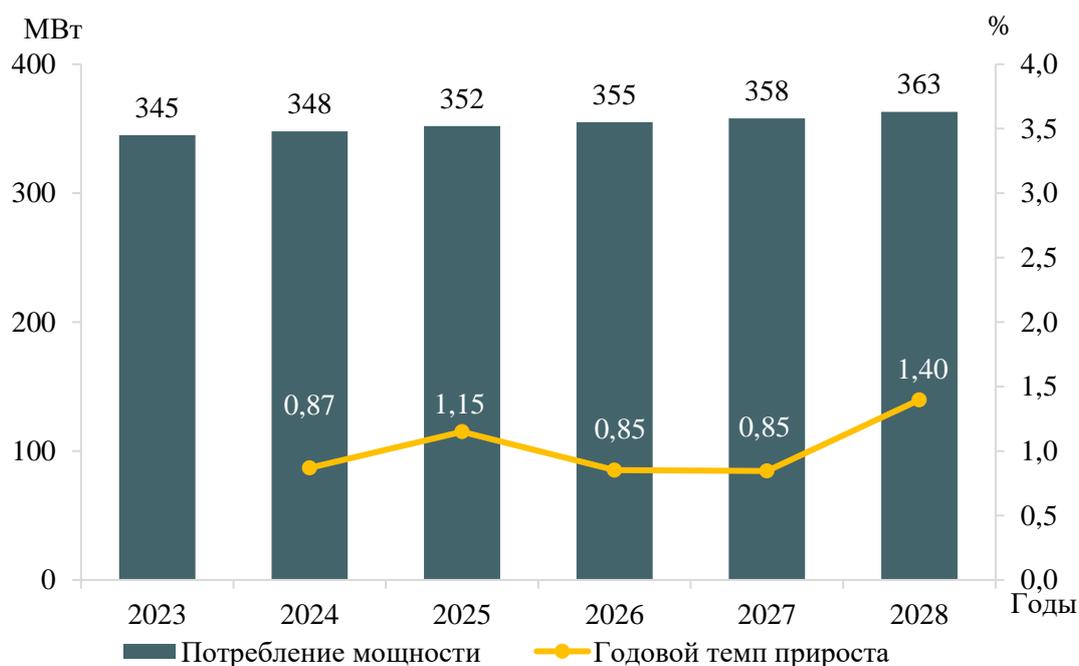


Рисунок 5 – Прогноз потребления мощности г. Севастополь и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Изменение установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь, расположенных на территории г. Севастополя, в период 2023–2028 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций Республики Крым и г. Севастополь, расположенных на территории г. Севастополя, в 2028 году составит 662,1 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь, расположенных на территории г. Севастополя, в период 2023–2028 годов представлена в таблице 17. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь, расположенных на территории г. Севастополя, в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 17 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь, расположенных на территории г. Севастополя, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Всего	662,1	662,1	662,1	662,1	662,1	662,1
ТЭС	659,1	659,1	659,1	659,1	659,1	659,1
ВИЭ – всего	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
СЭС	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0



Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь, расположенных на территории г. Севастополя

Перечень действующих электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь, расположенных на территории г. Севастополя, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) в период 2023–2028 годов приведены в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 330 кВ Севастополь до ПС 110 кВ ПС-10 с реконструкцией ПС 330 кВ Севастополь для подключения новых ЛЭП 110 кВ (без вывода из работы существующих ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10)	АО «Крымэнерго»	110	км	2×23,23	–	–	–	–	–	46,46	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Заря и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 110 кВ ПС-10 до ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС-10и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10	АО «Крымэнерго»	110	км	2×25,525 2×0,204	–	–	–	–	–	51,458	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Алупка и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря на участке от ПС 110 кВ Заря до ПС 110 кВ Алупка с заходами на ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС 110 кВ ПС-10, демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алупка – Заря и выводом из работы существующей ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10	АО «Крымэнерго»	110	км	2×10,705	–	–	–	–	–	21,41	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с одним автотрансформатором 330/110 кВ мощностью 200 МВА	АО «Крымэнерго»	330	МВА	200	–	–	–	–	–	200	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская ориентировочной протяженностью 6,9 км каждый	АО «Крымэнерго»	330	км	2×6,9	–	–	–	–	–	13,8	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ПС 330 кВ Севастополь с расширением РУ 110 кВ на две ячейки для подключения двух ЛЭП 110 кВ Севастополь - Индустриальная	ГУП РК «Крымэнерго»	330	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Строительство ПС 110 кВ Индустриальная с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ФГУП 102 ПЭС Минобороны России	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ Севастополь – Индустриальная ориентировочной протяженностью 9 км	ФГУП 102 ПЭС Минобороны России	110	км	2×9	–	–	–	–	–	18	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Строительство заходов ЛЭП 110 кВ ПС-6 – ПС-11 на ПС 110 кВ Индустриальная ориентировочной протяженностью 6 км	ООО «Севастопольэнерго»	110	км	2×6	–	–	–	–	–	12	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
10	Реконструкция ВЛ 110 кВ ПС-6 – ПС-11 АС-120 ориентировочной протяженностью 5 км с увеличением пропускной способности	ООО «Севастопольэнерго»	110	км	5	–	–	–	–	–	5	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с установкой секционного выключателя 110 кВ	ООО «Севастопольэнерго»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
12	Демонтаж заходов ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-11 – ПС-15 на ПС-11	ООО «Севастопольэнерго»	110	км	0,02 0,03	–	–	–	–	–	0,05	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
13	Создание устройств РЗ (основных защит) на ПС 110 кВ ПС-12: – ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2; – ВЛ 110 кВ ПС-12 – Мекензиевы Горы; – ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	ООО «Севастопольэнерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
14	Создание устройств РЗ (основных защит) на ПС 330 кВ Севастополь: – ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	ГУП РК «Крымэнерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
15	Создание устройства РЗ (основных защит) на Севастопольской ТЭЦ: – ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	ГУПС «Севтеплоэнерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
16	Создание устройства РЗ (основных защит) на ПС 110 кВ ПС-11: – ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-17 (для обеспечения возможности включения в транзит 1С и 2С 110 кВ)	ООО «Севастопольэнерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
17	Создание устройства РЗ (основных защит) на ПС 110 кВ ПС-17: – ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-17; – ВЛ 110 Севастопольская ТЭЦ – ПС-17 с отпайкой на ПС-19	ООО «Севастопольэнерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
18	Создание устройства РЗ (основной защиты) на Севастопольской ТЭЦ: – ВЛ 110 Севастопольская ТЭЦ – ПС-17 с отпайкой на ПС-19	ГУПС «Севтеплоэнерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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. Севастополя

В таблице 19 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. Севастополя.

Таблица 19 – 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. Севастополя

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-4 с установкой второго трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА и установкой одного выключателя 110 кВ	ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения ГКУ г. Севастополя «Единая дирекция капитального строительства»	ГКУ г. Севастополя «Единая дирекция капитального строительства»	–	0,39
2	Реконструкция ПС 330 кВ Севастополь с расширением РУ 110 кВ на две ячейки для подключения двух ЛЭП 110 кВ Севастополь - Индустриальная	ГУП РК «Крымэнерго»	330	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения ГБУ «Дирекция капитального строительства»	ГБУ «Дирекция капитального строительства»	–	8
3	Строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ Севастополь – Индустриальная ориентировочной протяженностью 9 км	ФГУП 102 ПЭС Минобороны России	110	км	2×9	–	–	–	–	–	18				
4	Строительство ПС 110 кВ Индустриальная с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ФГУП 102 ПЭС Минобороны России	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20				

4.3 Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [4] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 110 кВ Мекензиевы горы с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ФГУП «КЖД»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

4.4 Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

Обоснованные предложения сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), отсутствуют.

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. Севастополя, 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) приказа Минэнерго России от 17.10.2022 № 1126 «О внесении изменений в приказ Минэнерго России от 8 июня 2022 г. № 512».

2) доработанного проекта инвестиционной программы АО «Крымэнерго» на 2023–2027 годы. Материалы размещены 09.12.2022 на официальном сайте АО «Крымэнерго» в сети Интернет;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [5]).

Оценка потребности в капитальных вложениях по годам выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России:

– на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (опубликован 28.09.2022 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– 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 %).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в долгосрочной перспективе, 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 по энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя оценивается в 2028 году в объеме 9924 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста за рассматриваемый прогнозный период – 1,79 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя к 2028 году увеличится и составит 1773 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,60 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в 2023–2028 годах прогнозируется на уровне 5368–5597 час/год.

Величина потребления электрической энергии г. Севастополь оценивается в 2028 году в объеме 1868 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста за рассматриваемый прогнозный период – 1,33 %.

Максимум потребления мощности г. Севастополь к 2028 году составит 363 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,33 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности г. Севастополь в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 5093–5151 час/год.

Изменение установленной мощности за счет ввода в эксплуатацию новых генерирующих мощностей, вывода и проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, в период 2023–2028 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций Республики Крым и г. Севастополь, расположенных на территории г. Севастополя, в 2028 году составит 662,1 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в рассматриваемый перспективный период и позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя.

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 48,8 км (без учета строительства транзита 110 кВ Севастополь – Ялта – Лучистое в двухцепном исполнении), трансформаторной мощности 398 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: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 09.01.2023).

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 (ред. от 28.12.2020) : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

3. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики города Севастополя на 2022–2026 годы : утверждены Распоряжением Губернатора города Севастополя от 24 июня 2022 г. № 235-РГ «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики города Севастополя на 2022–2026 годы». – Севастополь, 2022. – 188 с. – Текст : непосредственный.

4. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 февраля 2022 г. № 146 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 28.09.2022).

5. 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 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

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 2028 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Энергосистема Республики Крым и г. Севастополь, территория г. Севастополь												
Севастопольская ТЭЦ	ГУПС «Севтеплоэнерго»			Газ								
		2	Т-20-29		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		3	Р-13-29		13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	
		4	ГПА-2.5		1,5							Отсоединение 01.06.2022
Установленная мощность, всего		–	–	–	34,5	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	
Севастопольская МГТЭС	АО «Мобильные ГТЭС»			Дизельное топливо								
		1	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		2	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		3	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		4	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		5	FT8-3 MOBILEPAC		19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	
Установленная мощность, всего		–	–	–	129,3	129,3	129,3	129,3	129,3	129,3	129,3	
С.Энерджи - Севастополь	ООО «С.Энерджи-Севастополь»			–								
		–	Солнечные агрегаты		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
Балаклавская ТЭС	ООО «ВО «Технопромэкспорт»			Газ, дизельное топливо								
		1	ПГУ		251,4	251,4	251,4	251,4	251,4	251,4	251,4	
		2	ПГУ		245,4	245,4	245,4	245,4	245,4	245,4	245,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	496,8	496,8	496,8	496,8	496,8	496,8	496,8	

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 проектов по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории г. Севастополя

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
1	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым, г. Севастополь	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 330 кВ Севастополь до ПС 110 кВ ПС-10 с реконструкцией ПС 330 кВ Севастополь для подключения новых ЛЭП 110 кВ (без вывода из работы существующих ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-11)	АО «Крымэнерго»	110	км	2×23,23	–	–	–	–	–	46,46	2025	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1832,86	1739,19
2	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым, г. Севастополь	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Заря и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 110 кВ ПС-10 до ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС-10 и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10	АО «Крымэнерго»	110	км	2×25,525 2×0,204	–	–	–	–	–	51,46	2025	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1689,58	1613,47

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
3	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым, г. Севастополь	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Алупка и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря на участке от ПС 110 кВ Заря до ПС 110 кВ Алупка с заходами на ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС 110 кВ ПС-10, демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алупка – Заря и выводом из работы существующей ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10	АО «Крымэнерго»	110	км	2×10,705	–	–	–	–	–	21,41	2027	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1809,51	1809,51
4	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с одним автотрансформатором 330/110 кВ мощностью 200 МВА	АО «Крымэнерго»	330	МВА	200	–	–	–	–	–	200	2025	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3185,46	3023,24
5	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская ориентировочной протяженностью 6,9 км каждый	АО «Крымэнерго»	330	км	2×6,9	–	–	–	–	–	13,8	2025			
6	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 330 кВ Севастополь с расширением РУ 110 кВ на две ячейки для подключения двух ЛЭП 110 кВ Севастополь – Индустриальная	ГУП РК «Крымэнерго»	330	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	118,27	118,27
7	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство ПС 110 кВ Индустриальная с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ФГУП 102 ПЭС Минобороны России	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	755,62	755,62

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
8	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ Севастополь - Индустриальная ориентировочной протяженностью 9 км	ФГУП 102 ПЭС Минобороны России	110	км	2×9	–	–	–	–	–	18	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	206,18	206,18
9	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство заходов ЛЭП 110 кВ ПС-6 – ПС-11 на ПС 110 кВ Индустриальная ориентировочной протяженностью 6 км	ООО «Севастополь-энерго»	110	км	2×6	–	–	–	–	–	12	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	185,04	185,04
10	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ВЛ 110 кВ ПС-6 – ПС-11 АС-120 ориентировочной протяженностью 5 км с увеличением пропускной способности	ООО «Севастополь-энерго»	110	км	5	–	–	–	–	–	5	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	8,87	8,87
11	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с установкой секционного выключателя 110 кВ	ООО «Севастополь-энерго»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	59,15	59,15
12	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-10 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «Севастополь-энерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	148,71	148,71
13	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Севастополь-энерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	230,03	230,03

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
14	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 110 кВ Мекензиевы горы с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ФГУП «КЖД»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	204,08	204,08
15	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Создание устройств РЗ (основных защит) на ПС 110 кВ ПС-12: - ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2; - ВЛ 110 кВ ПС-12 – Мекензиевы Горы; - ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	ООО «Севастополь-энерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	8,87	8,87
16	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Создание устройств РЗ (основных защит) на ПС 330 кВ Севастополь: - ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	ГУП РК «Крымэнерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,31	3,31
17	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Создание устройств РЗ (основных защит) на Севастопольской ТЭЦ: - ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	ГУПС «Севтепло-энерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,31	3,31
18	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Создание устройства РЗ (основных защит) на ПС 110 кВ ПС-11: - ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-17 (для обеспечения возможности включения в транзит 1С и 2С 110 кВ)	ООО «Севастополь-энерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,31	3,31

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
19	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Создание устройства РЗ (основных защит) на ПС 110 кВ ПС-17: - ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-17; - ВЛ 110 Севастопольская ТЭЦ – ПС-17 с отпайкой на ПС-19	ООО «Севастополь-энерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	6,10	6,10
20	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Создание устройства РЗ (основной защиты) на Севастопольской ТЭЦ: - ВЛ 110 Севастопольская ТЭЦ – ПС-17 с отпайкой на ПС-19	ГУПС «Севтепло-энерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,31	3,31

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), 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 необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России, то в качестве необходимого указывается первый год среднесрочного периода.

2²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода, определенный с учетом планов и решений по перспективному развитию энергосистемы, строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, учтенных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами.