

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР  
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР  
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ (МОСКОВСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ)»

УДК 621.311

Арх. № 106-2.2/01

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер



П.С. Антонов

2018 г.

ОТЧЕТ О НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ

**СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ  
РЕСПУБЛИКИ КРЫМ  
НА 2019 – 2023 ГОДЫ  
(заключительный)**

Руководитель НИР,  
начальник отдела перспективных  
режимов и противоаварийной автоматики

А.В. Симонов

Москва 2018

## Содержание

Введение .....	5
1. Общая характеристика Республики Крым .....	6
2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Республики Крым за прошедший пятилетний период.....	14
2.1. Характеристика энергосистемы Республики Крым.....	14
2.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии Республики Крым за последние 5 лет .....	15
2.3. Структура электропотребления по основным группам потребителей Республики Крым за последние 5 лет.....	17
2.4. Перечень основных крупных существующих потребителей электрической энергии с указанием максимальной нагрузки и динамики их потребления электрической энергии за последние 5 лет.....	18
2.5. Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы и крупных узлов нагрузки за последние 5 лет .....	19
2.6. Структура установленной электрической мощности на территории Республики Крым .....	20
2.7. Состав генерирующего оборудования существующих электростанций (в том числе блок-станций), установленная мощность которых превышает 5 МВт.....	22
2.8. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности .....	25
2.9. Анализ баланса электрической энергии и мощности в энергосистеме Республики Крым за последние 5 лет.....	28
2.10. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона напряжением 110 кВ и выше, включая перечень существующих линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ.....	30
2.11. Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Крым .....	40
2.12. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за последние 5 лет.....	42
2.13. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Республике Крым и структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных по основным группам потребителей в Республике Крым за последние 5 лет.....	44
2.14. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Республике Крым, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований, с указанием их потребности в тепловой энергии, источников ее покрытия, а также типов используемых установок тепловой генерации с указанием их тепловой и электрической мощности и года ввода в эксплуатацию .....	45
2.15. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории республики Крым по состоянию на отчетный год.....	46
2.16. Единый топливно-энергетический баланс Республики Крым за предшествующие пять лет, который должен отражать все виды ресурсов и группы потребителей на основании ОКВЭД .....	46
3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Республики Крым .....	47
3.1 Характеристика функционирования Крымской энергосистемы .....	47
3.2 Анализ текущего состояния электроэнергетики на территории Республики Крым.....	51
4. Основные направления развития электроэнергетики Республики Крым.....	69
4.1. Прогноз потребления электрической энергии и мощности .....	69

4.2. Перечень основных существующих потребителей с указанием их прогнозного потребления электрической энергии и мощности.....	83
4.3. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Республики Крым мощностью 5 МВт и более на 5-летний период.....	84
4.4. Оценка перспективной балансовой ситуации по электрической энергии и мощности.....	85
Оценка перспективной балансовой ситуации по электрической мощности для базового и умеренно-оптимистического варианта в целом по энергосистеме Республики Крым и г. Севастополь .....	88
4.5. Прогноз развития энергетики Республики Крым на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и местных видов топлива .....	97
4.6. Анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым на зимний/летний максимум/минимум нагрузок на период 2019-2023 гг.....	110
4.7. Разработка основных технических решений по оснащению электрической сети и электростанции энергосистемы Республики Крым оборудованием системы мониторинга переходных процессов (СМПП). .....	176
4.8. Сводный перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым.....	177
4.9. Предложения по уточнению перечня электросетевых объектов единой национальной (общероссийской) электрической сети, включенных в Схему и программу развития ЕЭС России на 2018-2024 гг. ....	177
4.10. Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым, планируемых к вводу и реконструкции в период 2019-2023 гг. для базового и умеренно-оптимистического прогноза потребления, обеспечивающих надежное электроснабжение потребителей Республики Крым и оценка стоимости реализации разработанных мероприятий.....	177
4.11. Рекомендации по выдаче мощности электростанций, планируемых к сооружению на территории энергосистемы на период 2019-2023 годы. ....	184
4.12. Разработанные рекомендации по схемам внешнего электроснабжения объектов, сооружаемых на территории энергосистемы на период 2019-2023 годы.....	184
4.13. Рекомендации по обеспечению качества и надёжности электроснабжения с учётом требований ПУЭ по надёжности электроснабжения потребителей. ....	188
4.14. Формирование сводных данных по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ .....	193
<b>5. Основные направления развития теплоэнергетики Республики Крым .....</b>	<b>195</b>
5.1. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований республики Крым с указанием новых объектов теплоснабжения (новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных) .....	195
5.2. Прогноз потребления тепловой энергии на период разработки НИР с выделением крупных потребителей, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований. ....	199
5.3. Определение на основании балансов электрической и тепловой энергии потребности электростанций (блок-станций) и котельных в топливе.....	200
5.4. Разработанные предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Республики Крым с учетом максимального развития в регионе когенерации на базе новых ПГУ-ТЭЦ с одновременным выбытием котельных (с указанием при необходимости мероприятий по реконструкции газовых сетей) .....	200

5.5. Разработанные предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих ТЭЦ и производства на них электроэнергии и тепло с высокой эффективностью топливоиспользования .....	201
5.6. Прогноз требуемого увеличения мощностей для удовлетворения спроса на электрическую энергию, предложения по реконструкции, модернизации ТЭЦ, котельных, их размещению .....	201
5.7. Предложения по рекомендуемой структуре генерирующих мощностей .....	201
5.8. Прогноз развития теплосетевого хозяйства на территории Республики Крым на период разработки НИР.....	203
5.9. Разработанные мероприятия по строительству когенерации, информацию о возобновляемых источниках энергии, местных видах топлива, модернизации систем теплоснабжения и объемов малой распределенной энергетики.....	203
5.10. Перечень планируемых к строительству источников теплоснабжения, предусмотренных утвержденными схемами теплоснабжения ГО и МО Республики Крым.....	205

## Введение

Схема и программа развития электроэнергетики Республики Крым на 2019 – 2023 годы (далее – Схема и Программа) разработаны во исполнение требований Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823.

Схема и Программа определяют основные цели и направления перспективного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечения удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирования стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в создание эффективной и сбалансированной инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие региона.

Основными задачами Схемы и Программы являются:

- обеспечение надежного функционирования электроэнергетической системы Республики Крым в долгосрочной перспективе;
- обеспечение баланса между производством и потреблением в электроэнергетической системе Республики Крым, в том числе предотвращение возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей;
- скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации) объектов магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов.
- обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, программ (схем) территориального планирования, схем и программ перспективного развития электроэнергетики Республики Крым.

Прогнозирование объемов потребления электрической энергии и мощности, а также иных показателей, приведенных в настоящем документе, не проводилось для их использования в целях тарифообразования в области электроэнергетики. Расчет прогнозных величин, используемых при расчете тарифов, должен осуществляться в соответствии с действующим законодательством за рамками настоящей Схемы и Программы.

## 1. Общая характеристика Республики Крым

Республика Крым – субъект Российской Федерации, входящий в состав Южного федерального округа и Северо-Кавказского экономического района. Республика Крым образована 18 марта 2014 года в результате присоединения к Российской Федерации части Крымского полуострова. Столицей Республики является город Симферополь.

Северная граница Республики Крым совпадает с бывшей административной границей Автономной Республики Крым с Херсонской областью. С запада, юга и северо-востока полуостров омывают Чёрное и Азовское море, на востоке Республика Крым имеет морскую административную границу с Краснодарским краем. Площадь территории полуострова составляет 26 081 км<sup>2</sup>. На рисунке 1.1 показано расположение Республики Крым на карте Российской Федерации.



**Рисунок 1.1 – Расположение Республики Крым на карте Российской Федерации**

Республика Крым находится в часовой зоне МСК (московское время). Смещение применяемого времени относительно UTC составляет +3:00.

Республика Крым занимает 26 место среди субъектов Российской Федерации по численности населения на 1 января 2018 года. На конец отчетного 2017 года по данным Управления Федеральной службы государственной статистики по Республике Крым и городу Севастополю население составляло 1 913 731 человек постоянных жителей, из которых 974 788 человека зарегистрировано, как городское население, 938 943 человека – сельское население.

### Классификация населения Республики Крым:

- по половому признаку: мужчин – 881 106 человек (46 %) женщин – 1 032 625 человек (54 %).
- по возрастным категориям: 344 253 человек (17,9%) моложе трудоспособного возраста, 1 031 689 человек (53,9%) трудоспособного возраста, 537 789 человека (28,1%) старше трудоспособного возраста.

Средний возраст населения в Республике Крым составляет 40,1 год, средняя продолжительность жизни – 71,63 года, что выше среднего показателя по стране (69,29).

В Республике наблюдается постепенное демографическое старение, растёт количество граждан предпенсионного и пенсионного возраста при низком уровне рождаемости и высокой смертности. За январь – июнь 2018 года зарегистрировано 11 314 родившихся человек, 15 898 умерших человек. Естественная убыль населения оставила 4 584 человек, что ниже естественной убыли за аналогичный период прошлого года на 3 человека.

Наиболее крупными городами Республики Крым являются (численность представлена по состоянию на 1 января 2018 года):

- Симферополь – 341 799 человек;
- Керчь – 150 573 человек;
- Евпатория – 106 158 человек;
- Феодосия – 67 902 человек.

Плотность населения составляет 73 чел./км<sup>2</sup>.

В административном отношении Республика Крым состоит из 25 административно-территориальных образований:

1. 14 районов (с преимущественно сельским населением);
2. 11 городов республиканского подчинения, в границах которых с подчинёнными им населёнными пунктами созданы муниципальные образования — городские округа (с преимущественно городским населением).

В Республике Крым насчитывается 1 019 населённых пунктов, в том числе 16 городских населённых пунктов (16 городов) и 1 003 сельских населённых пункта (в том числе, 56 поселков городского типа (учитываемых как сельские) и 947 сёл и посёлков).

В таблице 1.1 представлен перечень районов и городов республиканского значения Республики Крым. На рисунке 1.2 показана карта административно-территориального устройства Республики Крым.

**Таблица 1.1 – Перечень муниципальных районов и городов республиканского значения  
Республики Крым**

№	Название	Площадь, м <sup>2</sup>	Население, чел. (2018)	Административный центр
Районы (муниципальные районы)				
1	Бахчисарайский район	1 588,58	↘89 184	город Бахчисарай
2	Белогорский район	1 893,56	↘60 588	город Белогорск
3	Джанкойский район	2 666,96	↘65 978	город Джанкой
4	Кировский район	1 208,20	↗51 288	пгт Кировское
5	Красногвардейский район	1 765,80	↘84 587	пгт Красногвардейское
6	Красноперекопский район	1 230,96	↘24 053	город Красноперекопск
7	Ленинский район	2 918,61	↘58 985	пгт Ленино
8	Нижегорский район	1 212,43	↘44 336	пгт Нижегорский
9	Первомайский район	1 474,35	↘31 851	пгт Первомайское
10	Раздольненский район	1 231,38	↘30 429	пгт Раздольное
11	Сакский район	2 257,47	↗76 326	город Саки
12	Симферопольский район	1 752,53	↗160 772	город Симферополь
13	Советский район	1 079,44	↘31 545	пгт Советский
14	Черноморский район	1 508,63	↗30 427	пгт Черноморское
Города республиканского значения (городские округа)				
15	Алушта	599,90	↗54 515	город Алушта
16	Армянск	162,42	↘24 151	город Армянск
17	Джанкой	25,92	↘38 669	город Джанкой
18	Евпатория	65,47	↗120 360	город Евпатория
19	Керчь	107,63	↗150 573	город Керчь
20	Красноперекопск	22,42	↘25 450	город Красноперекопск
21	Саки	28,74	↘24 797	город Саки
22	Симферополь	107,41	↗362 344	город Симферополь
23	Судак	539,45	↗32 797	город Судак
24	Феодосия	350,42	↗100 571	город Феодосия
25	Ялта	282,90	↗139 155	город Ялта





**Рисунок 1.2 – Карта административно-территориального устройства Республики Крым**

Основными отраслями Республики Крым являются: промышленность (более 530 крупных и средних предприятий), туризм (Западный Крым, Южный берег Крыма, Керчский полуостров), строительство, здравоохранение, сельское хозяйство, торговля.

Промышленное развитие Республики Крым определяется следующими основными отраслями: пищевая, химическая, машиностроение, добыча природного газа, добыча стройматериалов, электроэнергетика.

Машиностроение Крыма специализируется на производстве электротехнического и электронного оборудования, радио и телевизионных приборов, средств связи, оптических и навигационных устройств. Отрасль представлена более чем 50 предприятиями, из которых ведущими являются АО «Машиностроительный завод «Фирма СЭЛМА», ОАО «Крымпродмаш», АО «Симферопольсельмаш», Феодосийская судостроительная компания «Море» (строительство ракетных кораблей). Судостроение – одна из крупнейших отраслей машиностроения Крыма, представлена крупными предприятиями в Севастополе, Керчи, Феодосии.

Химическая промышленность Крыма имеет чётко выраженную ориентацию на источники сырья, и потому располагается в городе Саки, соседствующем с крупными солёными озёрами Сасык и Сакским, и на Перекопском перешейке, где расположена система горько-солёных озёр. Почти одна четвёртая часть от общего объёма промышленного производства представлена предприятиями химической и

нефтехимической промышленности. В Крыму расположены крупнейшие химические предприятия, которые были монополистами на Украине и в странах СНГ, и выпускают конкурентоспособную на европейском и мировом рынках продукцию.

Важным фактором успешной производственной деятельности является наличие на полуострове местной базы сырья и значительных трудовых ресурсов.

Ведущими предприятиями химической отрасли являются ЧАО «Крымский ТИТАН», ПАО «Крымский содовый завод», АО «Бром», ОАО «Поливтор».

В Республике Крым функционируют основные виды транспорта – автомобильный, железнодорожный, трубопроводный, морской, воздушный.

Республика Крым располагает богатыми и разнообразными природными ресурсами. Природно-заповедный фонд включает 158 объектов и территорий (в том числе 46 общегосударственного значения, площадь которых составляет 5,8% площади Крымского полуострова). Основу заповедного фонда составляют 6 природных заповедников общей площадью 63,9 тыс. га.

Наибольшее значение имеют природные рекреационные ресурсы: мягкий климат, тёплое море, лечебные грязи, минеральные воды, живописные пейзажи, что обеспечивает развитие туристического направления.

Схемой и программой развития электроэнергетики Республики Крым и г. Севастополь (Крымского федерального округа) на период 2016-2020 годы были предусмотрены мероприятия, направленные на устранение выявленных «узких» мест в электрической сети и недопущение возможности их появления в перспективе. Мониторинг исполнения мероприятий, рекомендованных Схемой и программой развития электроэнергетики Республики Крым и г. Севастополь (Крымского федерального округа) на период 2016-2020 годы по состоянию на 31.10.2018 приведен в таблице 1.2.

**Таблица 1.2 – Мониторинг исполнения мероприятий по Республике Крым, предусмотренных Схемой и программой развития электроэнергетики Республики Крым и г. Севастополь (Крымского федерального округа) на период 2016-2020 годы**

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Э/система	Год ввода объекта	Технические хар-ки	Выполнение мероприя- тия
				ВЛ, км ПС, МВА	
Для выдачи мощности электростанций					
<b>Симферопольская ПГУ-ТЭС (Таврическая ТЭС)</b>					
1.	РУ 330 кВ Симферопольской ПГУ-ТЭС с АТ 330/110 кВ	Крым	2017	200 МВА	Выполнено
2.	Заходы ВЛ 330 кВ Джанкой – Симферопольская на Симферопольскую ПГУ-ТЭС	Крым	2017	2×1,1 км	Выполнено
3.	РУ 110 кВ Симферопольской ПГУ-ТЭС	Крым	2017-2018		Выполнено
4.	Заходы ВЛ 110 кВ Симферопольская – Марьино на Симферопольскую ПГУ-ТЭС с заменой участка провода от места	Крым	2018	2×2,5 км 0,5 км	Не выполнено

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Э/система	Год ввода объекта	Технические хар-ки	Выполнение мероприятия
				ВЛ, км ПС, МВА	
	врезки до ПС 330 кВ Симферопольская				
5.	Заходы ВЛ 110 кВ Симферопольская – Восточная на Симферопольскую ПГУ- ТЭС с заменой участка провода от места врезки до ПС 330 кВ Симферопольская	Крым	2018	2×2,5 км 0,5 км	Не выполнено
6.	Заходы ВЛ 110 кВ Симферопольская – Кубанская на Симферопольскую ПГУ- ТЭС с заменой участка провода от места врезки до ПС 330 кВ Симферопольская	Крым	2018	2×2,5 км 0,5 км	Не выполнено
7.	Новая ВЛ 110 кВ Симферопольская ПГУ-ТЭС - Симферопольская	Крым	2018	3 км	Не выполнено
8.	Новая ВЛ 110 кВ Симферопольская - Южная	Крым	2018	АС-240; 22 км	Не выполнено
9.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Симферопольская – Центральная с заменой фазного провода	Крым	2018	АС-240 19,2 км	Не выполнено
Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей и возможности присоединения новых потребителей					
<b>220 кВ</b>					
10.	ВЛ 220 кВ Тамань – Кафа	Крым, Краснодарский край	2015	180 км	Выполнено
11.	ВЛ 220 кВ Тамань – Камыш-Бурунская	Крым, Краснодарский край	2015	100 км	Выполнено
12.	ПС 220 кВ Кафа (с возможностью расширения РУ 330 кВ) с заходами ВЛ 220 кВ Феодосийская - НС-2 и ВЛ 220 кВ Феодосийская – Симферопольская (в габ. 330 кВ)	Крым	2015- 2016	2×125 МВА; 4×0,2 км; УШР-100	Выполнено
13.	Кабельный переход через Керченский пролив	Крым, Краснодарский край	2015- 2016	4×14,5 км	Выполнено
14.	Двухцепная ВЛ 220 кВ Тамань - Кафа	Крым, Краснодарский край	2016	2×180 км	Выполнено
15.	Замена провода на участке ВЛ 220 кВ (в габ. 330 кВ) Феодосийская - Симферопольская	Крым	2016	АС-2×300; 7 км	Выполнено
16.	ВЛ 220 кВ Симферопольская – Кафа (в габ. 330 кВ)	Крым	2016	110 км	Выполнено
17.	Мероприятия для использования участка ВЛ 330 кВ Джанкой – Каховская как ВЛ 220 кВ Джанкой – Титан	Крым	2017	1 км	Не выполнено
18.	Реконструкция ПС 220 кВ Феодосийская, с заменой АТ 220/110 кВ и Тр 110 кВ	Крым	2018- 2020	220 кВ 125 МВА 110 кВ 2×63МВА	Не выполнено
<b>110 кВ</b>					
19.	Заходы ВЛ 110 кВ Феодосийская –	Крым	2016	4×6,5 км	Не

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Э/система	Год ввода объекта	Технические хар-ки	Выполнение мероприятия
				ВЛ, км ПС, МВА	
	Старый Крым и ВЛ 110 кВ Феодосийская – Восход на ПС 220 кВ Кафа				выполнено
20.	Ликвидация «тройника» на ВЛ 110 кВ Старый Крым – Феодосийская (Кафа)	Крым	2016	8 км	Не выполнено
21.	Усиление транзита 110 кВ Ялта- Лучистое (двухцепная линия) с переорганизацией присоединения транзитных подстанций	Крым	2016- 2018	2×52,4 км	Не выполнено
22.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Феодосийская (Кафа) – Старый Крым с заменой провода марки Б-120	Крым	2017	провод АС- 185/26 2,6 км	Выполнено
23.	Заходы ВЛ 110 кВ Перевальное – Алушта на ПС 110 кВ Лучистое	Крым	2018	2×9 км	Не выполнено
24.	Усиление транзита Севастополь – Ялта (двухцепная линия) с переорганизацией присоединения транзитных подстанций	Крым	2018- 2020	2×70 км	Не выполнено
25.	ПС 110 кВ Земляника, установка второго Т 110/10 кВ 6,3 МВА	Крым	2016	6,3 МВА	Выполнено
26.	ПС 110 кВ Марьино, замена Т-1 110/10 кВ 10 МВА и Т-2 110/10 кВ 16 МВА на 2×25 МВА	Крым	2016- 2017	2×25 МВА	Не выполнено
27.	ПС 110 кВ Саки, замена 2-х Т 110/35/10 кВ 2×25 МВА на 2×40 МВА	Крым	2016- 2017	2×40 МВА	Не выполнено
28.	ПС 110 кВ Перевальное-2, 2-х Т 110/10 кВ по 10 МВА с подключением ответвлений от ВЛ 110 кВ Перевальное – Доброе и ВЛ 110 кВ Перевальное – Алушта	Крым	2016- 2017	2×10 МВА 2×1 км	Не выполнено
29.	ПС 110 кВ Евпатория, замена Т 110/35/10 кВ (Т-2) 15 МВА на Т 110/10 кВ 25 МВА	Крым	2017	25 МВА	Не выполнено
30.	ПС 110 кВ Северная, замена Т-1 110/10 кВ 16 МВА и Т-2 110/10 кВ 15 МВА на 2×25 МВА	Крым	2017- 2018	2×25 МВА	Не выполнено
31.	ПС 110 кВ Белогорск, замена Т- 2 110/35/10 кВ 16 МВА на 25 МВА	Крым	2018	25 МВА	Не выполнено
32.	ПС 110 кВ Массандра, замена Т-1 110/10 кВ 10 МВА и Т-2 110/10 кВ 16 МВА на 2×25 МВА	Крым	2018- 2019	2×25 МВА	Не выполнено
33.	ПС 110 кВ Аэропорт, 2×25 МВА с заходами ВЛ 110 кВ Жаворонки – Симферопольская ТЭЦ	Крым	2018- 2019	2×25 МВА 2×3 км	Выполнено
34.	Реконструкция ПС 110 кВ Петровские Высоты с изменением конфигурации сети 110 кВ в прилегающем районе: - второй заход ВЛ 110 кВ Симферопольская – Центральная	Крым	2018- 2020	2×25 МВА; 0,1 км; 2 км; 18 км; 2×0,5 км;	Не выполнено

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Э/система	Год ввода объекта	Технические хар-ки	Выполнение мероприятия
				ВЛ, км ПС, МВА	
	(0,1 км); - второй заход ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Петровские Высоты (2км); - заходы ВЛ 110 кВ Симферопольская – Южная (2×0,5 км); -ликвидация тройника на ВЛ 110 кВ Южная – Набережная с организацией ВЛ 110 кВ Марьино – Петровские Высоты (2 км)			2 км	
35.	ПП Технопарк, с ВЛ 110 кВ Западно- Крымская – ПП Технопарк и заходами ВЛ 110 кВ Евпатория – Мойнаки	Крым	2019- 2020	2х25 МВА, 2х1 км, 33 км	Не выполнено
36.	ПС 110/35/10 кВ Зуя, 2х16 МВА с заходами ВЛ 110 кВ Кубанская – Белогорск	Крым	2019- 2020	2х16 МВА, 2х1 км	Не выполнено
37.	ПС 110 кВ Мойнаки, замена 2-х Т 110/35/10 кВ 2х16 МВА на 2х25 МВА	Крым	2019- 2020	2х25 МВА	Не выполнено
38.	ПС 110 кВ Старый Крым, замена 2-х Т 110/35/10 2х16 МВА на 2х25МВА	Крым	2019- 2020	2х25 МВА	Не выполнено
39.	ПС 110 кВ Южная, замена Т1 16 МВА на 25 МВА с демонтажем РУ 35 кВ	Крым	2020	25 МВА	Не выполнено
40.	ПС 220 кВ Бахчисарай, установка второго Т 110/35/10 кВ 40 МВА	Крым	2019	40 МВА	Не выполнено

Как видно из таблицы 1.2, большое количество рекомендованных мероприятий на текущий момент не выполнено. На 2016 год было запланировано 8 мероприятий, из них 2 не выполнено. На 2017 год было запланировано 8 мероприятий, из них 5 не выполнено. На 2018 год было запланировано 11 мероприятий, по состоянию на 31.10.2018 выполнено только 1.

## 2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Республики Крым за прошедший пятилетний период

### 2.1. Характеристика энергосистемы Республики Крым

Энергосистема Республики Крым входит в состав объединенной энергосистемы Юга, и ограничена следующими внешними связями:

1. Межгосударственная связь энергосистемы Республики Крым с Украинской энергосистемой (связи разорваны вблизи государственной границы):

- ВЛ 220 кВ Каховская – Титан;
- ВЛ 330 кВ Каховская – Островская;
- ВЛ 330 кВ Каховская – Джанкой;
- ВЛ 330 кВ Мелитополь – Джанкой.

2. Межсистемная связь энергосистемы Республики Крым с Кубанской энергосистемой:

- КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа I цепь;
- КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа II цепь;
- КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа №3;
- КВЛ 220 кВ Тамань – Камыш-Бурун.

Крупными предприятиями и организациями, осуществляющими деятельность в сфере электроэнергетики и определяющими основу региональной энергетической системы Республики Крым, являются:

- Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя» (далее – Филиал АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ);
- Генерирующие компании:
  - АО «КРЫМТЭЦ»;
  - Филиал ООО «ВО «Технопромэкспорт» в г. Симферополе;
  - АО «Мобильные ГТЭС»;
  - ГУП РК «Крымские генерирующие системы»;
  - АО «ОУЛ СОЛАР»;
  - электростанции промышленных предприятий (ПАО «Крымский содовый завод», АФ ООО «Титановые инвестиции»);
  - ООО «Ветряной парк «Керченский»»;
  - ООО «Альфа Солар»;
  - ООО «Бета Солар»;
  - ООО «Зета Солар»;
  - АО «Дельта Солар»;
  - ООО «Гамма Солар»;
  - ООО «Омао Солар»;
  - ООО «Осприй Солар»;
  - ООО «Ориол Солар»;
  - ООО «Оузил Солар»;

- ООО «Краймиа Солар 1»;
- ООО «Краймиа Солар 2»;
- ООО «Краймиа Солар 3»;
- ООО «Краймиа Солар 4»;
- ООО «Краймиа Солар 5»;
- ООО «Капелла Солар»;
- ООО «Юпитер Солар»;
- ООО «Орион Солар».
- Электросетевые компании:
  - ГУП РК «Крымэнерго»;
  - ФГУП «102 предприятие электрических сетей» Минобороны Российской Федерации;
  - ООО «Восточно-Крымская энергетическая компания»;
  - территориальные сетевые организации.
- Энергосбытовые компании:
  - ГУП РК «Крымэнерго».
- Крупные потребители электрической энергии.

**Филиал АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ** осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления технологическим режимом работы энергообъектов электроэнергетики на территории энергосистемы Республики Крым и города Севастополь. В операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Черноморского РДУ по энергосистеме Республики Крым (не включая энергорайон города федерального значения Севастополь) входят следующие энергорайоны: Бахчисарай, ЮБК, ЮБК-2, ЮБК-3, Центральный, Феодосийско – Керченский, Евпаторийский, Старый Крым.

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

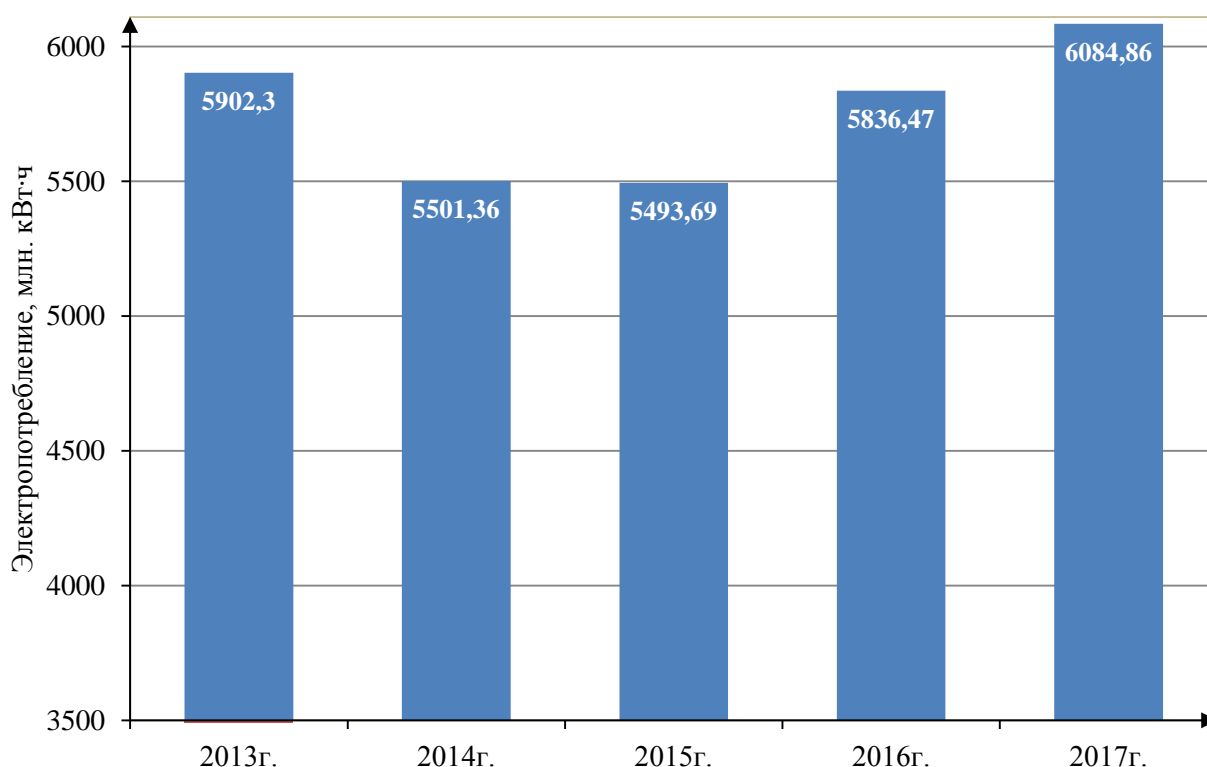
## **2.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии Республики Крым за последние 5 лет**

Энергосистема Республики Крым входит в состав энергосистемы ОЭС Юга. Доля годового потребления электроэнергии энергосистемой Республики Крым составляет порядка 7,5% от суммарного потребления объединения.

В настоящем разделе приведена информация на основании имеющихся отчетных данных по потреблению электрической энергии в Республике Крым. Точная информация приведена с момента присоединения Республики Крым к Российской Федерации в 2014 году. Динамика электропотребления и темпов прироста электропотребления энергосистемы Республики Крым справочно\* за 2013 г. и по имеющимся отчетным данным за 2014-2017 гг. представлена в таблице 2.2.1 и на рисунке 2.2.1.

**Таблица 2.2.1 – Динамика потребления электроэнергии по энергосистеме Республики Крым, млн кВт·ч**

Наименование показателя	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.
Электропотребление, млн кВт·ч	5902,3	5501,36	5493,69	5836,47	6084,86
Абсолютный прирост электропотребления, млн кВт·ч	-	-401	-7	343	248
Годовой прирост, %	-	-7,29	-1,33	5,87	4,08



**Рисунок 2.2.1 – Динамика электропотребления энергосистемы Республики Крым за отчетный период 2013-2017 гг.**

Электропотребление энергосистемы Республики Крым в 2017 году увеличилось на 182,56 млн кВт·ч (на 3%) по отношению к аналогичному показателю 2013 года. Политические обстоятельства, имевшие место в 2014 году на полуострове, сказались и на динамике потребления электрической энергии: 2014-2015 годы характеризуются спадом электропотребления, который объясняется переходным периодом как в экономике, так и в электроэнергетике Республики Крым, ограничениями в электроснабжении потребителей вследствие отключения энергосистемы Республики от энергосистемы Украины. С вводом энергомоста Кубань – Крым и интеграцией энергосистемы Республики Крым в ЕЭС России, годовое потребление с 2016 года показывает тенденцию роста.



### 2.3. Структура электропотребления по основным группам потребителей Республики Крым за последние 5 лет

На рисунке 2.3.1 приведена структура электропотребления Республики Крым по основным группам потребителей за период 2013-2017 гг. на основе данных Федеральной службы государственной статистики.



**Рисунок 2.3.1 – Структура электропотребления энергосистемы Республики Крым по основным группам потребителей за отчетный период 2013-2017 гг.**

На основании данных, приведенных на рисунке 2.3.1, можно сделать вывод, что преобладающая доля потребления электрической энергии (более 36% на протяжении всего рассматриваемого периода) приходится на городское и сельское население, то есть на бытовые нужды граждан. Самую низкую долю в структуре потребления электрической энергии имеет строительная сфера (порядка 1-2%). На потери в сетях приходится от 12% до 18% общего электропотребления.

В целом, за период 2014-2017 годов структура электропотребления энергосистемы Республики Крым не претерпела существенных изменений.

## 2.4. Перечень основных крупных существующих потребителей электрической энергии с указанием максимальной нагрузки и динамики их потребления электрической энергии за последние 5 лет

В настоящем разделе в таблице 2.4.1 приведены сводные данные о максимальной нагрузке потребителей в течение 5 лет, предоставивших запрашиваемую информацию, в таблице 2.4.2 – динамика потребления электрической энергии за отчетные 5 лет.

**Таблица 2.4.1 – Перечень крупных потребителей электрической энергии с указанием динамики изменения максимальной нагрузки, МВт**

№п/п	Потребитель	Факт				
		2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
1	ГУП РК «Водоканал ЮБК»	15,15	19,52	11,72	21,32	15,36
2	ГУП РК «Вода Крыма»	137,01	117,12	107,37	104,20	109,86
3	ГУП РК «Конструкторско-технологическое бюро «Судокомполит»»	0,28	0,20	0,24	0,35	0,41
4	ООО «Судостроительный завод «Залив»»	-	13,10	15,60	20,80	26,03
5	АО «Завод «Фиолент»	9,47	9,93	10,89	10,98	10,53
6	ГУП РК «Крымские морские порты»	-	-	3,51	3,06	2,80
7	АО «Стройоборудование»	0,32	0,32	0,38	0,40	0,38
8	ГУП РК «Симферопольский комбинат хлебопродуктов»	13,00	8,60	8,70	9,40	9,90
9	АО «Пивобезалкогольный комбинат «Крым»»	8,27	9,10	10,37	9,60	9,67

**Таблица 2.4.2 – Перечень крупных потребителей электрической энергии с указанием динамики электропотребления, млн кВт·ч**

№п/п	Потребитель	Факт				
		2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
1	ГУП РК «Крымтройллебус»	32,80	30,80	27,70	19,60	27,30
2	АО «Альминский завод строительных материалов»	0,65	0,46	0,56	0,40	0,50
3	ГУП РК «Водоканал ЮБК»	5,10	7,90	7,90	7,90	7,90
4	ГУП РК «Вода Крыма»	17,25	15,07	13,42	14,66	11,91
5	ГУП РК «Крымгазсети»	1,91	1,86	1,80	1,72	2,23
6	ГУП РК «Конструкторско-технологическое бюро «Судокомполит»»	0,28	0,05	0,05	0,07	0,09
7	ООО «Судостроительный завод «Залив»»	-	2,02	5,28	7,68	7,68
8	АО «Завод «Фиолент»	5,94	6,25	3,57	3,89	3,56
9	ГУП РК «Крымские морские порты»	-	1,10	1,30	1,20	1,10
10	АО «Стройоборудование»	0,80	0,89	0,94	1,13	1,07
11	ГУП РК «Симферопольский комбинат хлебопродуктов»	2,20	2,10	20	20	2,30
12	АО «Пивобезалкогольный комбинат «Крым»»	1,78	1,87	1,95	2,01	1,97

## 2.5. Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы и крупных узлов нагрузки за последние 5 лет

В настоящем разделе приведена информация на основании имеющихся отчетных данных по максимумам нагрузки в энергосистеме Республики Крым. Точная информация приведена с момента присоединения Республики Крым к Российской Федерации в 2014 году. 2013 год и 2014 год в целом приведены справочно\*. Данные представлены в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1 – Динамика изменения собственного максимума нагрузки ЭС Республики Крым

Наименование показателя	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Собственный максимум нагрузки, МВт	1037,0*	1058,0*	1050,0	1077,5	1141,0
Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	н/д	21	-8,0	27,5	63,5
Годовой прирост, %	н/д	2,0	-0,8	2,6	5,6
Дата и время (мск) прохождения собственного максимума нагрузки	13.12 17:00	03.02 18:00	08.01 19:00	08.12 10:00	30.01 11:00

На рисунке 2.5.1 в графическом виде показана динамика изменения максимума нагрузки Республики Крым на период с 2013 года по 2017 год.

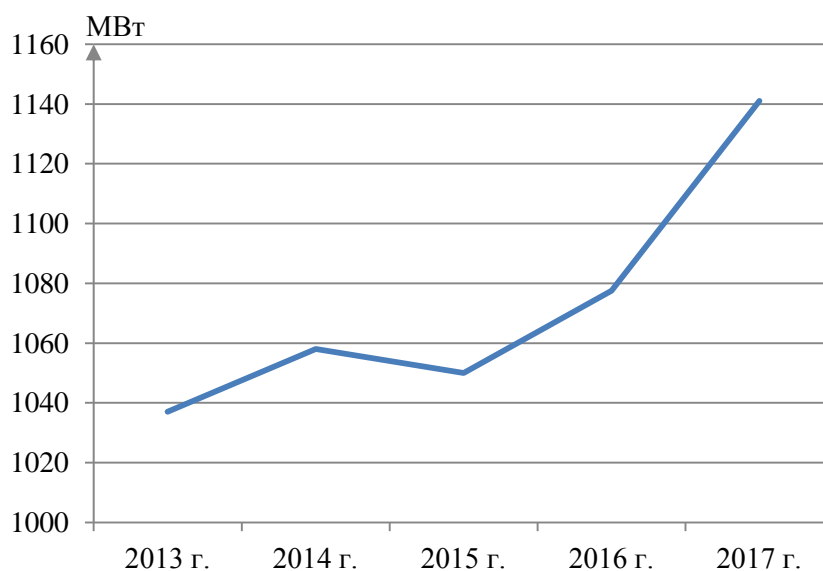


Рисунок 2.5.1 – Динамика изменения собственного максимума нагрузки ЭС Республики Крым за период 2013-2017 гг.

По данным таблицы 2.5.1 и рисунка 2.5.1 можно сделать вывод о том, что собственный максимум нагрузки энергосистемы Республики Крым за последние 5

лет увеличился на 107 МВт или на 9,38 %, и прослеживается тенденция его дальнейшего увеличения.

## 2.6. Структура установленной электрической мощности на территории Республики Крым

По состоянию на 31.10.2018, в энергосистеме Республики Крым функционируют электрические станции суммарной установленной мощностью 1294,94 МВт. При этом необходимо отметить, что МГТЭС работают в режиме покрытия пиковых нагрузок. Информация об установленной мощности электростанций приведена в таблице 2.6.1.

**Таблица 2.6.1 – Структура установленной электрической мощности электростанций энергосистемы Республики Крым по состоянию на 31.10.2018**

Наименование электростанции	Собственник	Установленная мощность, МВт
Симферопольская ТЭЦ	АО «КРЫМТЭЦ»	86
Камыш-Бурунская ТЭЦ	АО «КРЫМТЭЦ»	30
Сакская ТЭЦ	АО «КРЫМТЭЦ»	117,4
Таврическая ТЭС	ООО «ВО «Технопромэкспорт»»	249,56
Симферопольская МГТЭС	АО «Мобильные ГТЭС»	135
Западно-Крымская МГТЭС	АО «Мобильные ГТЭС»	131,8
<b>ВСЕГО ТЭС</b>		<b>749,76</b>
Сакская ВЭС	ГУП РК «Крымские генерирующие системы»	20,83
Тарханкутская ВЭС	ГУП РК «Крымские генерирующие системы»	22,45
Донузлавская ВЭС	ГУП РК «Крымские генерирующие системы»	6,77
Судакская ВЭС	ГУП РК «Крымские генерирующие системы»	3,76
Восточно-Крымская (Акташская) ВЭС	ГУП РК «Крымские генерирующие системы»	2,81
Пресноводненская ВЭС	ГУП РК «Крымские генерирующие системы»	7,4
Останинская ВЭС	ООО «Ветряной парк Керченский»	24,55
СЭС Николаевка	ООО «Капелла Солар» ООО «Юпитер Солар» ООО «Орион Солар»	69,7
СЭС Перово (ПС 110 кВ Таврия)	ООО «Альфа Солар» ООО «Бета Солар» ООО «Зета Солар» АО «Дельта Солар» ООО «Гамма Солар»	105,58
СЭС Охотниково	ООО «Омао Солар» ООО «Осприй Солар» ООО «Ориол Солар» ООО «Оузил Солар»	82,66
СЭС Митяево (ПС 110 кВ Митяево)	АО «ОУЛ СОЛАР»	31,55

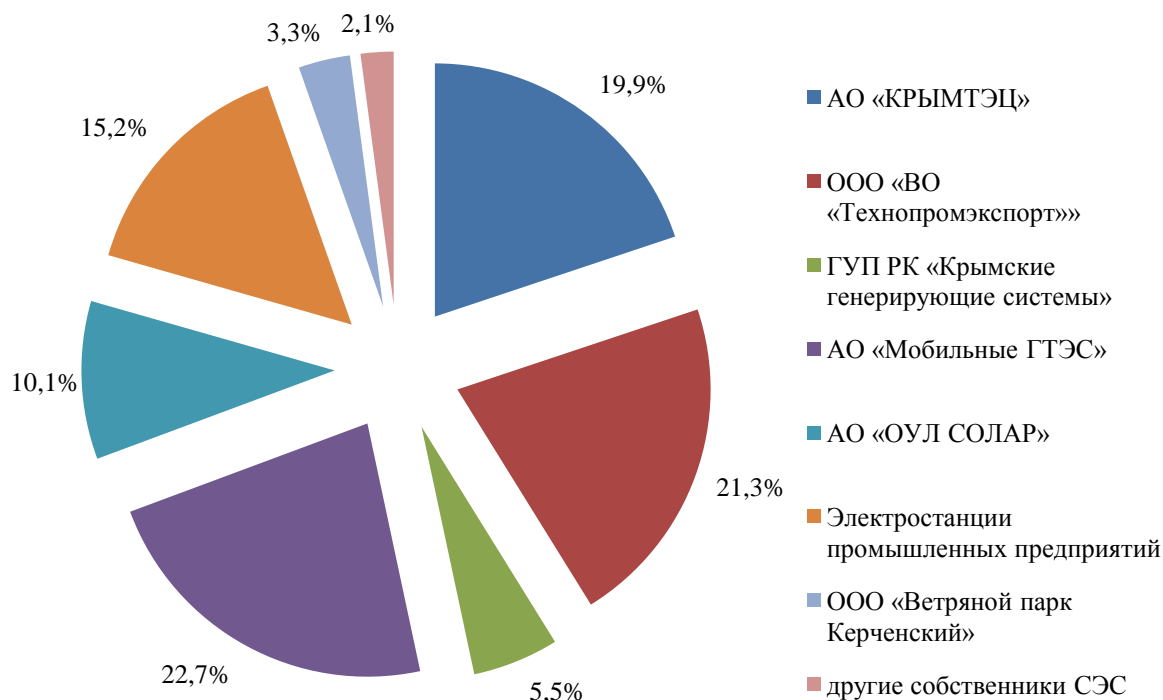
Наименование электростанции	Собственник	Установленная мощность, МВт
СЭС Родниковое (ПС 110 кВ Родниковая)	ООО «Краймиа Солар 1» ООО «Краймиа Солар 2» ООО «Краймиа Солар 3» ООО «Краймиа Солар 4» ООО «Краймиа Солар 5»	7,5
<b>ВСЕГО ВЭС, СЭС</b>		<b>385,56</b>
ТЭЦ Крымский содовый завод	ПАО «Крымский содовый завод»	20,4
ТЭЦ Крымский Титан	АФ ООО «Титановые инвестиции»	18
<b>ВСЕГО электростанции промышленных предприятий</b>		<b>38,4</b>
<b>ИТОГО</b>		<b>1173,72</b>
РИСЭ		121,21
<b>ВСЕГО резервные источники снабжения электроэнергией</b>		<b>121,21</b>
<b>Итого основные и резервные источники снабжения энергией</b>		<b>1294,93</b>

В отчетном 2017 году произошло следующее изменение установленной мощности электростанций в энергосистеме Республики Крым: Западно-Крымская МГТЭС – ввод в работу 3-FT8-3 MOBILEPAC (21,3 МВт), 6-FT8-3 MOBILEPAC (20,5 МВт) суммарно 41,8 МВт.

Существенные изменения установленной мощности произошли в 2018 году:

1. Сакская ТЭЦ: ввод в работу ТГ-4 (22,5 МВт), ТГ-5 (22,5 МВт), ТГ-6 (22,5 МВт), ТГ-7 (22,5 МВт) суммарно 90 МВт;
2. Таврическая ТЭС: ввод в работу ПГУ-1 249,56 МВт;
3. Останинская ВЭС ООО «Ветряной парк Керченский»: перемаркировка 1JEWB-560-06A с уменьшением установленной мощности на 0,45 МВт;
4. Резервные источники снабжения электроэнергией: присоединение/отсоединение/уточнение с уменьшением установленной мощности на 0,369 МВт.

Структура установленных мощностей электростанций энергосистемы Республики Крым по принадлежности к энергокомпаниям по состоянию на 31.10.2018 приведена на рисунке 2.6.1.



**Рисунок 2.6.1 – Структура установленных мощностей электростанций энергосистемы Республики Крым по принадлежности к энергокомпаниям по состоянию на 31.10.2018 г.**

Электрические станции, функционирующие в энергосистеме Республики Крым, находятся в собственности генерирующих компаний, а также промышленных предприятий. Самой крупной генерирующей компанией по установленной мощности на территории Республики Крым является АО «Мобильные ГТЭС», в чьем ведении находятся Симферопольская и Западно-Крымская МГТЭС (22,7%, или 266,8 МВт от суммарной установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым). Значительную долю (385,56 МВт, или 29,8% от суммарной установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым) составляют ветряные и солнечные электростанции.

## **2.7. Состав генерирующего оборудования существующих электростанций (в том числе блок-станций), установленная мощность которых превышает 5 МВт**

В настоящем разделе в таблице 2.7.1 приведена информация о составе и возрастной структуре генерирующего оборудования существующих электростанций энергосистемы Республики Крым, установленная мощность которых превышает 5 МВт.

**Таблица 2.7.1 – Состав генерирующего оборудования электростанций энергосистемы Республики Крым**

Собственник	Э/станция	Уст. мощность	Вид топлива	Котлы		Турбины		
				Ст. ном.	Тип	Ст. ном./год ввода	Тип	Уст. мощность
АО «КРЫМТЭЦ»	Симферопольская ТЭЦ	86 МВт	Газ, мазут	1	БКЗ-160-100 ФБ	1/ 1958	Т-43/53-90	43 МВт
				2	БКЗ-160-100 ФБ	2/ 1960	Т-43/53-90	43 МВт
				3	БКЗ-160-100 ФБ			
	Камыш-Бурунская ТЭЦ	30 МВт	Газ, мазут	3	БКЗ-75-39 ФБ	1/ 1983	ПТ-12-35/10м	12 МВт
				4	БКЗ-75-39 ФБ	2/ 1979	ПР-6-35/10/5	6 МВт
						3/ 1984	ПТ-12-35/10м	12 МВт
	Сакская ПГУ 120 (Сакская ТЭЦ)	117,4 МВт	Газ	1	БКЗ-50-39 ФБ	1/ 1998	Т-6-35/16	6 МВт
				2	БКЗ-50-39 ФБ	2/ 1964	АР-6-6	6 МВт
						3/ 2011	ДЖ-59ЛЗ	15,4 МВт
						4/ 2018	ГТА-25	22,5 МВт
					5/ 2018	ГТА-25	22,5 МВт	
					6/ 2018	ГТА-25	22,5 МВт	
ООО «ВО «Технопромэкспорт»»	Таврическая ТЭС	249,56 МВт	Газ; аварийное топливо - дизельное	1		1/ 2018	ТПЭ-180	170,3 МВт
				2		1/ 2018	К-80-7,4	79,26 МВт
АО «Мобильные ГТЭС»	Симферопольская МГТЭС	135 МВт	Дизельное топливо			1/ 2014	FT8-3 MOBILEPAC	22,5 МВт
						2/ 2014	FT8-3 MOBILEPAC	22,5 МВт
						3/ 2014	FT8-3 MOBILEPAC	22,5 МВт
						4/ 2014	FT8-3 MOBILEPAC	22,5 МВт
						5/ 2014	FT8-3 MOBILEPAC	22,5 МВт
						6/ 2014	FT8-3 MOBILEPAC	22,5 МВт
	Западно-Крымская МГТЭС	131,8 МВт	Дизельное топливо			1/ 2014	FT8-3 MOBILEPAC	22,5 МВт
						2/ 2014	FT8-3 MOBILEPAC	22,5 МВт
						4/ 2014	FT8-3 MOBILEPAC	22,5 МВт
						5/ 2016	FT8-3 MOBILEPAC	22,5 МВт
						3/ 2017	FT8-3 MOBILEPAC	21,3 МВт
						6/ 2017	FT8-3 MOBILEPAC	20,5 МВт
ГУП РК «Крымские генерирующие системы»	Сакская ВЭС	20,83 МВт				2006	Мирновская ВЭС	18,46 МВт
						2005	Воробьевский участок	2,37 МВт

Собственник	Э/станция	Уст. мощность	Вид топлива	Котлы		Турбины		
				Ст. ном.	Тип	Ст. ном. /год ввода	Тип	Уст. мощность
	Тарханкутская ВЭС	22,45 МВт				2008	Черноморский участок	1,2 МВт
						2005	Тарханкутский участок	21,25 МВт
	Донузлавская ВЭС	6,77 МВт			2007	Донузлавский участок	6,77 МВт	
	Пресноводненская ВЭС	7,39 МВт			2006		7,39 МВт	
ООО «Ветряной парк Керченский»	Останинская ВЭС	24,55 МВт				2013		24,55 МВт
ООО «Капелла Солар», ООО «Юпитер Солар», ООО «Орион Солар»	СЭС Николаевка	69,7 МВт				2015		20,56 МВт
						2015		24,81 МВт
						2015		24,33 МВт
ООО «Краймиа Солар 1», ООО «Краймиа Солар 2», ООО «Краймиа Солар 3», ООО «Краймиа Солар 4», ООО «Краймиа Солар 5»	СЭС Родниковое	7,5 МВт				2010		1 МВт
						2010		1,5 МВт
						2010		1,5 МВт
						2010		1,5 МВт
						2010		2 МВт
ООО «Омао Солар», ООО «Осприй Солар», ООО «Ориол Солар», ООО «Оузил Солар»	СЭС Охотниково	40,87 МВт				2011		19,64 МВт
						2011		21,23 МВт
						2011		21,46 МВт
						2011		20,33 МВт
АО «ОУЛ СОЛАР»	СЭС Митяево	31,55 МВт				2012		31,55 МВт
ООО «Альфа Солар», ООО «Бета Солар», ООО «Зета Солар», АО «Дельта Солар», ООО «Гамма Солар»	СЭС Перово	105,578 МВт				2011		20,05 МВт
						2011		22,15 МВт
						2011		21,55 МВт
						2011		20,85 МВт
						2011		20,978 МВт
ПАО «Крымский содовый завод»	ТЭЦ Крымский содовый завод	20,4 МВт	Газ			1/ 2008	ПР-6-35-15/5М	6 МВт
						2/ 2014	SGT-400	14,4 МВт
АФ ООО «Титановые инвестиции»	ТЭЦ Крымский Титан	18 МВт	Газ			1/ 2014	Т-6-2У3	6 МВт
						2/ 2012	К-12-4,2	12 МВт

Как видно из таблицы 2.7.1, в энергосистеме Республики Крым функционируют 19 электростанций установленной мощностью выше 5 МВт. При этом Симферопольская и Западно-Крымская МГТЭС работают в режиме покрытия



пиковых нагрузок. Возраст состава оборудования Симферопольской ТЭЦ указывает на необходимость его обновления или модернизации.

## 2.8. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Структура выработки электроэнергии электростанциями энергосистемы Республики Крым за рассматриваемый ретроспективный период 2013-2017 гг. приведена в таблице 2.8.1.

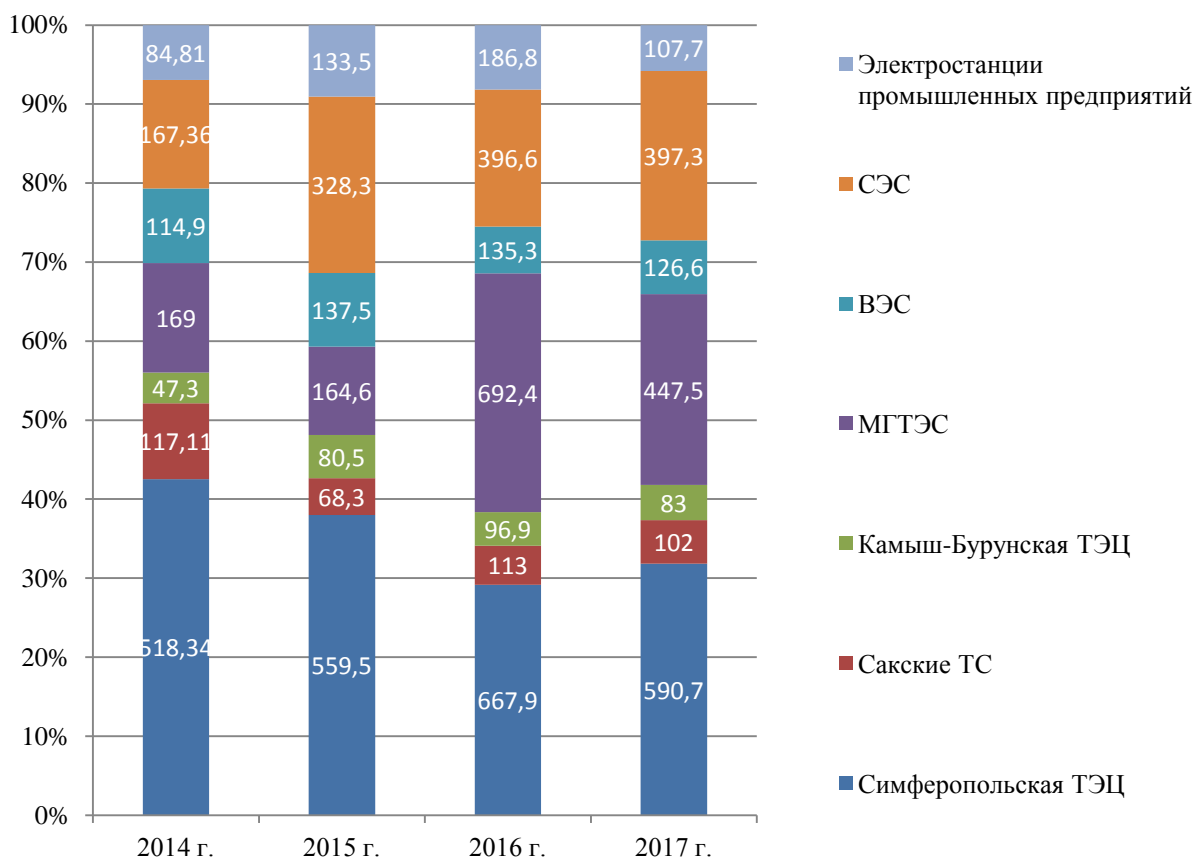
**Таблица 2.8.1 – Структура выработки электроэнергии электростанциями энергосистемы Республики Крым за период 2013-2017 гг.**

Наименование электростанции	Ед.изм.	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Симферопольская ТЭЦ	млн кВт·ч	-	518,34	559,5	667,9	590,7
	%	-	42,5	38,0	29,2	31,8
Сакские ТС	млн кВт·ч	-	117,11	68,3	113	102
	%	-	9,6	4,6	4,9	5,5
Камыш-Бурунская ТЭЦ	млн кВт·ч	-	47,3	80,5	96,9	83
	%	-	3,9	5,5	4,2	4,5
МГТЭС: Симферопольская МГТЭС, Западно-Крымская МГТЭС	млн кВт·ч	-	169	164,6	692,4	447,5
	%	-	13,9	11,2	30,3	24,1
ВЭС	млн кВт·ч	-	114,9	137,5	135,3	126,6
	%	-	14,7	9,3	5,9	6,8
СЭС	млн кВт·ч	-	167,36	328,3	396,6	397,3
	%	-	13,7	22,3	17,3	21,4
Электростанции промышленных предприятий	млн кВт·ч	-	84,81	133,5	186,8	107,7
	%	-	6,9	9,1	8,2	5,8
<b>Итого по энергосистеме Республики Крым</b>	млн кВт·ч	-	1218,82	1472,2	2288,9	1854,8

За отчетный период 2013-2017 гг. наибольший объем электроэнергии (порядка 29-39% от суммарного производства электроэнергии электростанциями энергосистемы Республики Крым) был произведен на Симферопольской ТЭЦ, собственником которой является АО «КРЫМТЭЦ». Также значительный объем вырабатывался мобильными ГТЭС: Симферопольской МГТЭС и Западно-Крымской МГТЭС (наибольший показатель в 2016 году – 692,4 млн кВт·ч, или 30,3% от суммарной выработки электростанциями Крымской энергосистемы).

Суммарная выработка электроэнергии электростанциями энергосистемы Республики Крым в 2017 г. по отношению к 2014 г. возросла в полтора раза.

Структура выработки электроэнергии на электростанциях энергосистемы Республики Крым за 2014-2017 гг. показана на рисунке 2.8.1.



**Рисунок 2.8.1 – Структура выработки электроэнергии на электростанциях энергосистемы Республики Крым**

Выработка электроэнергии электростанциями Крымской энергосистемы в отчетном 2017 году с разбивкой по месяцам и кварталам приведена в таблицах 2.8.2 – 2.8.5.

**Таблица 2.8.2 – Выработка электроэнергии электростанциями на территории Республики Крым (1 квартал 2017 года), –**

Наименование объекта	Январь	Февраль	Март	Итого 1 квартал
<b>ТЭС</b>	<b>172,4</b>	<b>148,2</b>	<b>118,4</b>	<b>438,9</b>
Симферопольская ТЭЦ	72,2	66,5	72,4	211,0
Сакские ТЭС	11,8	11,1	11,7	34,6
Камыш-Бурунская ТЭЦ	15,0	13,5	11,8	40,3
АО «Мобильные ГТЭС» (Симферопольская МГТЭС)	39,6	35,2	15,6	90,4
АО «Мобильные ГТЭС» (Западно-Крымская МГТЭС)	33,8	21,9	6,9	62,6
<b>ВЭС</b>	<b>12,8</b>	<b>12,8</b>	<b>11,3</b>	<b>36,9</b>

Наименование объекта	Январь	Февраль	Март	Итого 1 квартал
<b>СЭС</b>	<b>10,5</b>	<b>23,4</b>	<b>35,8</b>	<b>69,7</b>
Электрические станции пром. предприятий	12,0	12,8	11,0	35,7
<b>Итого</b>	<b>207,7</b>	<b>197,2</b>	<b>176,5</b>	<b>581,2</b>

Таблица 2.8.3 – Выработка электроэнергии электростанциями на территории Республики Крым (2 квартал 2017 года), млн кВт·ч

Наименование объекта	Апрель	Май	Июнь	Итого 2 квартал
<b>ТЭС</b>	<b>98,1</b>	<b>66,4</b>	<b>37,6</b>	<b>202,0</b>
Симферопольская ТЭЦ	36,4	33,1	20,3	89,8
Сакские ТЭС	9,7	1,5	5,0	16,2
Камыш-Бурунская ТЭЦ	6,7	6,0	0,0	12,6
АО «Мобильные ГТЭС» (Симферопольская МГТЭС)	27,8	16,6	6,7	51,1
АО «Мобильные ГТЭС» (Западно-Крымская МГТЭС)	17,5	9,2	5,6	32,3
<b>ВЭС</b>	<b>9,4</b>	<b>6,3</b>	<b>5,9</b>	<b>21,6</b>
<b>СЭС</b>	<b>43,2</b>	<b>48,4</b>	<b>42,5</b>	<b>134,1</b>
Электрические станции пром. предприятий	7,4	10,4	10,1	27,9
<b>Итого</b>	<b>158,1</b>	<b>131,5</b>	<b>96,1</b>	<b>385,6</b>

Таблица 2.8.4 – Выработка электроэнергии электростанциями на территории Республики Крым (3 квартал 2017 года), млн кВт·ч

Наименование объекта	Июль	Август	Сентябрь	Итого 3 квартал
<b>ТЭС</b>	<b>64,6</b>	<b>90,6</b>	<b>38,4</b>	<b>193,7</b>
Симферопольская ТЭЦ	38,4	53,0	21,2	112,6
Сакские ТЭС	6,0	8,4	7,2	21,6
Камыш-Бурунская ТЭЦ	4,1	0,0	0,0	4,1
АО «Мобильные ГТЭС» (Симферопольская МГТЭС)	9,2	17,9	4,6	31,7
АО «Мобильные ГТЭС» (Западно-Крымская МГТЭС)	6,9	11,3	5,4	23,7
<b>ВЭС</b>	<b>8,1</b>	<b>10,7</b>	<b>9,5</b>	<b>28,3</b>
<b>СЭС</b>	<b>49,8</b>	<b>47,4</b>	<b>42,9</b>	<b>140,1</b>
Электрические станции пром. предприятий	11,9	9,9	9,7	31,5
<b>Итого</b>	<b>134,4</b>	<b>158,6</b>	<b>100,5</b>	<b>393,6</b>

Таблица 2.8.5 – Выработка электроэнергии электростанциями на территории Республики Крым (4 квартал 2017 года), млн кВт·ч

Наименование объекта	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Итого 4 квартал
<b>ТЭС</b>	<b>104,2</b>	<b>147,4</b>	<b>138,0</b>	<b>388,6</b>
Симферопольская ТЭЦ	41,9	66,4	69,9	177,2
Сакские ТЭС	8,0	10,7	11,0	29,7
Камыш-Бурунская ТЭЦ	4,0	10,5	11,5	26,0
АО «Мобильные ГТЭС»	29,1	29,7	21,6	80,4

Наименование объекта	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Итого 4 квартал
(Симферопольская МГТЭС)				
АО «Мобильные ГТЭС» (Западно-Крымская МГТЭС)	21,2	30,1	24,0	75,3
<b>ВЭС</b>	<b>13,3</b>	<b>11,4</b>	<b>15,2</b>	<b>39,9</b>
<b>СЭС</b>	<b>26,6</b>	<b>16,1</b>	<b>10,7</b>	<b>53,4</b>
<b>Электрические станции пром. предприятий</b>	<b>3,6</b>	<b>3,7</b>	<b>5,2</b>	<b>12,5</b>
<b>Итого</b>	<b>147,7</b>	<b>178,6</b>	<b>169,1</b>	<b>494,4</b>

Таким образом, в отчетном 2017 году выработка электроэнергии электростанциями энергосистемы Республики Крым составила 1 854,8 млн кВт·ч (100%), из которых:

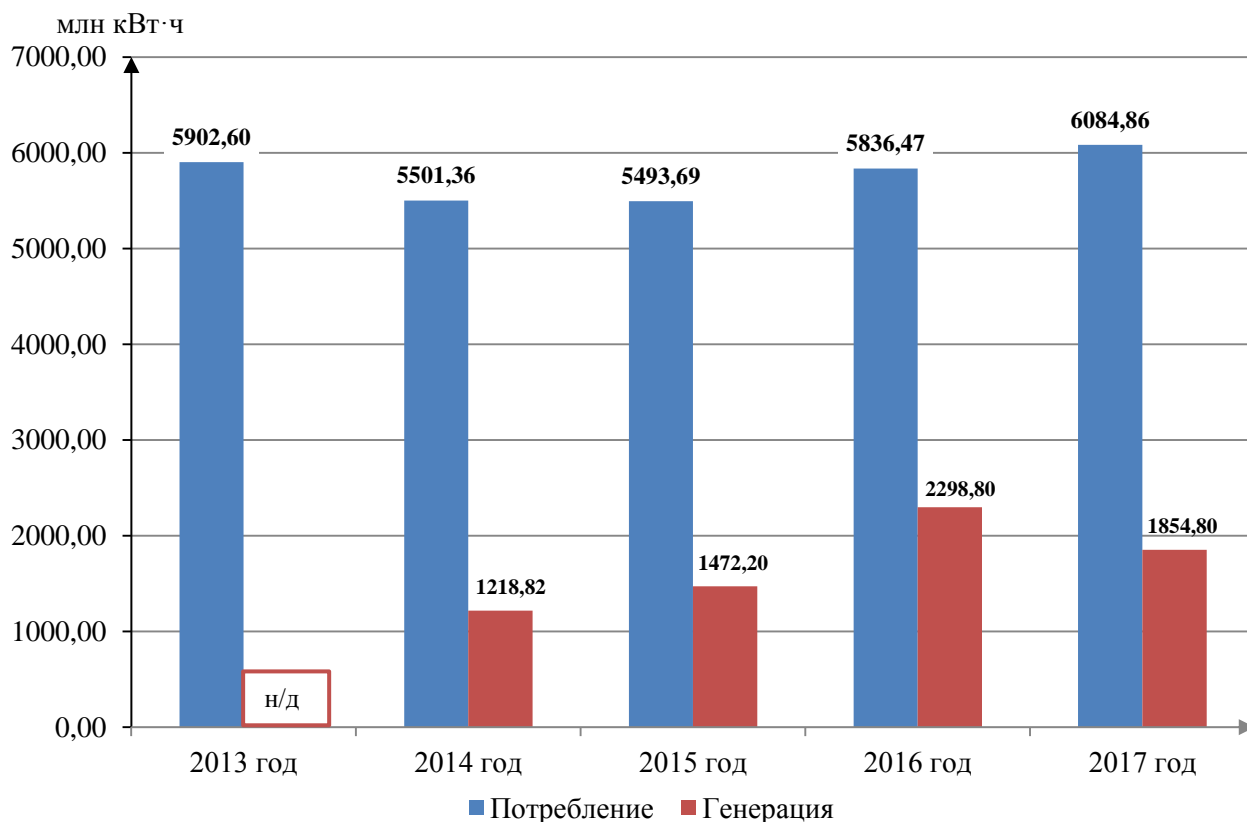
- 1 223,2 млн кВт·ч (66,0%) было выработано ТЭС;
- 126,6 млн кВт·ч (6,8 %) было выработано ВЭС;
- 397,3 млн кВт·ч (21,4 %) было выработано СЭС;
- 107,7 млн кВт·ч (5,8 %) было выработано электростанциям промышленных предприятий.

## 2.9. Анализ баланса электрической энергии и мощности в энергосистеме Республики Крым за последние 5 лет

Баланс электрической энергии в энергосистеме Республики Крым за 2013 – 2017 годы представлен в таблице 2.9.1 и на рисунке 2.9.1.

Таблица 2.9.1 – Балансы электрической энергии в энергосистеме Республики Крым, млн кВт·ч

Наименование показателей	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>					
<b>Электропотребление</b>	<b>5902,60</b>	<b>5501,36</b>	<b>5493,69</b>	<b>5836,47</b>	<b>6084,86</b>
<b>ПОКРЫТИЕ</b>					
<b>Выработка, в т.ч.</b>	н/д	<b>1218,82</b>	<b>1472,20</b>	<b>2298,80</b>	<b>1854,80</b>
Симферопольская ТЭЦ	н/д	518,34	559,50	667,90	590,70
Сакские ТЭС	н/д	117,11	68,30	113	102
Камыш-Бурунская ТЭЦ	н/д	47,30	80,50	96,90	83
Симферопольская МГТЭС	н/д	110,20	98,20	413,70	253,60
Западно-Крымская МГТЭС	н/д	58,80	66,40	278,60	193,90
ВЭС	н/д	114,90	137,50	135,30	126,60
СЭС	н/д	167,36	328,30	396,60	397,30
Электростанции промышленных предприятий	н/д	84,81	133,50	186,80	107,70
<b>Прием электроэнергии из смежных энергосистем</b>	н/д	<b>4282,54</b>	<b>4021,49</b>	<b>3537,67</b>	<b>4230,06</b>



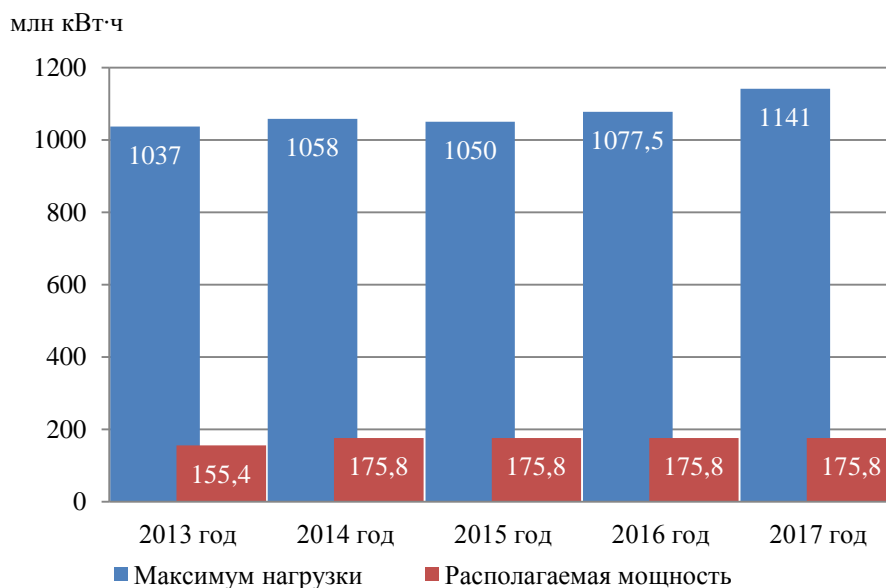
**Рисунок 2.9.1 – Балансы электрической энергии в энергосистеме Республики Крым**

Как видно из таблицы 2.9.1 и рисунка 2.9.1, фактические балансы электрической энергии энергосистемы Республики Крым за последние 5 лет складывались с дефицитом. Дефицит покрывался за счет перетоков электрической энергии из энергосистемы Украины (до вхождения Республики Крым в состав Российской Федерации) и затем – из Кубанской энергосистемы.

В таблице 2.9.2 и на рисунке 2.9.2 приведены балансы мощности энергосистемы Республики Крым за период 2013-2017 гг.

**Таблица 2.9.2 – Баланс электрической мощности энергосистемы Республики Крым за отчетный период 2013 – 2017 гг., МВт**

Наименование показателей	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>					
Дата и время (мск) прохождения собственного максимума нагрузки	13.дек 17:00	03.фев 18:00	08.январь 19:00	08.дек 10:00	30.январь 11:00
Максимум нагрузки	1037	1058	1050	1077,5	1141
<b>ПОКРЫТИЕ</b>					
Установленная мощность	575,15	820,55	890,25	912,75	954,55
Располагаемая мощность	155,4	175,8	175,8	175,8	175,8
Сальдо перетоков ("+" дефицит - получение, "-" избыток - выдача)	881,6	882,2	874,2	901,7	965,2



**Рисунок 2.9.2 – Балансы мощности в энергосистеме Республики Крым**

Как видно из таблицы 2.9.2 и рисунка 2.9.2, фактические балансы мощности энергосистемы Республики Крым за последние 5 лет складывались с дефицитом. Дефицит покрывался за счет перетоков мощности из энергосистемы Украины (до вхождения Республики Крым в состав Российской Федерации) и затем – из Кубанской энергосистемы.

## **2.10. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона напряжением 110 кВ и выше, включая перечень существующих линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ**

Энергосистема Республики Крым входит в состав объединенной энергосистемы Юга и имеет электрические связи с энергорайоном города федерального значения Севастополь, Кубанской энергосистемой и межгосударственные связи (разорваны) с Украинской энергосистемой по линиям электропередачи напряжением 110-220-330 кВ.

Схема основной электрической сети на территории Республики Крым сформирована на напряжении 220-330 кВ, распределительной – на напряжении 110 кВ. Электрические сети напряжением 110-330 кВ находятся в ведении ГУП РК «Крымэнерго», в состав которых входят филиалы ГУП РК «Крымэнерго» – магистральные электрические сети (далее – МЭС): Симферопольские МЭС, Феодосийские МЭС, Джанкойские МЭС, высоковольтные электрические сети (далее – ВЭС): Симферопольские ВЭС, Феодосийские ВЭС, Евпаторийские ВЭС. В зоне эксплуатационной ответственности ГУП РК «Крымэнерго» выделяются следующие районы электрических сетей (далее – РЭС):

- Алуштинский РЭС;
- Бахчисарайский РЭС;
- Белогорский РЭС;
- Джанкойский РЭС;
- Евпаторийский РЭС;
- Керченский РЭС;
- Кировский РЭС;
- Красноперекопский РЭС;
- Ленинский РЭС;
- Нижнегорский РЭС;
- Октябрьский РЭС;
- Первомайский РЭС;
- Раздольненский РЭС;
- Сакский РЭС;
- Симферопольский городской РЭС;
- Симферопольский РЭС;
- Советский РЭС;
- Судакский РЭС;
- Феодосийский РЭС;
- Черноморский РЭС;
- Ялтинский РЭС.

Государственное унитарное предприятие Республики Крым «Крымэнерго» – крупнейшая энергетическая компания Крыма, созданная 11.04.2014 с целью обеспечения стабильного функционирования энергосистемы и энергетической безопасности Республики Крым. Зона ответственности ГУП РК «Крымэнерго» – весь полуостров Крым.

Сводные данные по напряжению и трансформаторной мощности подстанций ГУП РК «Крымэнерго» энергосистемы Республики Крым по классам напряжения по состоянию на 31.10.2018 приведены в таблице 2.10.1.

**Таблица 2.10.1 – Сводные данные по объектам электросетевого хозяйства ГУП РК «Крымэнерго»**

Класс напряжения	Кол-во ПС	Кол-во	Мощность	ВЛ		КЛ	
		тр-ров	тр-ров	Кол-во	Длина	Кол-во	Длина
кВ	шт.	шт.	МВА	шт.	км	шт.	км
500	–	–	–	–	–	–	–
330	5	9	2280	10	593,9	–	–
220	10	25	1187,8	18	668,89	–	–
110	75	152	2412,4	90	1404,84	–	–
35	198	393	1398,86	391	3436	1	1,4
6-10	8820	10084	2680,2	5708	10476,2	1460	2745,5

Перечень существующих ПС и ЛЭП 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым приведены в таблицах 2.10.2 и 2.10.3.

**Таблица 2.10.2 – Перечень ПС 110 кВ и выше на территории Республики Крым**

№ пп	Наименование подстанции	Класс напряжения ПС, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Год проведения последней реконструкции	Кол-во и мощность трансформаторов, кВА
ГУП РК «КРЫМЭНЕРГО»					
1.	ПС 330 кВ Симферопольская	330/220/110/35	1970		1x250000+1x240000+ 2x125000
2.	ПС 330 кВ Западно-Крымская	330/110/35	1996		1x125000
3.	ПС 330 кВ Джанкой	330/220/100	1964		3x240000+3x40000
4.	ПС 330 кВ Островская	330/110/35	1978		2x125000
5.	ПС 330 кВ Севастополь	330/110/35			1x125000+1x200000
6.	ПС 220 кВ Бахчисарай	220/110/35/10	1947		1x63000+1x40000+ 1x16000
7.	ПС 220 кВ Донузлав	220/110/35/10/6	1966		1x125000+ 1x25000
8.	ПС 220 кВ Краснопереконск	220/35/6	1964		2x40000
9.	ПС 220 кВ Марьяновка	220/35/10	1967		1x40000+ 2x20000
10.	ПС 220 кВ Феодосийская	220/110/35/10/6	1959		1x125000+1x60000+ 1x40000+1x20000
11.	ПС 220 кВ Насосная-2	220/110/35/10	1970		1x63000+1x20000+ 1x31500
12.	ПС 220 кВ Насосная-3	220/35/10	1974		1x25000+1x20000
13.	ПС 220 кВ Камыш-Бурун	220/110/6	1970		2x125000
14.	ПС 220 кВ Казантип	220/35/10	1981		2x25000
15.	ПС 220 кВ Черноморская	220/35/10	1984		1x63000+1x25000
16.	ПС 220 кВ Кафа	220/110	2016		2x125000
17.	ПС 110 кВ Таврия	110/10	2011		2x63000
18.	ПС 110 кВ Гелиос	110/10	2011		1x80000
19.	ПС 110 кВ Евпатория	110/10/6	1969		1x10000+1x15000 +1x25000
20.	ПС 110 кВ Саки	110/35/10	1953		2x25000
21.	ПС 110 кВ Мойнаки	110/35/10	1969		2x16000
22.	ПС 110 кВ Холодильник	110/10	1985		1x6300
23.	ПС 110 кВ Дозорное	110/35/10	1971		2x10000+1x16000
24.	ПС 110 кВ Митяево	110/35/10	1976		1x10000+1x16000 +1x40000
25.	ПС 110 кВ Зимино	110/35/10	1979		2x25000
26.	ПС 110 кВ Береговое	110/10	1979		1x10000+1x16000
27.	ПС 110 кВ Ковыльное	110/35/10	1981		2x25000
28.	ПС 110 кВ Тракторное	110/35/10	1980		1x25000
29.	ПС 110 кВ Новоозерное	110/35/6	1979		1x10000+1x6300
30.	ПС 110 кВ Крайняя	110/35/10	1981		1x25000



Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ пп	Наименование подстанции	Класс напряжения ПС, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Год проведения последней реконструкции	Кол-во и мощность трансформаторов, кВА
31.	ПС 110 кВ Глебовка	110/10	1990		2x10000
32.	ПС 110 кВ Нива	110/35/10	1977		1x16000
33.	ПС 110 кВ Южная	110/35/10	1964		1x16000+1x25000
34.	ПС 110 кВ Центральная	110/35/10	1968		2x40500
35.	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	1963		2x25000
36.	ПС 110 кВ Жаворонки	110/35/10	1988	2013	2x25000
37.	ПС 110 кВ Белогорск	110/35/10	1983		1x25000+1x16000
38.	ПС 110 кВ Лучевая	110/35/10	1969		1x6300
39.	ПС 110 кВ Александровка	110/35/10	1988		2x25000
40.	ПС 110 кВ Выпасное	110/35/10	1979		2x16000
41.	ПС 110 кВ Перевальное	110/10	1960		2x6300
42.	ПС 110 кВ Марьино	110/10	н/д		1x10000+1x16000
43.	ПС 110 кВ Набережная	110/10	1966	2018	2x25000
44.	ПС 110 кВ Фотон	110/10	1983		1x15000+1x25000
45.	ПС 110 кВ Юго-Западная	110/10	1984		2x16000
46.	ПС 110 кВ Петровские Высоты	110/10	1995		2x16000
47.	ПС 110 кВ Северная	110/10	1968	2013	1x15000+1x16000
48.	ПС 110 кВ Завокзальная	110/10	1960		2x16000
49.	ПС 110 кВ Скворцово	110/10	1986		1x10000+1x6300
50.	ПС 110 кВ Доброе	110/10	2008		1x15000
51.	ПС 110 кВ Кубанская	110/10	2012	2013	2x25000
52.	ПС 110 кВ Водовод	110/10	1978		2x10000
53.	ПС 110 кВ Земляника	110/10	1983		2x6300
54.	ПС 110 кВ Нижнегорская	110/35/10	1979		2x25000
55.	ПС 110 кВ Старый Крым	110/35/10	1973	2011	2x16000
56.	ПС 110 кВ НС-16	110/35/10/6	1969		1x10000+1x16000
57.	ПС 110 кВ Приморская	110/35/6	1982		2x25000
58.	ПС 110 кВ Восход	110/10/6	1988		2x16000
59.	ПС 110 кВ Коктебель	110/35/6	1983		1x10000
60.	ПС 110 кВ Подгорная	110/35/6	1973		1x25000
61.	ПС 110 кВ Ближние Камыши	110/10	1976		2x10000
62.	ПС 110 кВ Лысогорская	110/10/6	1991		1x10000
63.	ПС 110 кВ Ленино	110/35/10	1972		2x16000
64.	ПС 110 кВ Капсель	110/10	1989		2x6300
65.	ПС 110 кВ Судак	110/10	1975		1x10000+1x16000

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ пп	Наименование подстанции	Класс напряжения ПС, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Год проведения последней реконструкции	Кол-во и мощность трансформаторов, кВА
66.	ПС 110 кВ Веселое	110/10	1989		1x10000+1x2500
67.	ПС 110 кВ Морское	110/10	1959		1x5600+1x2500
68.	ПС 110 кВ Керченская	110/35/6	1963		1x25000+1x20000
69.	ПС 110 кВ Центральная	110/10/6	1984		1x25000+1x15000
70.	ПС 110 кВ Соляная	110/6	1968		1x10000+1x6300
71.	ПС 110 кВ Марат	110/6	1975		2x10000
72.	ПС 110 кВ Стекло	110/6	1977		1x25000+1x10000
73.	ПС 110 кВ Очистная	110/6	1977		1x10000
74.	ПС 110 кВ Целимберная	110/6	1969		1x6300
75.	ПС 110 кВ Альбатрос	110/6	1966		2x6300
76.	ПС 110 кВ Вторчермет	110/6	1987		1x6300+1x10000
77.	ПС 110 кВ Солнечная	110/10/6	1982		1x6300+1x10000
78.	ПС 110 кВ Заря	110/10	1975		2x16000
79.	ПС 110 кВ Алупка	110/10	1953		2x16000
80.	ПС 110 кВ Гаспра	110/10	1961		2x16000
81.	ПС 110 кВ Ялта	110/10	1939		2x25000
82.	ПС 110 кВ Дарсан	110/10	1988		2x16000
83.	ПС 110 кВ Массандра	110/10	1972		1x16000+1x10000
84.	ПС 110 кВ Гурзуф	110/10	1954		2x10000
85.	ПС 110 кВ Артек	110/10	1972		2x10000
86.	ПС 110 кВ Шарха	110/10	1954		2x10000
87.	ПС 110 кВ Алушта	110/10	1972		2x25000
88.	ПС 110 кВ Лучистое	110/10	1981		1x10000+1x6300
89.	ПС 110 кВ Эмаль	110/10	н/д		2x25000
90.	ПС 110 кВ Малореченское	110/10	1965		2x6300
91.	ПС 110 кВ Приветное	110/10	1964		1x5600 МВА+1x6300
92.	ПС 110 кВ Кристалл	110/6/6	н/д		2x25000
<b>АФ ООО «Титановые инвестиции»</b>					
93.	ПС 220 кВ Титан	220/35			4x40000
<b>ПАО «Крымский содовый завод»</b>					
94.	ПС 220 кВ Сода	220/6			1x25000+1x32000
<b>ФГУП Крымская железная дорога</b>					
95.	ПС 220 кВ Элеваторная	220/35	н/д		2x40000
96.	ПС 110 кВ Почтовое	110/35/10	н/д		2x10000
<b>АО «Бахчисарайский комбинат «Стройиндустрия»</b>					
97.	ПС 110 кВ Стройиндустрия	110/6	н/д		2x16000

**Таблица 2.10.3 – Перечень ВЛ 110 кВ и выше на территории Республики Крым**

№ пп	Наименование ЛЭП	Рабочее напряжение, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Провод	
				Марка	Длина, км
<b>ГУП РК «КРЫМЭНЕРГО»</b>					
1.	ВЛ 330 кВ Мелитополь – Джанкой	330	1970, 2005	2 АСК-300 (№ 585-705), 2 АСО-300 (705-818а/1), 2АС-300/39 818а/1-28	62,6
2.	ВЛ 330 кВ Таврическая ТЭС – Джанкой	330	1970, 2018	2АС-300/66 (№1-12), 2АСО-300/39 (№12-319)	75,57
3.	ВЛ 330 кВ Таврическая ТЭС – Симферопольская	330	1970, 2018	2АС-300/66 (№1-10), 2АСО-300/39 (№10-11)	1,85
4.	ВЛ 330 кВ Каховская – Островская	330	1977, 1978	2АСО-400	74,317
5.	ВЛ 330 кВ Каховская – Джанкой	330	1966, 1969	2АСО-400 (№208-302, 319-494), 2 АС-400/51 (№302-319)	89,4
6.	ВЛ 330 кВ Островская – Джанкой	330	1978	2 АСО-400	25,5
7.	ВЛ 330 кВ Островская – Западно-Крымская	330	1997	2АС-300/39	73,5
8.	КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №1	330	2018	ПвПпнг(А)гж -HF 1x1200/150(ов)	5,78
9.	КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Симферопольская	330	2018	ПвПпнг(А)гж -HF 1x1200/150(ов)	72,1
10.	ВЛ 330 кВ Севастополь – Западно-Крымская	330	н/д	2АС-240/32	н/д
11.	ВЛ 220 кВ Титан - Красноперекопск	220	1962	АС-300	32,8
12.	ВЛ 220 кВ Симферопольская – Кафа I цепь	220	1976	2 АСО-300	105,6
13.	ВЛ 220 кВ Красноперекопск – Донузлав	220	1966	АСК-300 (№ 1-81, 248-336), АСО-300 (№ 81-248, 336-428)	94,8
14.	ВЛ 220 кВ Красноперекопск – Джанкой	220	1962	АС-300	58,1
15.	ВЛ 220 кВ Красноперекопск – Сода №1	220	1973	АСО-240	1,2
16.	ВЛ 220 кВ Красноперекопск – Сода №2	220	1973	АСО-240	1,2
17.	ВЛ 220 кВ Джанкой – Насосная-2	220	1964	АСО-400, АПС-400/51 (№321-351)	93,5

№ пп	Наименование ЛЭП	Рабочее напряжение, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Провод	
				Марка	Длина, км
18.	ВЛ 220 кВ Кафа – Насосная-2	220	1979, 1964	АПС-400/51 (№1-31), АСО-400 (№31-155а), АС-400/51 (№155а-155б)	33,6
19.	ВЛ 220 кВ Кафа – Феодосийская II цепь	220	1964	АС-400/51 (№ 156а-156б), АСО 400 (№156а-176)	5,17
20.	ВЛ 220 кВ Кафа – Феодосийская I цепь	220	1976	АС-300/39	5,15
21.	ВЛ 220 кВ Джанкой - Марьяновка	220	1962	АС-300	32,07
22.	ВЛ 220 кВ Марьяновка – Элеваторная	220	1962	АС-300	24,5
23.	ВЛ 220 кВ Симферопольская ТЭЦ - Элеваторная	220	1962, 1970	АС-300	40,8
24.	ВЛ 220 кВ Симферопольская – Бахчисарай	220	1971	АСО-300	37,8
25.	ВЛ 220 кВ Бахчисарай – Севастополь (участок опор № 1-81)	220	1971	АСО-300 (участок опор № 1-81)	18,18
26.	ВЛ 220 кВ Насосная-3 – Феодосийская	220	1974-183	Б-300 (1-26), АС-300/48 (№ 26-194), АС-300/39 (№ 194-234)	65,2
27.	ВЛ 220 кВ Насосная-3 – Казантип I цепь и II цепь	220	1980	АСК-300/39	20,5
28.	ВЛ 220 кВ Насосная-3 - Черноморская	220	1974, 1983	АС-300/39 (№ 1-49), АС-240/32 (№ 49-197)	37
29.	ВЛ 220 кВ Насосная-3 – Камыш-Бурун	220	1960, 1967, 1974	АС-300/39 (№ 1-50), АС-300/48 (№ 50-136,147-160), АС-240/39 (№ 136-147), АС-300/66 (№ 160-198)	52
30.	ВЛ 110 кВ Западно-Крымская – Гелиос	110	2011	АС-240/32	5,628
31.	ВЛ 110 кВ Водовод – Таврия 1 (2) цепь	110	2011	АС-240/32	5,862
32.	ВЛ 110 кВ Саки – Скворцово	110	1980	АСКП-185	23,2
33.	ВЛ 110 кВ Саки – Жаворонки	110	1982	АС-185	21,3
34.	ВЛ 110 кВ Евпатория – Холодильник	110	1961, 1989	АС-150	3,9
35.	ВЛ Донузлав – Зимино	110	1969, 1988	АСКП-120, АС-150	13,75 31,65

№ пп	Наименование ЛЭП	Рабочее напряжение, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Провод	
				Марка	Длина, км
36.	ВЛ 110 кВ Холодильник – Кристалл с отпайкой на ПС СТС	110	1961, 1989	АСКу-150/34, АС-120/19, АСКП-120, АС-150/19	1,45; 0,65 0,9; 7,5 5,3 1,7
37.	ВЛ 110 кВ Саки – Кристалл с отпайкой на СТС	110	1961, 1978	АС-150 АС-120	1,7 4,4
38.	ВЛ 110 кВ Мойнаки – Евпатория	110	1964	АС-185 АС-240	3,9 1,4
39.	ВЛ 110 кВ Береговое – Мойнаки	110	1964	АС-240 АСО-300	10 1,8
40.	ВЛ 110 кВ Донузлав – Береговое	110	1964	АС-240 АСО-300	15,1 1,8
41.	ВЛ 110 кВ Западно-Крымская – Ковыльное	110	1979 1997	АС-240 АС-185	37,8 27,2
42.	ВЛ 110 кВ Островская – Зимино с отпайками	110	1979	АС-150	77,0
43.	ВЛ 110 кВ Островская – Ковыльное	110	1982	АС-150	86,6
44.	ВЛ 110 кВ Донузлав – Глебовка правая (левая) с отпайками (двухцепная ВЛ)	110	1970 1988	АС-185 АСк-185 АС-120 АСО-400 АСК-120 АС-120	6,33 2,32 26,65 0,5 7,4 0,048
45.	ВЛ 110 кВ Западно-Крымская – Зимино	110	1993	АС-240 АС-185	37,55 0,25
46.	ВЛ 110 кВ Сакская ТЭЦ – Западно-Крымская	110	1976, 1996, 2018	АСО-300	27,8
47.	ВЛ 110 кВ Сакская ТЭЦ – Саки №2	110	2018	АСО-300	9,2
48.	ВЛ 110 кВ Западно-Крымская – Крайняя левая (правая) с отпайкой на ПС Митяево (двухцепная ВЛ)	110	1976, 1996	АС-120 АСКП-120 АС-120	12,97 10,3 0,1 0,13
49.	ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Почтовое с отпайками	110	1959	М-70 АС-120 АС-185 АС-120	12,5 13,1 9,9 4,5
50.	ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Родниковое с отпайкой на ПС Водовод	110	1950	АС-150 АС-150 АС-185	0,6 3,0 9,9
51.	ВЛ 110 кВ Родниковое – Скворцово	110	1950	АС-150 АС-150 АС-185	0,6 3,0 9,9
52.	ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Центральная левая с отпайкой на ПС Юго-Западная	110	1960	АС-185	16,1
53.	ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Центральная правая с отпайкой на ПС Юго-Западная	110	1979	АС-185	16,1
54.	ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Северная с отпайкой на ПС Завокзальная	110	1959	АС-185 АС-150 АС-120	6,4+6,65 2,5 1,1

№ пп	Наименование ЛЭП	Рабочее напряжение, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Провод	
				Марка	Длина, км
55.	ВЛ 110 кВ Восточная – Северная с отпайкой на ПС Завокзальная	110	1963	АС-185 АС-150 АС-185 Ас-120	0,2 2,5 3,25 1,1
56.	ВЛ 110 кВ Симферопольская – Кубанская	110	1959	АС-185	8,56
57.	ВЛ 110 кВ Симферопольская – Восточная	110	1965	АС-185	11,5
58.	ВЛ 110 кВ Кубанская – Белогорск	110	1959	АС-185	50,26
59.	ВЛ 110 кВ Белогорск – Нижнегорская	110	1993	АС-185	25,7
60.	ВЛ 110 кВ Белогорск – Старый Крым с отпайкой на ПС Лучевая	110	1959	АС-185	6,4
61.	ВЛ 110 кВ Симферопольская – Марьино с отпайкой на ПС Набережная	110	1965	АС-185	12,4
62.	ВЛ 110 кВ Южная – Набережная с отпайкой на Марьино	110	1966	АС-185	7,4
63.	ВЛ 110 кВ Центральная – Южная отпайкой на ПС Фотон	110	1953	АС-185 АС-120 АС-185	1 0,4 2,2
64.	ВЛ 110 кВ Симферопольская – Центральная с отпайками	110	1958	М-70 АС-120 М-70 АС-185	8,7 7,3 2,8 0,8
65.	ВЛ 110 кВ Симферопольская – Доброе	110	1958	АААС-240	10,2
66.	ВЛ 110 кВ Жаворонки – Аэропорт с отпайкой на Скворцово	110	1980	АС-185	38,7
67.	ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Аэропорт	110	2018	АС-185	6,3
68.	ВЛ 110 кВ Доброе – Перевальное	110	1958	АААС-240 АААС-177	8,7 1,1
69.	ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта	110	1972	АСК-240	54,4
70.	ВЛ 110 кВ Бахчисарай – Почтовое с отпайкой на ПС Земляника	110	1950	М-70 АС-120	6,0 10,7
71.	ВЛ 110 кВ Бахчисарай – Мекензиевы Горы	110	1950	М-70 АС-240	15,6 5,0
72.	ВЛ 110 кВ Островское – Александровка	110	1990	АС-120 АЖ-120	30,0 19,4
73.	ВЛ 110 кВ Белогорск – Старый Крым с отпайкой на ПС Лучевая	110	1959	АС-185	123,9
74.	ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками	110	1959	АС-185	69,6
75.	ВЛ 110 кВ Феодосийская – Ленино	110	1966	АС-185	126,0
76.	ВЛ 110 кВ Феодосийская – Приморская 1 цепь с отпайками	110	1982	АС-120	40,5
77.	ВЛ 110 кВ Феодосийская – Приморская 2 цепь с отпайками	110	1982	АС-120	9,0
78.	ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайкой на ПС Капсель	110	1961	АС-120 АС-95	80,7 5,1
79.	ВЛ 110 кВ Судак – Веселое с отпайкой на ПС Капсель	110	1962	АС-120	29,7

№ пп	Наименование ЛЭП	Рабочее напряжение, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Провод	
				Марка	Длина, км
80.	ВЛ 110 кВ Морское – Веселое	110	1963	АС-120	24,3
81.	ВЛ 10 кВ Приветное – Морское	110	1963	АС-120	36,6
82.	ВЛ 110 кВ Старый Крым – Коктебель	110	1982	АС-120 АЖ-120	48,3 28,5
83.	ВЛ 110 кВ Феодосийская – Подгорная с отпайками	110	1968	АС-185	24,6
84.	ВЛ 110 кВ Насосная-2 – Нижнегорская	110	1972	АС-150 АС-120	95,7 6,9
85.	ВЛ 110 кВ Камыш-Бурун – Марат с отпайками	110	1975	АСКП-185	21,6
86.	ВЛ 110 кВ Камыш-Бурун – Очистная с отпайками	110	1986	АСКП-185	27,9
87.	ВЛ 110 кВ Камыш-Бурун – Керченская	110	1968	АС-185	5,70
88.	ВЛ 110 кВ Керченская – Соляная	110	1964	АС-150 АС-120	8,4 5,7
89.	ВЛ 110 кВ Соляная – Марат	110	1983	АС-185	7,2
90.	ВЛ 110 кВ Камыш-Бурунская ТЭЦ ТЭЦ – Камыш-Бурун	110	1969	АС-240 Б-300	0,5 2,2
91.	ВЛ 110 кВ Керченская - Очистная	110	1957	АС-185	13,2
92.	ВЛ 110 кВ Керченская – Эмаль левая, правая с отпайками	110	1974	АСО-300	70,8
93.	ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10	110	1939	АС-120/19 9,8 км; М-70 7,03 км; АСКУ- 185 1,77 км; АСК- 120 1,89 км. АС-240 0,06 км	20,55
94.	ВЛ 110 кВ Алушка – Заря	110	1939	АС-120 2,16 км; М-70 6,52 км; АСК- 120 0,98 км; АСК-185 0,17 км, АС- 240 0,05 км	9,88
95.	ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое	110	1965	АСК-185 6,56 км; АСК- 120 5,5 км; М-120 0,61 км; М-70 0,44 км	13,11
96.	ВЛ 110 кВ Алушта – Шарха	110	1952	М -70 8,36 км; АС-185 1,14 км	9,5
97.	ВЛ 110 кВ Артек – Гурзуф	110	1951	М -70 0,62 км; АС -120 1,06 км; М-120 0,96 км	2,64
98.	ВЛ 110 кВ Гаспра – Алушка	110	1939	М -70 6,76 км; М -120 0,58 км; АС-185 0,16 км	7,6

№ пп	Наименование ЛЭП	Рабочее напряжение, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Провод	
				Марка	Длина, км
99.	ВЛ 110 кВ Гурзуф – Массандра	110	1952	М -70 6,79 км; АС - 120/19 1,21 км; АСК–120 0,88 км; АС-185/29 0,37 км	9,25
100.	ВЛ 110 кВ Доброе – Перевальное	110	1958	АЕРО-Z-177 АЕРО-Z-242	1,1, 8,7
101.	ВЛ 110 кВ Лучистое – Малореченское	110	1965	АСК-185 2,4 км; АСК–120 13,1 км	15,5
102.	ВЛ 110 кВ Малореченское - Приветное	110	1965	АСК-120	13,2
103.	ВЛ 110 кВ Массандра – Дарсан	110	1952	АСК–240 4,64 км, АС-120 0,06 км	4,7
104.	ВЛ 110 кВ Перевальное – Алушта	110	1958	АСК -185/29 4,15 км; АЕРО-Z 177-1Z 18,74 км	22,89
105.	ВЛ 110 кВ Шарха – Артек	110	1952	М -70 7,33 км; АС -120 0,69 км; АС–185 0,48 км	8,5
106.	ВЛ 110 кВ Ялта – Гаспра	110	1939	АС-240 0,3 км; М -70 6,9 км; АС -120/19 2,4 км; АСК–185 0,5 км	10,1
107.	ВЛ 110 кВ Ялта – Дарсан	110	1952	АС-120 0,3км; АС-150 1,79км; АСК–240 2,36 км	4,45
Кубанские ПМЭС					
108.	КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа I цепь (до ПП Крым)	220	-	АААС-Z455-2Z	127,471
109.	КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа II цепь (до ПП Крым)	220	-	АААС-Z455-2Z	127,471
110.	КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа №3 (до ПП Крым)	220	-	АААС-Z455-2Z	127,471
111.	КВЛ 220 кВ Тамань – Камыш-Бурун (до ПП Крым)	220	-	АААС-Z455-2Z	42,072

## 2.11. Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Крым

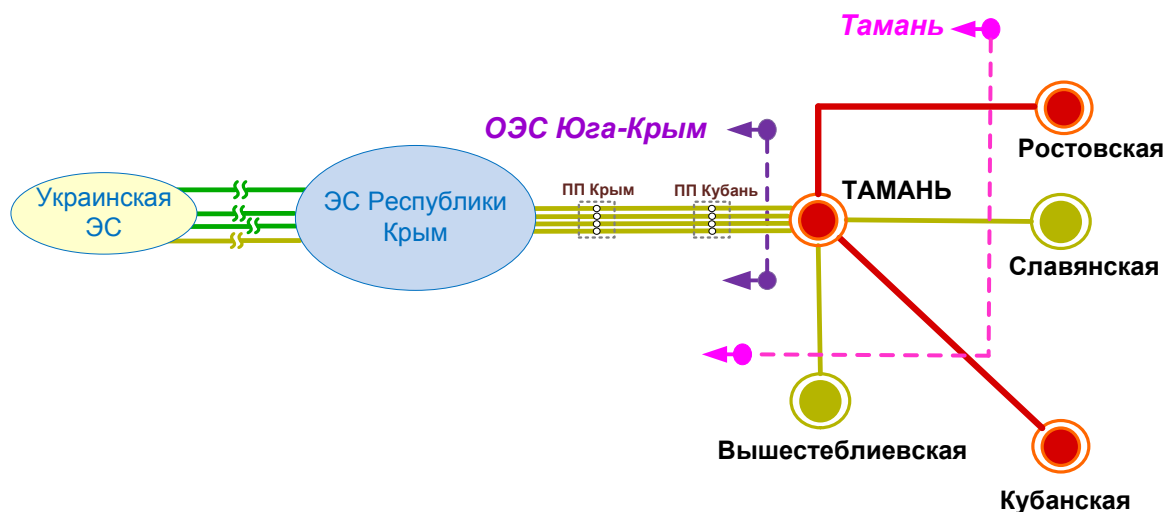
Энергосистема Республики Крым ограничена внешними связями, основные характеристики входящих в них линий электропередачи по состоянию на 30.10.2018 приведены ниже в таблице 2.11.1.



**Таблица 2.11.1 – Состав межсистемных связей Энергосистемы Республики Крым**

Состав	Длина, км	Марка провода
Связь «Энергосистема Республики Крым – Энергосистема Украины» (межгосударственная связь)		
ВЛ 330 кВ Каховская – Островская (до оп. 212), связь разорвана	74,317	2АСО-400
ВЛ 330 кВ Каховская – Джанкой(до оп. 217), связь разорвана	83,8+5,6	2АСО-400+2АС-400/51
ВЛ 330 кВ Мелитополь – Джанкой (до оп. 590), связь разорвана	62,6	н/д
ВЛ 220 кВ Каховская – Титан (до оп. 300), связь разорвана	н/д	н/д
Связь «Энергосистема Республики Крым – Кубанская энергосистема»		
КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа I цепь (до ПП Крым)	127,471	АААС-Z455-2Z
КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа II цепь (до ПП Крым)	127,471	АААС-Z455-2Z
КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа №3 (до ПП Крым)	127,471	АААС-Z455-2Z
КВЛ 220 кВ Тамань – Камыш-Бурун (до ПП Крым)	42,072	АААС-Z455-2Z

Структура внешних связей Крымской энергосистемы с ОЭС Юга показана на рисунке 2.11.1.



**Рисунок 2.11.1 – Внешние связи Крымской энергосистемы с ОЭС Юга**

Электрические связи с энергосистемой Украины отключены, межгосударственный переток равен нулю. При этом, межгосударственные линии связи с ОЭС Украины находятся под напряжением со стороны ПС 330 кВ Джанкой и ПС 330 кВ Островская до места разрезания вблизи с государственной границей с Украиной.

Состав сечения «Тамань»:

- ВЛ 500 кВ Кубанская – Тамань;
- ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань;
- ВЛ 220 кВ Тамань – Славянская;

- ВЛ 220 кВ Тамань – Вышестеблиевская.

Состав сечения «ОЭС Юга – Крым»:

- КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа I цепь;
- КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа II цепь;
- КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа №3;
- КВЛ 220 кВ Тамань – Камыш-Бурун.

## 2.12. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за последние 5 лет

Валовой региональный продукт (ВРП) – обобщающий показатель экономической деятельности региона, характеризующий процесс производства товаров и услуг для конечного использования.

ВРП рассчитывается производственным методом и определяется как сумма добавленных стоимостей всех секторов или видов деятельности экономики регионов. ВРП рассчитывается в текущих основных ценах (номинальный объем ВРП) и в постоянных ценах (реальный объем ВРП).

Данные по ВРП на официальном портале Управления Федеральной службы государственной статистики по Республике Крым и городу Севастополю приведены за 2016 год. Согласно официальной информации, приведенной в письме Управления Федеральной службы государственной статистики по Республике Крым и городу Севастополю от 07.05.2018 №ОБ-83-01/181-ИС «О предоставлении информации», данных за 2017 год по объему ВРП приведено быть не может, поскольку срок их формирования и предоставления пользователям, установленный Федеральным планом статистических работ – март 2019г. Динамика приведена только с 2014 года в связи с имевшими место политическими обстоятельствами.

Ниже в разделе приведена официальная информация по объему и динамике валового регионального продукта Республики Крым (таблица 2.12.1), по видам экономической деятельности – валовая добавленная стоимость (таблица 2.12.2) согласно информации Управления Федеральной службы государственной статистики по Республике Крым и городу Севастополю (Крымстат).

Таблица 2.12.1 – ВРП Республики Крым, динамика

Наименование показателя	2014	2015	2016
Валовой региональный продукт в текущих основных ценах, млн руб,	189439,2	265970,6	315918,5
Индекс физического объема валового регионального продукта, в % к предыдущему году	-	108,5	106
Индекс-дефлятор ВРП, в % к предыдущему году	-	120,7	112
ВРП на душу населения, рублей	100526,4	139873,3	16433,8

**Таблица 2.12.2 – ВРП Республики Крым по видам деятельности (в процентах к итогу)**

Наименование показателя	2015	2016
<b>Всего</b>	100	100
В том числе:		
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	15,9	13,3
Рыболовство, рыбоводство	0,2	0,1
Добыча полезных ископаемых	2,8	2,2
Обрабатывающие производства	8,9	9,1
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	7,5	6,6
Строительство	2,1	3
Оптовая и розничная торговля; ремонт автотранспортных средств, мотоциклов, бытовых изделий и предметов личного пользования	15,7	15,3
Гостиницы и рестораны	2,4	3
Транспорт и связь	9,5	8,8
Финансовая деятельность	0,3	0,4
Операции с недвижимым имуществом, аренда и предоставление услуг	9,6	11,5
Государственное управление и обеспечение военной безопасности; социальное страхование	8,3	10,9
Образование	4,7	4,5
Здравоохранение и предоставление социальных услуг	9,5	8,8
Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	2,6	2,5
Деятельность домашних хозяйств	0	0

Показатель, характеризующий производство электроэнергии на душу населения, рассчитывается как отношение данных о производстве электроэнергии за год к среднегодовой численности населения. Динамика изменения показателя приведена в таблице 2.12.3.

**Таблица 2.12.3 – Производство электроэнергии на душу населения, (кВт·ч/чел)**

Наименование показателя	2013	2014	2015	2016	2017
Производство электроэнергии на душу населения, кВт·ч/чел	н/д	631,6	786,9	1219,4	976,9

Показатель «Потребление электроэнергии на одного занятого в промышленном производстве» рассчитывается как соотношение объема электроэнергии, потребленной добывающими, обрабатывающими производствами, производством и распределением электроэнергии, газа и воды, к среднесписочной численности работников, занятых в этих сферах деятельности. Информация приведена в таблице 2.12.4.

**Таблица 2.12.4 – Потребление электроэнергии на одного занятого в промышленном производстве, кВт·ч**

год	Всего по добывающим, обрабатывающим производствам, производству и распределению электроэнергии, газа и воды	в том числе по видам экономической деятельности:		
		добыча полезных ископаемых	обрабатывающие производства	производство и распределение электроэнергии, газа, и воды
2014	18422	6925	21140	18589
2015	17421	6735	18346	19955
2016	17528	6025	17801	20882
2017	17709	7415	18278	21141

**Таблица 2.12.5 – Энерговооруженность труда в с/х организациях, л.с.**

Наименование показателя	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Энерговооруженность труда в сельскохозяйственных организациях	141	124	113	53

**Таблица 2.12.5 – Энергоемкость ВРП, кг у.т./10 тыс. руб.**

Наименование показателя	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Энерговооруженность труда в сельскохозяйственных организациях	343,9	87,51	115,5	н/д

### 2.13. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Республике Крым и структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных по основным группам потребителей в Республике Крым за последние 5 лет

Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Республике Крым и структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных по основным группам потребителей в Республике Крым за последние 5 лет с выделением крупных потребителей, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований приведена в таблице 2.13.

**Таблица 2.13 – Динамика потребления тепловой энергии в Республике Крым за последние 5 лет с выделением крупных потребителей**

Параметр	Ед. изм.	2015 год
Потребление тепловой энергии в Республике Крым	тыс. Гкал	н/д
Симферополь	тыс. Гкал	1 059,1
Керчь	тыс. Гкал	323,8
Евпатория	тыс. Гкал	172,0
Ялта	тыс. Гкал	102,0
Феодосия	тыс. Гкал	94,8
Джанкой	тыс. Гкал	10,8

Параметр	Ед. изм.	2015 год
Краснопереккопск	тыс. Гкал	50,4
Алушта	тыс. Гкал	101,0
Бахчисарай	тыс. Гкал	11,1
Саки	тыс. Гкал	32,0
Армянск	тыс. Гкал	9,1
Муниципальные образования	тыс. Гкал	н/д

\* - отчетный год, учитываемый в схемах теплоснабжения муниципальных образований, за периоды 2013-2014гг., 2016-2017гг. информация в схемах теплоснабжения не приведена.

#### **2.14. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Республике Крым, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований, с указанием их потребности в тепловой энергии, источников ее покрытия, а также типов используемых установок тепловой генерации с указанием их тепловой и электрической мощности и года ввода в эксплуатацию**

Сводный перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Республике Крым, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований, с указанием их потребности в тепловой энергии, источников ее покрытия, а также типов используемых установок тепловой генерации с указанием их тепловой мощностью приведена в таблице 2.14.1.

**Таблица 2.14.1 – Сводный перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Республике Крым, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований, с указанием их потребности в тепловой энергии, источников ее покрытия**

Муниципальное образование	Число источников теплоснабжения	Суммарная тепловая мощность (установленная), Гкал/ч	Вид топлива
Симферополь	85	1216,83	газ, мазут
Керчь	17	348,6	газ, мазут
Евпатория	40	304,59	газ
Ялта	137	251,8	газ, ДТ, печное, мазут, уголь
Феодосия	25	185,94	газ, мазут
Джанкой	29	40,4	газ
Краснопереккопск	3	221,16	газ
Алушта	33	101,92	газ, уголь, мазут
Бахчисарай	20	10,00	газ
Саки	6	124,77	газ, мазут
Армянск	15	6,19	газ

## **2.15. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории республики Крым по состоянию на отчетный год**

Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории республики Крым по состоянию на отчетный год представлена в таблице 2.15.1.

**Таблица 2.15.1 – Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории республики Крым по состоянию на отчетный год**

Муниципальное образование	2015 год (отчетный год на момент разработки схем развития теплоснабжения)
Всего, в том числе:	<b>1120</b>
Электрические станции	751
Котельные	369

## **2.16. Единый топливно-энергетический баланс Республики Крым за предшествующие пять лет, который должен отражать все виды ресурсов и группы потребителей на основании ОКВЭД**

Информация не предоставлена.

### **3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Республики Крым**

#### **3.1 Характеристика функционирования Крымской энергосистемы**

В настоящем разделе выполнен анализ функционирования электросетевого комплекса энергосистемы Республики Крым в целях выявления основных проблем существующего состояния электрических сетей.

В энергосистеме Республики Крым можно выделить следующие основные энергорайоны (не включая энергорайон города федерального значения Севастополь):

##### **1. Бахчисарай.**

Основные энергообъекты, расположенные на территории энергорайона Бахчисарай:

1. ПС 220 кВ Бахчисарай;
2. ПС 110 кВ Мекензиевы горы;
3. ПС 110 кВ Почтовое;

Связи, ограничивающие энергорайон Бахчисарай:

1. ВЛ 220 кВ Бахчисарай – Севастополь;
2. ВЛ 220 кВ Симферопольская – Бахчисарай;
3. ВЛ 110 кВ ПС-12 – Мекензиевы Горы;
4. ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Почтовое с отпайками.

##### **2. ЮБК.**

Основные энергообъекты, расположенные на территории Южнобережного энергорайона:

1. ПС 110 кВ Ялта;
2. ПС 110 кВ Дарсан;
3. ПС 110 кВ Массандра;
4. ПС 110 кВ Гурзуф;
5. ПС 110 кВ Артек;
6. ПС 110 кВ Шарха;
7. ПС 110 кВ Алушта;
8. ПС 110 кВ Доброе;
9. ПС 110 кВ Перевальное.

Связи, ограничивающие энергорайон ЮБК:

1. ВЛ 110 кВ Симферопольская – Доброе;
2. ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта;
3. ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое;
4. ВЛ 110 кВ Ялта – Гаспра.

### **3. ЮБК-2.**

Основные энергообъекты, расположенные на территории энергорайона ЮБК-2:

1. ПС 110 кВ ПС-10;
2. ПС 110 кВ Заря;
3. ПС 110 кВ Алупка;
4. ПС 110 кВ Гаспра.

Связи, ограничивающие энергорайон ЮБК-2:

1. ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10;
2. ВЛ 110 кВ Ялта – Гаспра.

### **4. ЮБК-3.**

Основные энергообъекты, расположенные на территории энергорайона ЮБК-3:

1. ПС 110 кВ Судак;
2. ПС 110 кВ Веселое;
3. ПС 110 кВ Морское;
4. ПС 110 кВ Приветное;
5. ПС 110 кВ Малореченское;
6. ПС 110 кВ Лучистое.

Связи, ограничивающие энергорайон ЮБК-3:

1. ВЛ 110 кВ Алушта - Лучистое;
2. ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайкой на ПС Капсель.

### **5. Центральный.**

Основные энергообъекты, расположенные на территории Центрального энергорайона:

1. Таврическая ТЭС;
2. ПС 330 кВ Симферопольская;
3. ПС 220 кВ Элеваторная;
4. ПС 220 кВ Марьяновка;
5. Симферопольская ТЭЦ;
6. Симферопольская МГТЭС;
7. ПС 110 кВ Скворцово;
8. ПС 110 кВ Родниковое;
9. ПС 110 кВ Водовод;
10. ПС 110 кВ Таврия;
11. ПС 110 кВ Жаворонки;
12. ПС 110 кВ Петровские высоты;
13. ПС 110 кВ Юго-Западная;
14. ПС 110 кВ Центральная;



15. ПС 110 кВ Южная;
16. ПС 110 кВ Фотон;
17. ПС 110 кВ Марьино;
18. ПС 110 кВ Набережная;
19. ПС 110 кВ Северная;
20. ПС 110 кВ Восточная;
21. ПС 110 кВ Завокзальная;
22. СЭС Николаевская;
23. СЭС Перово;
24. СЭС Родниковое.

Связи, ограничивающие энергорайон Центральный:

1. ВЛ 330 кВ Таврическая ТЭС – Джанкой;
2. КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Симферопольская;
3. ВЛ 220 кВ Симферопольская – Кафа I цепь;
4. ВЛ 220 кВ Симферопольская – Кафа II цепь;
5. ВЛ 220 кВ Симферопольская – Бахчисарай;
6. ВЛ 220 кВ Джанкой – Марьяновка;
7. ВЛ 110 кВ Саки – Жаворонки;
8. ВЛ 110 кВ Саки – Скворцово;
9. ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Почтовое с отпайками;
10. ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта;
11. ВЛ 110 кВ Симферопольская – Кубанская;
12. ВЛ 110 кВ Симферопольская – Доброе.

## **6. Феодосийско-Керченский.**

Основные энергообъекты, расположенные на территории Феодосийско-Керченского энергорайона:

1. ПС 330 кВ Джанкой;
2. ПС 220 кВ Кафа;
3. ПС 220 кВ Феодосийская;
4. ПС 220 кВ Насосная-2;
5. ПС 220 кВ Насосная-3;
6. ПС 220 кВ Камыш – Бурун;
7. ПС 220 кВ Черноморская;
8. ПС 110 кВ Керченская;
9. ПС 110 кВ Ленино;
10. ПС 110 кВ Соляная;
11. ПС 110 кВ Марат;
12. ПС 110 кВ Очистная;
13. Останинская ВЭС;
14. Пресноводненская ВЭС;
15. Восточно – Крымская ВЭС;
16. Камыш-Бурунская ТЭЦ.

Связи, ограничивающие энергорайон Феодосийско-Керченский:

1. ВЛ 330 кВ Таврическая ТЭС – Джанкой;
2. ВЛ 330 кВ Островская – Джанкой;
3. КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа I цепь;
4. КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа II цепь;
5. КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа №3;
6. КВЛ 220 кВ Тамань – Камыш-Бурун;
7. ВЛ 220 кВ Симферопольская – Кафа I цепь;
8. ВЛ 220 кВ Симферопольская – Кафа II цепь;
9. ВЛ 220 кВ Джанкой – Марьяновка;
10. ВЛ 220 кВ Красноперекоск – Джанкой;
11. ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками.

**7. Евпаторийский.**

Основные энергообъекты, расположенные на территории Евпаторийского энергорайона:

1. Сакская ТЭЦ;
2. ПС 330 кВ Западно-Крымская;
3. ПС 330 кВ Островская;
4. ПС 220 кВ Донузлав;
5. ПС 220 кВ Красноперекоск;
6. ПС 220 кВ Титан;
7. ПС 220 кВ Сода;
8. Западно-Крымская МГТЭС;
9. ПС 110 кВ Евпатория;
10. ПС 110 кВ Мойнаки;
11. ПС 110 кВ Зимино;
12. ПС 110 кВ Ковыльное;
13. ПС 110 кВ Кристалл;
14. ПС 110 кВ Холодильник;
15. ПС 110 кВ Береговое;
16. ПС 110 кВ Саки;
17. ПС 110 кВ Гелиос;
18. Сакские тепловые сети;
19. СЭС Охотниково;
20. ПС 110 кВ Митяево;
21. СЭС Митяево;
22. Донузлавская ВЭС;
23. Сакская ВЭС;
24. Тарханкутская ВЭС.

Связи, ограничивающие энергорайон Евпаторийский:

1. ВЛ 330 кВ Островская – Джанкой;
2. ВЛ 330 кВ Севастополь – Западно-Крымская;

3. ВЛ 220 кВ Красноперекопск – Джанкой;
4. ВЛ 110 кВ Саки – Жаворонки;
5. ВЛ 110 кВ Саки – Скворцово.

#### **8. Старый Крым.**

Основные энергообъекты, расположенные на территории энергорайона «Старый Крым»:

1. ПС 110 кВ Кубанская;
2. ПС 110 кВ Старый Крым;
3. ПС 110 кВ Белогорск;
4. ПС 110 кВ Нижнегорская.

Связи, ограничивающие энергорайон Старый Крым:

1. ВЛ 110 кВ Симферопольская – Кубанская;
2. ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками;
3. ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайкой на ПС Капсель.

### **3.2 Анализ текущего состояния электроэнергетики на территории Республики Крым**

В настоящем разделе приведен анализ результатов расчетов электрических режимов сетей 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым в нормальной схеме и при нормативных возмущениях в электрической сети 110 кВ и выше в нормальной и ремонтных схемах. Проведена оценка «узких мест», связанных с:

- наличием отдельных частей энергосистемы Республики Крым, в которых имеются ограничения на технологическое присоединение потребителей к электрической сети;
- наличием ограничений пропускной способности электрических сетей 110 кВ и выше для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах;
- отсутствием возможности обеспечения допустимых уровней напряжения.

Расчеты электрических режимов выполнялись на верифицированных расчетных моделях для следующих периодов времени:

- зимних максимальных нагрузок рабочего дня;
- зимних минимальных нагрузок рабочего дня;
- летних минимальных нагрузок выходного дня;
- летних максимальных нагрузок рабочего дня;
- летнего максимума генерации солнечных электростанции;
- весенне-осеннего ночного минимума нагрузок.

Расчеты выполнялись для температуры наружного воздуха  $-7^{\circ}\text{C}^1$  в зимний период и  $+35^{\circ}\text{C}$  в летний период. Статистические данные по температуре наружного воздуха за 10 предшествующих осенне-зимних периодов (далее – ОЗП) на сутки прохождения максимума потребления активной мощности по энергосистеме республики Крым и г. Севастополя приведены в таблице 3.2.1.

**Таблица 3.2.1 – Статистические данные по температуре наружного воздуха,  $^{\circ}\text{C}$**

	ОЗП 2007 - 2008	ОЗП 2008 - 2009	ОЗП 2009 - 2010	ОЗП 2010 - 2011	ОЗП 2011 - 2012	ОЗП 2012 - 2013	ОЗП 2013 - 2014	ОЗП 2014 - 2015	ОЗП 2015 - 2016	ОЗП 2016 - 2017	ОЗП 2017 - 2018	Средняя температу ра за 10 ОЗП
Крымск ая ЭС	0,5	-3,5	-8,5	-5	-10	-1	-5	-17	-6,5	-10	-4,8	-7,1

При возникновении перегрузки ЛЭП и электросетевого оборудования свыше длительно допустимой токовой нагрузки рассматривались возможность применения схемно-режимных мероприятий по их разгрузке. Для этого рассматривалась возможность использования генерирующего оборудования, перераспределения потоков активной и реактивной мощности за счет изменения топологии электрической сети и применения РПН (авто-)трансформаторов. В случае недостаточности или невозможности ввода параметров режима в область допустимых значений вышеобозначенными мероприятиями определялся необходимый объем графиков временного отключения потребления (далее – ГВО) с целью обеспечения допустимой токовой нагрузки.

Проведенными расчетами выявлены превышения длительно допустимых токовых нагрузок следующих электросетевых элементов:

- ВЛ 220 кВ Симферопольская – Бахчисарай (в период зимних максимальных нагрузок до 23% сверх ДДТН и на 3% сверх АДТН в режиме отключения АТ-3 330/110 кВ Севастополь. Ограничивающий элемент – трансформатор тока на ПС 330 кВ Симферопольская). Для обеспечения параметров

<sup>1</sup> В соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 (далее – ПТФЭС), при разработке документов перспективного развития электроэнергетики, разработке балансов электрической энергии энергосистемы и балансов мощности энергосистемы на перспективный период, определении технических решений при строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики, технологическом присоединении объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок к электрическим сетям соблюдаются требования к планированию развития энергосистемы, в том числе в части определения (применения) температурных расчетных условий. Пунктом 185 ПТФЭС предусмотрено, что балансы мощности на перспективный период разрабатываются по каждой территориальной энергосистеме на час собственного и совмещенного с Единой энергетической системой России максимума потребления (для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем - на час собственного максимума потребления) в декабре для температурных условий, определяемых как среднеарифметическое значений среднесуточных температур наружного воздуха по территории энергосистемы, зафиксированных в сутки прохождения максимума потребления активной мощности этой энергосистемы за 10 предшествующих осенне-зимних периодов. По состоянию на 10.10.2018 значение указанной расчетной температуры составляет  $-7,1^{\circ}\text{C}$  на основании статистических данных по энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя.

электрических режимов в области допустимых значений потребуется ввод ГВО в объеме до 70 МВт;

- ВЛ 110 кВ Бахчисарай – Мекензиевы Горы (в период зимних максимальных нагрузок до 64% сверх ДДТН (38% сверх АДТН), в период летних максимальных нагрузок до 97% сверх ДДТН (64% сверх АДТН) в режиме отключения 1СШ 110 кВ ПС 330 кВ Севастополь) – ликвидируется существующим устройством АОПО ВЛ 110 кВ Бахчисарай – Мекензиевы Горы;
- АТ-1 220/110 кВ ПС 330 кВ Севастополь (в период зимних максимальных нагрузок до 51% сверх ДДТН (до 19% сверх АДТН), в период летних максимальных нагрузок до 19% сверх ДДТН (АДТН не превышает) в режиме отключения АТ-3 330/110 кВ Севастополь) – в случае превышения АДТН ликвидируется существующим устройством АОПО АТ-1 220/110 кВ ПС 330 кВ Севастополь (в случае не превышения АДТН ликвидируется действиями оперативного персонала на ограничение нагрузки потребителей);
- ВЛ 110 кВ Донузлав – Зимино: при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Красноперекопск - Донузлав в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Холодильник – Кристалл/СТС выявлено снижение напряжения на транзите ВЛ 110 кВ Донузлав – Мойнаки – Евпатория ниже аварийно допустимого. С учетом установки БСК 25 МВар на шины 110 кВ ПС 220 кВ Донузлав напряжения находятся в области допустимых значений, при этом превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Донузлав – Зимино на 62% (АДТН на 35%) в период летних максимальных нагрузок, для обеспечения параметров электрического режима в области допустимых значений требуется ввод ГВО в объеме до 37 МВт;
- АТ-3 220/110 кВ ПС 220 кВ Феодосийская: при отключении КВЛ 220 кВ Тамань – Камыш-Бурун в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Насосная-3 – Феодосийская выявлена перегрузка на 64% в период летних максимальных нагрузок, для обеспечения параметров электрического режима в области допустимых значений требуется ввод ГВО в объеме до 30 МВт
- ВЛ 110 кВ Ялта – Дарсан: при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Алушта – Шарха выявлено превышение ДДТН на 16% (АДТН не превышает) в период летних максимальных нагрузок. Ограничивающий элемент – провод АС-120 ВЛ 110 кВ Ялта – Дарсан, для обеспечения параметров электрических режимов в области допустимых значений потребуется ввод ГВО в объеме до 37,5 МВт;
- ВЛ 110 кВ Перевальное – Алушта, ВЛ 110 кВ Алушта – Шарха, ВЛ 110 кВ Шарха – Артек, ВЛ 110 кВ Доброе – Перевальное, ВЛ 110 кВ Симферопольская – Доброе: при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Ялта – Дарсан выявлено превышение ДДТН указанных ВЛ в период летних максимальных нагрузок:
  - превышение ДДТН на 22% (АДТН на 2%) ВЛ 110 кВ Перевальное – Алушта. Ограничивающий элемент – провод АС-185 ВЛ 110 кВ

- Перевальное – Алушта и провод АС-185 ошиновки на ПС 110 кВ Алушта;
- превышение ДДТН на 34% (АДТН на 12%) ВЛ 110 кВ Алушта – Шарха. Ограничивающий элемент – провод М-70 ВЛ 110 кВ Алушта – Шарха и провод М-70 ошиновки на ПС 110 кВ Алушта;
  - превышение ДДТН на 17% (АДТН не превышает) ВЛ 110 кВ Шарха – Артек. Ограничивающий элемент – провод М-70 ВЛ 110 кВ Шарха – Артек;
  - превышение ДДТН на 14% (АДТН не превышает) ВЛ 110 кВ Доброе - Перевальное. Ограничивающий элемент – провод АЕРО-Z-177 ВЛ 110 кВ Доброе – Перевальное, провод ошиновки АЕРО-Z-177 на ПС 110 кВ Первальное, провод ошиновки АС/240 на ПС 110 кВ Доброе;
  - превышение ДДТН на 12% (АДТН не превышает) ВЛ 110 кВ Симферопольская – Доброе. Ограничивающий элемент – провод АЕРО-Z 242-2 ВЛ 110 кВ Симферопольская – Доброе, провод ошиновки АС-240 на ПС 110 кВ Доброе, провод ошиновки АС/240 на ПС 110 кВ Доброе, разъединитель и ВЧЗ на ПС 330 кВ Симферопольская.

Для обеспечения параметров электрических режимов в области допустимых значений потребуется ввод ГВО в объеме до 24,7 МВт.

- ВЛ 110 кВ Гаспра – Алупка, ВЛ 110 кВ Алупка – Заря, ВЛ 110 кВ Заря - ПС-10, ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10: при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта выявлено превышение ДДТН указанных ВЛ в период летних максимальных нагрузок:
  - превышение ДДТН на 5% (АДТН не превышает) ВЛ 110 кВ Гаспра – Алупка. Ограничивающий элемент – провод М-70 ВЛ 110 кВ Гаспра – Алупка и провод М-70 ошиновки на ПС 110 кВ Гаспра;
  - превышение ДДТН на 28% (АДТН на 6%) ВЛ 110 кВ Алупка – Заря. Ограничивающий элемент – провод М-70 ВЛ 110 кВ Алупка – Заря;
  - превышение ДДТН на 53% (АДТН на 27%) ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10. Ограничивающий элемент – провод М-70 ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 и трансформатор тока на ПС 110 кВ ПС-10;
  - превышение ДДТН на 61% (АДТН на 34%) ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10. Ограничивающий элемент – провод М-70 ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10, провод АС-185 ошиновки на ПС 330 кВ Севастополь и провод АС-120 ошиновки на ПС 110 кВ ПС-10.

Для обеспечения параметров электрических режимов в области допустимых значений требуется ввод ГВО в объеме до 77 МВт.

При этом, анализ результатов расчетов электрических режимов сетей 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым в нормальной схеме и при нормативных возмущениях в электрической сети 110 кВ и выше в нормальной и ремонтных схемах для летнего максимума нагрузок с учетом максимальной генерации

солнечных электростанций дополнительно выявил превышение ДДТН следующего электросетевого оборудования:

- ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Почтовое с отпайками: при аварийном отключении обеих цепей КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь выявлено превышение ДДТН на 18 % (АДТН не превышает). Ограничивающий элемент – провод ВЛ. Выявленная перегрузка ликвидируется действиями оперативного персонала на разгрузку СЭС Перово на 4 МВт;
- ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ - Родниковое с отпайкой на ПС Водовод: При аварийном отключении ВЛ Симферопольская ТЭЦ - Почтовое с отпайками выявлено превышение ДДТН на 4% (АДТН не превышает). Ограничивающий элемент - провод ВЛ. Выявленная перегрузка ликвидируется действиями оперативного персонала на разгрузку СЭС Перово на 4 МВт.

Анализ результатов расчетов электрических режимов сетей 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым в нормальной схеме и при нормативных возмущениях в электрической сети 110 кВ и выше в нормальной и ремонтных схемах для осенне-весеннего минимума нагрузок не выявил превышения ДДТН электросетевого оборудования.

#### **Анализ уровней напряжения за рассматриваемый отчетный период**

Анализ результатов расчетов показал, что в нормальной схеме и при нормативных возмущениях в нормальной схеме уровни напряжений на шинах станций и подстанций энергосистемы Республики Крым на этапе 2018 года находятся в пределах значений, допустимых для оборудования и обеспечения нормативных запасов устойчивости.

Анализ результатов расчетов показал, что при нормативных возмущениях в ремонтной схеме в энергосистеме Республики Крым возникает недопустимое снижение напряжения на ряде ПС:

- при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Красноперекопск - Донузлав в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Холодильник – Кристалл/СТС в период летних максимальных нагрузок выявлено снижение напряжения на транзите ВЛ 110 кВ Донузлав – Мойнаки – Евпатория ниже аварийно допустимого. Для обеспечения параметров в области допустимых значений необходима установка источника реактивной мощности. В качестве эффективного мероприятия предлагается установка БСК 25 МВар на шины 110 кВ ПС 220 кВ Донузлав.
- отключение ВЛ 110 кВ Таврическая ТЭС – Кубанская в схеме ремонта АТ-4 ПС 220 кВ Феодосийская приводит к недопустимому снижению напряжения в сети 110 кВ Феодосийско–Керченского энергоузла. Для обеспечения параметров режима в области допустимых значений предлагается выполнить следующие схемно-режимные мероприятия:

- отключение ВЛ 110 кВ Белогорск – Старый Крым с отпайкой на ПС Лучевая;
- включение ШОВ 110 кВ ПС 110 кВ Нижегородская;
- включение ШСВ 110 кВ ПС 110 кВ Феодосийская.

После выполнения указанных схемно-режимных мероприятий уровни напряжения находятся в области допустимых значений. При этом, после выполнения вышеуказанных мероприятий возникает токовая перегрузка АТ-3 220/110 кВ ПС 220 кВ Феодосийская, которая составляет 11% сверх ДДТН (АДТН не превышает). Указанная перегрузка допустима на 4 часа, что превышает время прохождения максимума нагрузки энергосистемы.

- При аварийном отключении ВЛ 110 кВ Симферопольская – Доброе в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта в период летних максимальных нагрузок выявлено снижение напряжения на транзите ВЛ 110 кВ Алушка – Ялта – Алушта – Приветное ниже аварийно допустимого. Для обеспечения параметров электрического режима в области допустимых значений необходимо установка источника реактивной мощности. В качестве эффективного мероприятия предлагается установка БСК 25 МВар на шины 110 кВ ПС 110 кВ Дарсан и установка БСК 25 МВар на шины 110 кВ ПС 110 кВ Лучистое.

При этом в сложившейся схеме послеаварийного режима выявлено превышение ДДТН транзитов 110 кВ Севастополь – Ялта, 110 кВ Алушта – Старый Крым – Феодосийская:

- превышение ДДТН на 11% (АДТН не превышает) ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками. Ограничивающий элемент - провод АС-185 ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками;
- превышение ДДТН на 64% (АДТН на 37%) ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайкой на ПС Капсель. Ограничивающий элемент - провод АС-95 ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайкой на ПС Капсель и провод ошиновки АС-185 на ПС 110 кВ Судак;
- превышение ДДТН на 168% (АДТН на 123%) ВЛ 110 кВ Севастополь - ПС-10. Ограничивающие элементы – провод М-70 ВЛ 110 кВ Севастополь - ПС-10, провод АС-240 ошиновки на ПС 330 кВ Севастополь, провод АС-240 ошиновки на ПС 110 кВ ПС-10, заградитель на ПС 330 кВ Севастополь, разъединитель, ВЧЗ, ТТ на ПС 110 кВ ПС-10, ВЧЗ, ТТ на ПС 330 кВ Севастополь.

Для обеспечения параметров электрического режима в области допустимых значений требуется ввод ГВО в объеме до 37 МВт в летний период с учетом действия АОСН ПС 110 кВ Ялта на ОН в объеме 13,6 МВт при условии наличия БСК на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Лучистое и шинах 110 кВ ПС 110 кВ Дарсан.



## Центры питания 110 кВ и выше, находящиеся в обслуживании ГУП РК «КРЫМЭНЕРГО». Анализ текущей загрузки трансформаторного оборудования.

В данном разделе рассмотрены существующие загрузки трансформаторного оборудования, установленного в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым, находящегося в эксплуатационном обслуживании ГУП РК «Крымэнерго». Анализ проведен с учетом информации, предоставленной ГУП РК «Крымэнерго» о возможности перевода нагрузки по сетям 35, 6(10) кВ на прилегающие центры питания.

В таблицах 3.2.2 – 3.2.3 приведены данные по питающим центрам 110 кВ и выше с указанием установленной мощности каждого трансформатора, существующей загрузки каждого трансформатора на период зимнего максимума нагрузки 2017 года согласно данным контрольного замера. Цветом отмечены центры питания, при отключении одного наиболее мощного трансформатора которых (аварийное отключение или вывод в ремонт) выявлено превышение допустимой нагрузки оставшегося в работе трансформатора уже по результатам отчетной загрузки.

**Таблица 3.2.2 – Перечень центров питания 220 кВ и выше с указанием установленной мощности, загрузки трансформаторов в зимний контрольный замер 2017 г.**

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер тр-ра	Уст. мощность тр-ра, МВА	Мощность нагрузки по результатам контрольного замера 20.12.2017 (собственный максимум по ПС)		
					P, МВт	Q, МВА р	S, МВА
1	ПС 220 кВ Бахчисарай	220/110/10	АТ-1	63	29,9	12,2	32,3
		110/35/10	Т-2	40	23,9	8,4	25,3
2	ПС 330 кВ Джанкой	330/220	АТ-1	240	0,9	40,1	40,1
		330/220	АТ-2	240	-0,3	8,7	8,7
		330/220	АТ-3	240	0	21,1	21,1
		110/35/10	Т-1	40	17	4,6	17,6
		110/35/10	Т-2	40	10	2,7	10,4
		110/35/10	Т-3	40	-	-	-
3	ПС 220 кВ Доузлав	220/110	АТ-1	125	12,4	1,6	12,5
4	ПС 330 кВ Западно-Крымская	330/110	АТ-1	125	4	4	5,7
5	ПС 220 кВ Казантип	220/110	Т-1	25	1	0,3	1,0
		220/110	Т-2	25	1	0,3	1,0
6	ПС 220 кВ Камыш-Бурун	220/110	АТ-1	125	34,6	0,2	34,6
		220/110	АТ-2	125	35,7	1,5	35,7
7	ПС 220 кВ Кафа	220/110	АТ-1	125	0	0	0,0
		220/110	АТ-2	125	0	0	0,0
8	ПС 220 кВ Красноперекоск	220/35/6	Т-1	40	13,6	3,5	14,0
		220/35/6	Т-2	40	0	0	0,0

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер тр-ра	Уст. мощность тр-ра, МВА	Мощность нагрузки по результатам контрольного замера 20.12.2017 (собственный максимум по ПС)		
					P, МВт	Q, МВА p	S, МВА
9	ПС 220 кВ Марьяновка	220/35/10	T-1	40	0	0	0,0
		220/35/10	T-2 +T-4	20+20	18	5	18,7
10	ПС 220 кВ Насосная-2	220/110/35	AT-4	63	14,1	3,2	14,5
		220/35/10	T-1	20	0	0	0,0
		220/35/10	T-2	20	13,9	6,8	15,5
11	ПС 220 кВ Насосная-3	220/35/10	T-1	25	2	0,5	2,1
		220/35/10	T-2	20	5,9	1,5	6,1
12	ПС 330 кВ Островская	330/110	AT-1	125	16,9	2,3	17,1
		330/110	AT-2	125	16,6	1,8	16,7
13	ПС 330 кВ Симферопольская	330/220	AT-4	250	-69,6	86,8	111,3
		330/220	AT-5	240	-52,3	19,9	56,0
		220/110	AT-1	125	63,1	0	63,1
		330/220	AT-2	125	75,9	12,8	77,0
14	ПС 220 кВ Сода	220/6	T-1	25	-	-	-
		220/6	T-2	32	17,7	4	18,1
15	ПС 220 кВ Титан	220/35/10	T-1	40	7	1,9	7,3
		220/35	T-2	40	-	-	-
		220/35	T-3	40	2	0,5	2,1
		220/35/10	T-4	40	-	-	-
16	ПС 220 кВ Феодосийская	220/110	AT-3	60	9,3	21,2	23,2
		220/110	AT-4	125	90,4	21,7	93,0
		110/35/10	T-1	40	5,3	16,3	17,1
		110/35/6	T-2	20	-	-	-
17	ПС 220 кВ Черноморская	220/10	T-1	63	0	0	0,0
		220/35/10	T-2	25	0	0	0,0

В соответствии с приведенными в таблице 2.5.1 данными, выявлена перегрузка на следующих объектах:

- -AT-3 220/110 кВ мощностью 60 МВА на ПС 220 кВ Феодосийская при отключении AT-4 220/110 мощностью 125 МВА.

### ПС 220 кВ Феодосийская

Согласно данным зимнего контрольного замера, суммарная нагрузка установленных на ПС Феодосийская AT-3 220/110 кВ мощностью 60 МВА и AT-4 220/110 кВ мощностью 125 МВА составляет 116,4 МВА, что значительно превышает мощность AT-3. Во избежание перегрузки AT-3 на ПС Феодосийская разомкнут ШСВ 110 кВ. Учитывая комплексный характер обозначенной проблемы, итоговые рекомендации по недопущению выхода параметров режима из области допустимых значений будут сформированы на основании расчетов установившихся режимов на период 2019-2023 годы в разделе «Анализ перспективной загрузки трансформаторного оборудования на территории Республики Крым».

**Таблица 3.2.3 – Перечень центров питания 110 кВ с указанием установленной мощности, загрузки трансформаторов в зимний контрольный замер 2017 г.**

п/п	Наименование ПС	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА	Номинальные напряжения обмоток, кВ	Контрольный замер зима 20.12.2017 (собственный максимум по ПС)			
					Загрузка тр-ра, %	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
1	ПС 110 кВ Алушта	T-1	25	110/10	11,0	2,74	2,47	1,19
		T-2	25	110/10	33,1	8,29	7,47	3,59
2	ПС 110 кВ Лучистое	T-1	10	110/10	22,0	2,20	1,98	0,95
		T-2	6,3	110/10	29,4	1,85	1,67	0,80
3	ПС 110 кВ Малореченское	T-1	6,3	110/10	51,6	3,25	2,93	1,41
		T-2	6,3	110/10	0,0	0,00	0,00	0,00
4	ПС 110 кВ Приветное	T-1	6,3	110/10	17,6	1,11	1	0,48
		T-2	5,6	110/10	0,0	0,00	0	0
5	ПС 110 кВ Шарха	T-1	10	110/10	16,3	1,63	1,47	0,71
		T-2	10	110/10	53,6	5,36	4,83	2,32
6	ПС 110 кВ Артек	T-1	10	110/10	16,1	1,61	1,45	0,70
		T-2	10	110/10	51,6	5,16	4,65	2,23
7	ПС 110 кВ Гурзуф	T-1	10	110/10	46,6	4,66	4,20	2,02
		T-2	10	110/10	20,3	2,03	1,83	0,88
8	ПС 110 кВ Массандра	T-1	10	110/10	95,8	9,58	8,64	4,15
		T-2	16	110/10	41,5	6,63	5,98	2,87
9	ПС 110 кВ Дарсан	T-1	16	110/10	53,3	8,53	7,69	3,69
		T-2	16	110/10	30,4	4,87	4,39	2,11
10	ПС 110 кВ Ялта	T-1	25	110/10	37,6	9,41	8,48	4,07
		T-2	25	110/10	61,8	15,45	13,93	6,69
11	ПС 110 кВ Гаспра	T-1	16	110/10	39,1	6,26	5,64	2,71
		T-2	16	110/10	41,9	6,70	6,04	2,90
12	ПС 110 кВ Алупка	T-1	16	110/10	36,1	5,77	5,20	2,50
		T-2	16	110/10	29,6	4,74	4,27	2,05
13	ПС 110 кВ Заря	T-1	16	110/10	23,4	3,74	3,37	1,62
		T-2	16	110/10	28,7	4,59	4,14	1,99
14	ПС 110 кВ Керченская	T-1	20	110/6	0,0	0,00	0,00	0,00
		T-2	25	110/35/6	20,6	5,14	4,72	2,03
15	ПС 110 кВ Центральная	T-1	25	110/10/6	23,1	5,78	5,31	2,28
		T-2	15	110/6	54,5	8,17	7,51	3,23
16	ПС 110 кВ Вторчермет	T-1	6,3	110/10	32,8	2,07	1,90	0,82
		T-2	10	110/10	24,7	2,47	2,27	0,98
17	ПС 110 кВ	T-1	10	110/6	25,0	2,50	2,3	0,99

п/п	Наименование ПС	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА	Номинальные напряжения обмоток, кВ	Контрольный замер зима 20.12.2017 (собственный максимум по ПС)			
					Загрузка тр-ра, %	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
	Марат	T-2	10	110/6	12,3	1,23	1,13	0,49
18	ПС 110 кВ Солнечная	T-1	6,3	110/6	58,1	3,66	3,36	1,44
		T-2	10	110/6	11,8	1,18	1,08	0,46
19	ПС 110 кВ Стекло	T-1	25	110/6	10,8	2,71	2,49	1,07
		T-2	10	110/6	43,9	4,39	4,03	1,73
20	ПС 110 кВ Соляная	T-1	10	110/6	21,1	2,11	1,94	0,83
		T-2	6,3	110/6	54,8	3,45	3,17	1,36
21	ПС 110 кВ Альбатрос	T-1	6,3	110/10	6,9	0,44	0,40	0,17
		T-2	6,3	110/10	13,0	0,82	0,75	0,32
22	ПС 110 кВ Эмаль	T-1	25	110/10/6	59,7	14,91	13,70	5,89
		T-2	25	110/10/6	0,0	0,00	0,00	0,00
23	ПС 110 кВ Нижнегорская	T-1	25	110/35/10	51,3	12,82	11,78	5,07
		T-2	25	110/35/10	22,9	5,73	5,26	2,26
24	ПС 110 кВ Ленино	T-1	16	110/35/10	18,1	2,90	2,66	1,14
		T-2	16	110/35/10	21,2	3,39	3,11	1,34
25	ПС 110 кВ Ближние Камыши	T-1	10	110/10	17,9	1,79	1,64	0,71
		T-2	10	110/10	14,6	1,46	1,34	0,58
26	ПС 110 кВ Приморская	T-1	25	110/35/6	11,8	2,96	2,72	1,17
		T-2	25	110/35/6	2,5	0,63	0,58	0,25
27	ПС 110 кВ НС- 16	T-1	10	110/35/10	49,5	4,95	4,55	1,96
		T-2	16	110/35/6	7,5	1,20	1,10	0,47
28	ПС 110 кВ Восход	T-1	16	110/10/6	14,3	2,29	2,10	0,90
		T-2	16	110/10/6	3,3	0,52	0,48	0,21
29	ПС 110 кВ Судак	T-1	10	110/10	54,6	5,46	5,02	2,16
		T-2	16	110/10	42,1	6,74	6,19	2,66
30	ПС 110 кВ Капсель	T-1	6,3	110/10	15,9	1,00	0,92	0,40
		T-2	6,3	110/10	43,0	2,71	2,49	1,07
31	ПС 110 кВ Веселое	T-1	10	110/10	0,0	0,00	0,00	0,00
		T-2	2,5	110/10	20,5	0,51	0,47	0,20
32	ПС 110 кВ Морское	T-1	5,6	110/10	16,5	0,93	0,85	0,37
		T-2	2,5	110/10	20,9	0,52	0,48	0,21
33	ПС 110 кВ Старый Крым	T-1	16	110/35/10	0,0	0,00	0,00	0,00
		T-2	16	110/35/10	72,5	11,59	10,65	4,58
34	ПС 110 кВ Евпатория	T-1	10	110/6	8,7	0,87	0,78	0,37
		T-2	15	110/35/10	30,2	4,54	4,09	1,96

п/п	Наименование ПС	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА	Номинальные напряжения обмоток, кВ	Контрольный замер зима 20.12.2017 (собственный максимум по ПС)			
					Загрузка тр-ра, %	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
		T-3	25	110/10	54,7	13,67	12,32	5,91
35	ПС 110 кВ Мойнаки	T-1	16	110/35/10	34,2	5,47	4,93	2,37
		T-2	16	110/35/10	53,7	8,60	7,75	3,72
36	ПС 110 кВ Зимино	T-1	25	110/35/10	7,6	1,90	1,71	0,82
		T-2	25	110/35/10	17,6	4,39	3,96	1,90
37	ПС 110 кВ Митяево	T-1	16	110/35/10	14,1	2,26	2,04	0,98
		T-2	10	110/35/10	24,0	2,40	2,16	1,04
38	ПС 110 кВ Дозорное	T-1	10	110/35/10	53,1	5,31	4,79	2,30
		T-2	16	110/35/10	47,3	7,56	6,82	3,27
39	ПС 110 кВ Ковыльное	T-1	25	110/35/10	11,2	2,80	2,52	1,21
		T-2	25	110/35/10	17,4	4,36	3,93	1,89
40	ПС 110 кВ Новоозерное	T-1	10	110/35/10	12,4	1,24	1,12	0,54
		T-2	6,3	110/10	16,2	1,02	0,92	0,44
41	ПС 110 кВ Береговое	T-1	10	110/10	0,0	0,00	0,00	0,00
		T-2	16	110/10	5,5	0,88	0,79	0,38
42	ПС 110 кВ Саки	T-1	25	110/35/10	32,7	8,16	7,36	3,53
		T-2	25	110/35/10	52,7	13,18	11,88	5,70
43	ПС 110 кВ Глебовка	T-1	10	110/10	6,9	0,69	0,62	0,30
		T-2	10	110/10	1,1	0,11	0,10	0,05
44	ПС 110 кВ Центральная	T-1	40,5	110/35/10	62,8	25,44	23,37	10,05
		T-2	40,5	110/35/10	51,8	20,99	19,28	8,29
45	ПС 110 кВ Петровские высоты	T-1	16	110/10	8,4	1,34	1,23	0,53
		T-2	16	110/10	16,1	2,57	2,36	1,01
46	ПС 110 кВ Фотон	T-1	15	110/10	35,0	5,25	4,82	2,07
		T-2	25	110/10	20,4	5,11	4,69	2,02
47	ПС 110 кВ Юго- Западная	T-1	16	110/10	34,4	5,51	5,06	2,18
		T-2	16	110/10	33,5	5,37	4,93	2,12
48	ПС 110 кВ Южная	T-1	16	110/35/10	101,2	16,20	14,88	6,40
		T-2	25	110/35/10	31,0	7,74	7,11	3,06
49	ПС 110 кВ Набережная	T-1	25	110/10	55,4	13,86	12,73	5,47
		T-2	25	110/10	33,1	8,28	7,61	3,27
50	ПС 110 кВ Марьино	T-1	10	110/10	73,1	7,31	6,72	2,89
		T-2	16	110/10	47,3	7,57	6,95	2,99
51	ПС 110 кВ Восточная	T-1	25	110/35/10	61,4	15,35	14,10	6,06
		T-2	25	110/35/10	49,1	12,27	11,27	4,85

п/п	Наименование ПС	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА	Номинальные напряжения обмоток, кВ	Контрольный замер зима 20.12.2017 (собственный максимум по ПС)			
					Загрузка тр-ра, %	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
52	ПС 110 кВ Завокзальная	T-1	16	110/10	63,5	10,17	9,34	4,02
		T-2	16	110/10	56,3	9,01	8,28	3,56
53	ПС 110 кВ Северная	T-1	16	110/10	45,7	7,31	6,72	2,89
		T-2	15	110/10	83,7	12,56	11,54	4,96
54	ПС 110 кВ Жаворонки	T-1	25	110/35/10	0,0	0,00	0,00	0,00
		T-2	25	110/35/10	0,0	0,00	0,00	0,00
55	ПС 110 кВ Скворцово	T-1	10	110/10	9,8	0,98	0,90	0,39
		T-2	6,3	110/10	17,1	1,08	0,99	0,43
56	ПС 110 кВ Водовод	T-1	10	110/6	2,5	0,25	0,23	0,10
		T-2	10	110/6	19,2	1,92	1,76	0,76
57	ПС 110 кВ Выпасное	T-1	16	110/35/10	15,0	2,39	2,20	0,95
		T-2	16	110/35/10	30,1	4,81	4,42	1,90
58	ПС 110 кВ Александровка	T-1	25	110/35/10	8,5	2,13	1,96	0,84
		T-2	25	110/35/10	5,4	1,34	1,23	0,53
59	ПС 110 кВ Родниковое	T-1	6,3	110/10	20,2	1,27	1,17	0,50
		T-2	6,3	110/10	12,1	0,76	0,70	0,30
60	ПС 110 кВ Перевальное	T-1	6,3	110/10	60,6	3,82	3,51	1,51
		T-2	6,3	110/10	33,0	2,08	1,91	0,82
61	ПС 110 кВ Кубанская	T-1	25	110/10	35,6	8,89	8,17	3,51
		T-2	25	110/10	15,5	3,88	3,56	1,53
62	ПС 110 кВ Земляника	T-1	6,3	110/10	15,2	0,96	0,88	0,38
		T-2	6,3	110/10	1,4	0,09	0,08	0,03
63	ПС 110 кВ Белогорск	T-1	25	110/35/10	88,3	21,82	20,29	8,72
		T-2	16	110/35/10	33,0	5,21	4,85	2,09
64	ПС 110 кВ Аэропорт	T-1	32	110/10	0,0	0,00	0,00	0,00
		T-2	32	110/10	0,0	0,00	0,00	0,00
65	ПС 110 кВ Кристалл	T-1	25	110/6/6	0,0	0,00	0,00	0,00
		T-2	25	110/6/6	0,0	0,00	0,00	0,00
66	ПС 110 кВ Целимберная	T-1	6,3	110/6	29,9	1,88	1,73	0,74
67	ПС 110 кВ Очистная	T-1	10	110/35/6	2,3	0,23	0,21	0,09
68	ПС 110 кВ Лысогорская	T-1	10	110/10/6	10,7	1,07	0,98	0,42
69	ПС 110 кВ Подгорная	T-3	25	110/35/6	44,7	11,17	10,26	4,41

п/п	Наименование ПС	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА	Номинальные напряжения обмоток, кВ	Контрольный замер зима 20.12.2017 (собственный максимум по ПС)			
					Загрузка тр-ра, %	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
70	ПС 110 кВ Крайняя	T-1	25	110/35/10	6,4	1,61	1,45	0,70
71	ПС 110 кВ Тракторное	T-1	25	110/35/10	20,9	5,24	4,72	2,26
72	ПС 110 кВ Холодильник	T-1	6,3	110/10	26,1	1,64	1,48	0,71
73	ПС 110 кВ Доброе	T-1	15	110/10	31,3	4,69	4,23	2,03
74	ПС 110 кВ Лучевая	T-1	6,3	110/10	8,8	0,56	0,51	0,22
75	ПС 110 кВ Коктебель	T-1	10	110/35/10	51,4	5,14	4,72	2,04

Анализ текущей загрузки трансформаторного оборудования центров питания 110-220 кВ подстанций ГУП РК «Крымэнерго» при отключении одного наиболее мощного трансформатора (аварийное отключение или вывод в ремонт) выполнялся на основании сравнения расчетной нагрузки трансформатора с его номинальной нагрузкой и выявил превышение номинальной (длительно-допустимой) нагрузки на ряде рассматриваемых ПС 110 кВ:

- ПС 110 кВ Массандра: нагрузка Т-1 10 МВА при отключении Т-2 16 МВА составляет 162,2%  $S_{ном}$ ;
- ПС 110 кВ Судак: нагрузка Т-1 10 МВА при отключении Т-2 16 МВА составляет 122,0%  $S_{ном}$ ;
- ПС 110 кВ Евпатория: нагрузка Т-2 15 МВА при отключении Т-3 25 МВА составляет 121,4%;
- ПС 110 кВ Дозорное: нагрузка Т-1 10 МВА при отключении Т-2 16 МВА составляет 128,7%  $S_{ном}$ ; с учетом перевода нагрузки по сети 35, 10 кВ на ПС 35 кВ Красноярское, ПС 35 кВ Далекое, ПС 110 кВ Зимино перегрузка трансформатора исключается;
- ПС 110 кВ Центральная: нагрузка Т-1 (Т-2) 40,5 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 40,5 МВА составляет 114,6%  $S_{ном}$ ; с учетом перевода нагрузки по сети 10 кВ на ПС 110 кВ Набережная, ПС 110 кВ Завокзальная, ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Фотон, ПС 110 кВ Юго-Западная перегрузка трансформатора исключается;
- ПС 110 кВ Южная: нагрузка Т-1 16 МВА при отключении Т-2 25 МВА составляет 149,6%  $S_{ном}$ ;
- ПС 110 кВ Марьино: нагрузка Т-1 10 МВА при отключении Т-2 16 МВА составляет 148,8%  $S_{ном}$ ;

- ПС 110 кВ Восточная: загрузка Т-1 (Т-2) 25 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 25 МВА составляет 110,5% Sном;
- ПС 110 кВ Завокзальная: загрузка Т-1 (Т-2) 16 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 16 МВА составляет 119,9% Sном;
- ПС 110 кВ Северная: загрузка Т-1 16 МВА при отключении Т-2 15 МВА составляет 124,2% Sном; загрузка Т-2 15 МВА при отключении Т-1 16 МВА составляет 132,5% Sном; с учетом перевода нагрузки по сети 10 кВ на ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Восточная, ПС 110 кВ Завокзальная перегрузка трансформатора исключается;
- ПС 110 кВ Белогорск: загрузка Т-1 25 МВА при отключении Т-2 16 МВА составляет 109,5% Sном; загрузка Т-2 16 МВА при отключении Т-1 25 МВА составляет 171,0% Sном; с учетом перевода нагрузки по сети 35 кВ на ПС 110 кВ Восточное, ПС 35 кВ Колодезное загрузка Т-2 при отключении Т-1 составит 119,7% Sном.

Таким образом, по результатам анализа текущей загрузки трансформаторного оборудования за отчетный период, можно сделать вывод о необходимости выполнения мероприятий в целях возвращения параметров режима в область допустимых значений при отключении наиболее мощного трансформатора центров питания. При этом, выявлены такие центры питания, перевод нагрузки с которых на прилегающие ПС не представляется возможным:

#### **ПС 110 кВ Массандра**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Массандра составляет: Т-1 10 МВА, Т-2 16 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 16,21 МВА (14,62 МВт).

При аварийном отключении Т-2 нагрузка оставшегося в работе Т-1 составит 162,2% Sном. По информации ГУП РК «Крымэнерго», приведенной в письме №1303/26583 от 04.12.2018, возможность перевода нагрузки по сети 35, 6(10) кВ на прилегающие ПС отсутствует. Для исключения перегрузки трансформаторов в послеаварийном режиме требуется отключение потребителей в объеме 5,8 МВт.

#### **ПС 110 кВ Судак**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Судак составляет: Т-1 10 МВА, Т-2 16 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 12,2 МВА (11,21 МВт).

При аварийном отключении Т-2 нагрузка оставшегося в работе Т-1 составит 122% Sном. По информации ГУП РК «Крымэнерго», приведенной в письме №1303/26583 от 04.12.2018, возможность перевода нагрузки по сети 10 кВ на прилегающие ПС отсутствует. Для исключения перегрузки трансформаторов в послеаварийном режиме требуется отключение потребителей в объеме 2 МВт.



### **ПС 110 кВ Евпатория**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Евпатория составляет: Т-1 10 МВА, Т-2 15 МВА, Т-3 25 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 19,08 МВА (17,19 МВт).

При аварийном отключении Т-3 нагрузка оставшегося в работе Т-2 составит 121,4%  $S_{ном}$ . По информации ГУП РК «Крымэнерго», приведенной в письме №1303/26583 от 04.12.2018, возможность перевода нагрузки по сети 35,6(10) кВ на прилегающие ПС отсутствует. Для исключения перегрузки трансформаторов в послеаварийном режиме требуется отключение потребителей в объеме 2,5 МВт.

### **ПС 110 кВ Белогорск**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Белогорск составляет: Т-1 25 МВА, Т-2 16 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 27,03 МВА (25,14 МВт).

При аварийном отключении Т-2 нагрузка оставшегося в работе Т-1 составит 109,5%  $S_{ном}$ . При аварийном отключении Т-1 нагрузка оставшегося в работе Т-2 составит 171%  $S_{ном}$ . По информации ГУП РК «Крымэнерго», существует возможность перевода нагрузки по сети 35 кВ на ПС 110 кВ Восточное в объеме 5,61 МВт, ПС 35 кВ Колодезное в объеме 2,3 МВт. Время перевода нагрузки 30 –60 минут. Загрузка Т-2 при аварийном отключении Т-1 и переводе 7,91 МВт нагрузки составит 119,7%  $S_{ном}$ . В целях недопущения перегрузки Т2 дополнительно потребуется ввод ГВО в объеме 3,14 МВт.

### **ПС 110 кВ Южная**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Южная составляет: Т-1 16 МВА, Т-2 25 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 23,94 МВА (21,99 МВт). При аварийном отключении Т-2 нагрузка оставшегося в работе Т-1 составляет 149%  $S_{ном}$ . По информации ГУП РК «Крымэнерго», приведенной в письме №1303/26583 от 04.12.2018, возможность перевода нагрузки отсутствует. Для исключения перегрузки трансформаторов в послеаварийном режиме требуется отключение потребителей в объеме 7 МВт.

### **ПС 110 кВ Завокзальная**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Завокзальная составляет: 2x16 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 19,18 МВА (17,62 МВт). При отключении Т-2 (Т-1) загрузка оставшегося в работе Т-1 (Т-2) составляет 119% от  $S_{ном}$ . По информации ГУП РК «Крымэнерго», приведенной в

письме №1303/26583 от 04.12.2018, возможность перевода нагрузки по сети 10 кВ отсутствует. Для исключения перегрузки трансформаторов в послеаварийном режиме требуется отключение потребителей в объеме 2 МВт.

### **ПС 110 кВ Марьино**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Марьино составляет: Т-1 10 МВА, Т-2 16 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 14,88 МВА (13,67 МВт). При отключении Т-2 загрузка оставшегося в работе Т-1 составляет 148,8% от  $S_{ном}$ . По информации ГУП РК «Крымэнерго», приведенной в письме №1303/26583 от 04.12.2018, возможность перевода нагрузки по сети 10 кВ отсутствует. Для исключения перегрузки трансформатора в послеаварийном режиме требуется отключение потребителей в объеме 4 МВт.

Таким образом, уже на текущий момент в энергосистеме Республики Крым имеются центры питания, технологическое присоединение к которым возможно только после увеличения трансформаторной мощности. Перегрузка трансформаторного оборудования при превышении допустимой по величине и длительности перегрузки в случае отключения второго трансформатора центра питания ликвидируется вводом ГВО.

### **ПС 110 кВ Восточная**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Восточная составляет: 2x25 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 27,62 МВА (25,37 МВт).

При аварийном отключении Т-1(Т-2) нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) составит 110,5%  $S_{ном}$ . По информации ГУП РК «Крымэнерго», возможность перевода нагрузки по сети 35, 6(10) кВ на прилегающие ПС отсутствует. Для исключения перегрузки трансформаторов в послеаварийном режиме требуется отключение потребителей в объеме 2,3 МВт.

Мероприятия по недопущению выхода параметров электрического режима из области допустимых значений с учетом возможного перспективного развития энергосистемы Республики Крым будут разработаны в разделе «Анализ перспективной загрузки трансформаторного оборудования».

### **Перечень существующих «узких мест» в энергосистеме Республики Крым**

Перечень выявленных на основании расчетов электрических режимов «узких мест» в существующей схеме электрической сети энергосистемы Республики Крым приведен в таблице 3.6.1.

**Таблица 3.6.1 – Существующие «узкие места» энергосистемы Республики Крым**

№ п/п	Наименование объекта	Максимальная перегрузка сверх ДДТН, %	Описание схемно-режимной ситуации
1	ВЛ 220 кВ Симферопольская - Бахчисарай	23	Отключение АТ-3 Севастополь в период зимних максимальных нагрузок.
2	ВЛ 110 кВ Ялта – Дарсан	16	Отключение ВЛ 110 кВ Алушта – Шарха в период летних максимальных нагрузок
3	ВЛ 110 кВ Перевальное – Алушта	22	Отключение ВЛ 110 кВ Ялта – Дарсан в период летних максимальных нагрузок
4	ВЛ 110 кВ Алушта – Шарха	34	
	ВЛ 110 кВ Шарха – Артек	17	
	ВЛ 110 кВ Доброе – Перевальное	14	
5	ВЛ 110 кВ Симферопольская – Доброе	12	Отключение ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта в период летних максимальных нагрузок
	ВЛ 110 кВ Гаспра – Алушка	5	
	ВЛ 110 кВ Алушка – Заря	28	
	ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10	53	
6	ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10	61	Отключение ВЛ 220 кВ Тамань – Камыш-Бурун в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Насосная-3 – Феодосийская в период летних максимальных нагрузок
	АТ-3 220/110 кВ ПС 220 кВ Феодосийская	64	
7	Снижение напряжения на транзите ВЛ 110 кВ Донузлав – Мойнаки – Евпатория ниже аварийно допустимых значений	-	Отключение ВЛ 220 кВ Красноперекопск – Донузлав в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Холодильник – Кристалл/СТС в период летних максимальных нагрузок
	ВЛ 110 кВ Донузлав – Зимино	62	
8	Снижение напряжения на транзите ВЛ 110 кВ Алушка – Ялта – Алушта – Приветное ниже аварийно допустимых значений	-	Отключение ВЛ 110 кВ Симферопольская – Доброе в схеме ремонта ВЛ 110 кВ симферопольская – Ялта
9	Т-1 10 МВА ПС 110 кВ Массандра	62,2	Отключение Т-2 16 МВА ПС 110 кВ Массандра
10	Т-1 10 МВА ПС 110 кВ Судак	22	Отключение Т-2 16 МВА ПС 110 кВ Судак
11	Т-2 15 МВА ПС 110 кВ Евпатория	21,4	Отключение Т-3 25 МВА ПС 110 кВ Евпатория
12	Т-2 16 МВА ПС 110 кВ Белогорск	19,7	Отключение Т-1 25 МВА ПС 110 кВ Белогорск
13	Т-1 16 МВА ПС 110 кВ Южная	49	Отключение Т-2 25 МВА ПС 110 кВ Южная
14	Т-1 и Т-2 16 МВА ПС 110 кВ Завокзальная	19	Отключение Т-2 (Т-1) 16 МВА ПС 110 кВ Завокзальная

№ п/п	Наименование объекта	Максимальная перегрузка сверх ДДТН, %	Описание схемно-режимной ситуации
15	Т-1 10 МВА ПС 110 кВ Марьино	48,8	Отключение Т-2 16 МВА ПС 110 кВ Марьино
16	Т-1 (Т-2) 25 МВА ПС 110 кВ Восточная	10,5	Отключение Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Восточная

Мероприятия по недопущению выхода параметров электрического режима из области допустимых значений с учетом возможного перспективного развития энергосистемы Республики Крым приведены в разделе «Анализ перспективных токовых нагрузок элементов электрической сети 110 кВ и выше в нормальной и ремонтных схемах».

#### **4. Основные направления развития электроэнергетики Республики Крым**

Схема и Программа определяет основные направления нового строительства, реконструкции и модернизации электрогенерирующей и электросетевой инфраструктуры Республики Крым, обеспечивающие стабильное функционирование электроэнергетического комплекса в условиях реализации подключения новых потребителей, развития промышленного, туристического, хозяйственно-бытового и иных направлений экономики.

Основной целью развития электроэнергетики Республики Крым является обеспечение условий развития экономики области посредством стабилизации и поддержания темпов роста её энергоэффективности, а также обеспечения должного уровня энергобезопасности хозяйственного комплекса и социальной сферы, а именно:

- стабилизация процессов обновления и роста производственных мощностей и надежное электроснабжение хозяйственного комплекса и социальной сферы Республики Крым в условиях прогнозируемого экономического сценария и обеспечение возможностей для увеличения объемов энергопотребления;
- создание технических основ надежного энергоснабжения и гарантированного доступа всех субъектов экономической деятельности к источникам электрической энергии, а источников – к сетям.

Основными задачами формирования развития электроэнергетики Республики Крым являются:

- экономическая эффективность решений, основанная на оптимизации режимов работы энергосистемы Республики Крым;
- скоординированное развитие магистральной и распределительной электросетевой инфраструктуры, генерирующих мощностей, соответствующее инвестиционным программам развития субъектов электроэнергетики, расположенных на территории Республики Крым;
- применение новых технологических решений.

##### **4.1. Прогноз потребления электрической энергии и мощности**

Уровень спроса на электрическую энергию и мощность в текущем периоде по территории Республики Крым приведен в пунктах 2.2.1 и 2.2.5 настоящей Схемы и Программы.

Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Республики Крым на период 2019-2023 гг. представляется для двух вариантов:

- прогноз потребления электроэнергии и мощности, разработанный в соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на 2019-2025 гг. – базовый;
- прогноз потребления электроэнергии и мощности по материалам органов исполнительной власти Республики Крым на период 2019-2023 гг. –

умеренно-оптимистический.

### Базовый прогноз потребления электрической энергии и мощности

Базовый прогноз спроса на электрическую энергию и мощность на 5-летний период разработан на основании заключенных договоров на технологическое присоединение к электрическим сетям ГУП РК «Крымэнерго», 102 ПЭС Минобороны РФ, информации о максимальных и перспективных объемах потребления по крупным потребителям.

В таблице 4.1.1 приведен список крупных потребителей электроэнергии и мощности Республики Крым, учтенных при формировании базового прогноза.

**Таблица 4.1.1 – Прогноз прироста нагрузок потребителей по заключенным договорам на технологическое присоединение**

№ п/п	Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт	Центр питания	Сроки ввода
1	Цементный завод ООО «Альцем»	43,73	ПС 220 кВ Камыш-Бурун (1, 2 СШ 110 кВ)	2021
2	Гаражный кооператив ГСК «Автолюбитель»	0,49	ПС 110 кВ Южная	2018
3	Электроустановки агропромышленного комплекса ООО Агропромышленный комплекс «Весна»	2,85	ПС 35 кВ Журавская	2018
4	Учебно-лабораторный комплекс 1 очередь - Учебно-административный комплекс (I этап. Физико-технический институт)	0,65	ПС 110 кВ Северная	2020
5	Учебно-лабораторный комплекс 2 очередь - Учебно-административный комплекс (II этап. Студенческий центр)	0,57	ПС 110 кВ Северная	2020
6	Учебно-лабораторный комплекс 3 очередь (III этап) строительство учебного корпуса иностранной филологии	0,29	ПС 110 кВ Северная	2020
7	Военные городки № 26 и № 27	8,16	ПС 110 кВ Перевальное - 2 (ПС 110 кВ Аянская)	2018-2019
8	«102 ПЭС»	1,46	ПС 35 кВ Чауда	2018
9	Жилой массив ООО «Строительная компания «АКУРА»»	9,39+11,58	ПС 110 кВ Северная	2019-2020
10	Индустриальный парк «Евпатория»	36,24	ВЛ 110 кВ Западно-Крымская - Холодильник; ПС 110 кВ Холодильник	2019

№ п/п	Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт	Центр питания	Сроки ввода
11	Тепличный комбинат «Белогорский»	8,10+21,90	ПС 110 кВ Белогорск	2019, 2020
12	ФГБОУ МДЦ «Артек»	4,80	ПС 110 кВ Артек	2019
13	Аропортовый комплекс ООО «Международный аэропорт «Симферополь»»	24,48	ПС 110 кВ Аэропорт	2018
14	Индустриальный парк «Феодосия»	20,08	ПС 220 кВ Кафа	2019
15	Культурно-развлекательный комплекс с пансионатом ООО «Виктория»	1+1+1	ПС 110 кВ Саки	2020-2022
16	Жилые дома, торговый центр ООО «Строительно-инвестиционная компания «Капитал»	0,92	ПС 110 кВ Завокзальная	2019
17	Тепличный комбинат «Солнечный»	20+20	ПС 220 кВ Бахчисарай	2020, 2021
18	Гостинично-оздоровительный комплекс ООО «Союз-Алушта»	6,48	ПС 110 кВ Алушта	2020
19	Индустриальный парк «Бахчисарай» Министерство экономического развития республики Крым	43,41	ПС 220 кВ Бахчисарай	2019
20	Жилой дом Назарян Мовсес Гарникович	1,20	ПС 110 кВ Центральная	2018
21	Нежилые строения АО «Урожайненский КХП»	4	ПС 220 кВ Марьяновка	2018
22	Объект природно-познават. туризма Рухленко Татьяна Евгеньевна	1,20	ПС 110 кВ Артек	2018
23	ЛПХ Куринная Марина Евгеньевна	2,50	ПС 220кВ Донузлав	2018
24	Нежилое строение-фруктохранилище АО «Крымская фруктовая компания»	1,80	ПС 220 кВ Марьяновка	2018
25	Многофункциональный комплекс ООО «Версия»	1,44	ПС 110 кВ Ближние Камыши	2018
26	Электроустановки нежилого здания ГУП РК «Крымтехнологии»	1,44	ПС 110 кВ Центральная	2020
27	Квартал жилой застройки Потребительский жилищно-строительный кооператив «Славяне»	2,50	ПС 110 кВ Капсель	2019
28	Жилищный комплекс со вспомогательными	1,50	Симферопольская ТЭЦ	2020

№ п/п	Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт	Центр питания	Сроки ввода
	корпусами ООО «Группа компаний «Владоград»» Симферопольский район, Мирновское сельское поселение (90:00:000000:404)			
29	Электроустановки пищеблока, прачечной, КНС, климатопавильона, эллинга, медцентра, пляжной зоны ООО «Парк-Форос»	2,44	ПС 110 кВ Заря	2018
30	Электроустановки комбикормового завода АО «Урожайненский комбинат хлебопродуктов»	1,40	ПС 220 кВ Марьяновка	2019
31	Центр детского театрального искусства Служба капитального строительства Республики Крым	1,45	ПС 110 кВ Набережная, ПС 110 кВ Центральная	2018
32	Земельный участок для гостиничного обслуживания ООО «Горизонт-Сервис»	2,54	ПС 110 кВ Заря	2018
33	Санаторий ООО «Ривьера+»	1,50	ПС 110 кВ Мойнаки, ПС 110 кВ Евпатория	2018
34	Электроустановки складов ООО «Производственная коммерческая фирма «Промснабресурс Крым»», склады	1,02	ПС 220 кВ Камыш-Бурун	2018
35	Электроустановки отделения банка Центральный банк Российской Федерации в лице Отделения по Республике Крым Южного главного управления	1,26	ПС 330 кВ Симферопольская	2018
36	Многоэтажная жилая застройка Магакян Роберт Александрович	1,99	ПС 330 кВ Симферопольская	2018
37	Энергоснабжение комплекса нежилых зданий ООО «Ялтинский бетонный завод №1»	3	ПС 330 кВ Севастополь	2018
38	Электроустановки производственного участка ООО «Анна Мария и партнеры»	1,02	ПС 110 кВ Белогорск, ПС 110 кВ Восточная, ПС 35 кВ Зуя	2018



№ п/п	Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт	Центр питания	Сроки ввода
39	Электроустановки жилого квартала с оздоровительным комплексом ООО «СК Консоль-Строй ЛТД»	1,23	ПС 220 кВ Феодосийская	2019
40	Комплекс зданий ООО «Горизонт Сервис»	2,37	ПС 110 кВ Заря	2019
41	Многоэтажная жилая застройка ООО «ПАРК-ОТЕЛЬ «ПОРТО МАРЕ 21»»	1,60	ПС 110 кВ Алушта	2020
42	Электроустановки базы ООО «Центр-Комфорт»	1	ПС 110 кВ Марат	2018
43	Электроустановки земельного участка ООО «СТОЛИЦА» ИЖС кад, №90:25:050801:67	2,50	ПС 110 кВ Ялта	2018
44	Многоэтажная жилая застройка ООО «Парк-Отель «ПОРТО МАРЕ 21»»	1,60	ПС 110 кВ Лучистое	2019
45	Электроустановки санатория для родителей с детьми ООО «Ривьера+» (зем. участок)	2,40	ПС 110 кВ Мойнаки, ПС 110 кВ Евпатория	2021
46	Фруктохранилище с регулируемой газовой средой на 15 тыс. тон яблок ООО «Фрукты Старого Крыма»	1,63	ПС 35 кВ Родина	2019
47	Электроустановки ЦРП-2 (тоннель) Федеральное агентство железнодорожного транспорта (РОСЖЕЛДОР)	4,82	ПС 110 Альбатрос (очистная)	2020
48	Многоэтажная жилая застройка ООО «Рич-Плюс»	4,99	ПС 110 кВ Петровские Высоты, ПС 110 кВ Южная	2018
49	Электроустановки жилого комплекса со встроенно-пристроенными помещениями ООО «Петрокомплект»	3,86	ПС 110 кВ Мойнаки	2021
50	Оздоровительный комплекс ООО «Акар»	5,82	ПС 110 кВ Заря	2020
51	Вахтовый городок ООО «Нижнеангарсктрансстрой»	0,14+1,10	ПС 110 кВ Соляная; ПС 110 кВ Марат	2018- 2019
52	Просторненский водозабор Служба капитального строительства Республики Крым	1,95	ПС 330 кВ Джанкой, ПС 35 кВ Просторное	2018

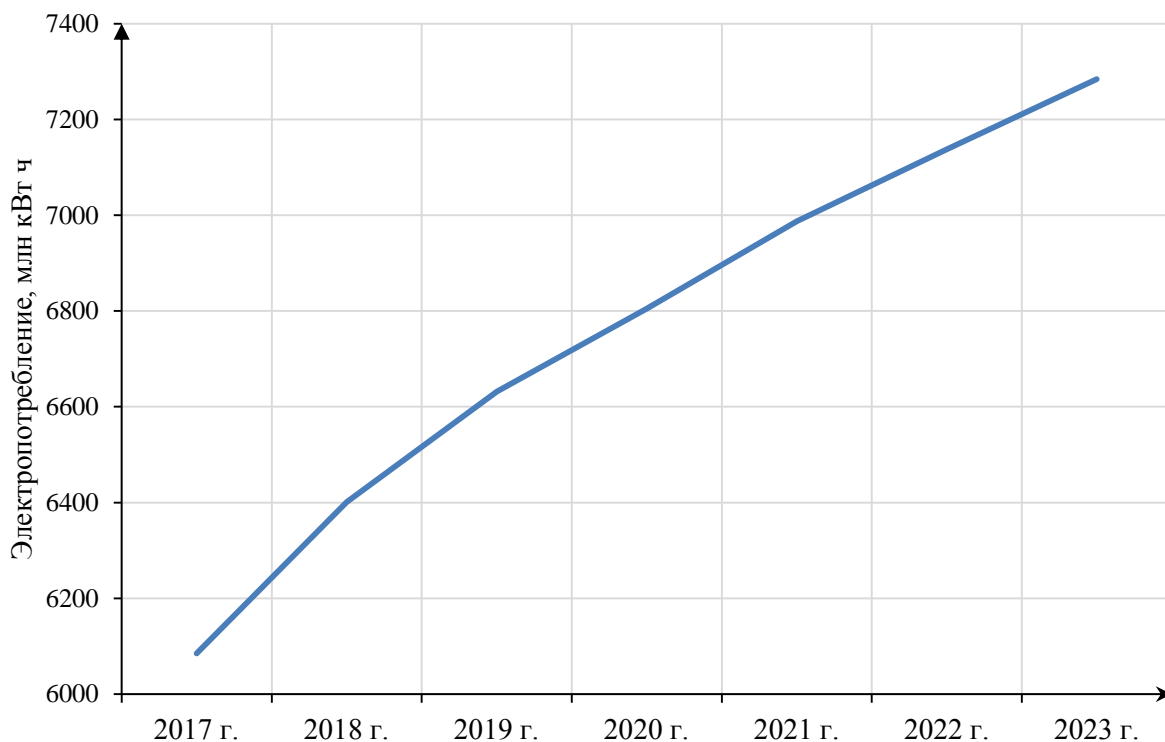
№ п/п	Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт	Центр питания	Сроки ввода
53	Новогригорьевский водозабор Служба капитального строительства Республики Крым	1,72	ПС 110 кВ Нижнегорская, ПС 35 кВ Ново-Григорьевка	2018
54	Больница ГБУЗ РК «Республиканская детская клиническая больница»	1,85	ПС 110 кВ Восточная	2019
55	Федеральное агентство железнодорожного транспорта «РОСЖЕЛДОР»	4,77	ПС 110 кВ Солнечная	2020

В рассматриваемой перспективе наибольший прирост нагрузки энергосистемы Республики Крым прогнозируется за счет развития предприятий промышленности: планируется строительство индустриальных парков «Бахчисарай» (43,41 МВт), «Феодосия» (20,08 МВт), «Евпатория» (36,2 МВт), производственной площадки ООО «Альтцем» (43,7 МВт), тепличного комбината «Белогорский» (30 МВт) и «Солнечный» (40 МВт), а также туристической и рекреационной отрасли.

В таблице 4.1.2 представлен базовый вариант прогноза уровней электропотребления энергосистемы Республики Крым. На рисунке 4.1.1 приведена динамика годового электропотребления за отчетный год и на рассматриваемый прогнозный период.

**Таблица 4.1.2 – Базовый вариант прогноза потребления электроэнергии энергосистемы Республики Крым**

Наименование показателей	2017 г. (отчет)	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Электропотребление, млн кВт ч	6084,86	6401	6632	6805	6987	7138	7284
Темпы прироста, %	4,08	4,63	3,48	2,54	2,60	2,12	2,00



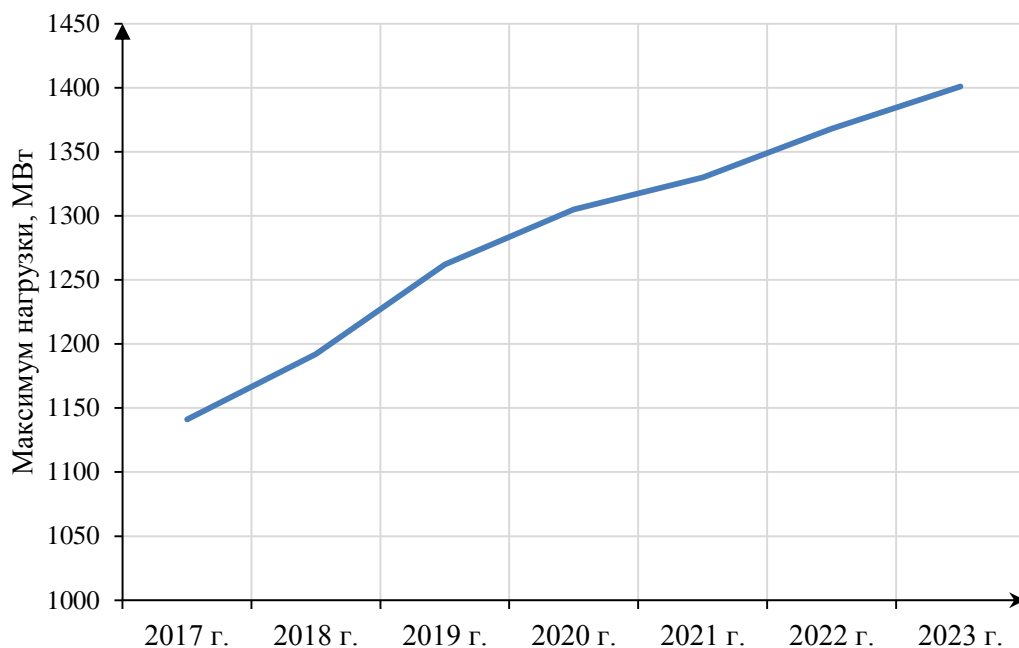
**Рисунок 4.1.1 – Базовый вариант прогноза потребления электроэнергии энергосистемы Республики Крым**

К 2023 году прогнозируется прирост потребления электроэнергии энергосистемы Республики Крым на 1199,14 млн кВт ч по отношению к уровню отчетного 2017 года, и составит 7284 млн кВт ч. В целом, прогноз электропотребления по Республике Крым на рассматриваемый перспективный период 2019 – 2023 гг. характеризуется ежегодными темпами прироста порядка 2 – 3,5%, как показывает график, приведенный на рисунке 4.1.1.

В таблице 4.1.3 представлен прогноз годовых максимумов нагрузки энергосистемы Республики Крым по базовому варианту. На рисунке 4.1.2 приведена динамика максимумов нагрузки за отчетный год и на прогнозный период.

**Таблица 4.1.3 – Базовый вариант прогноза максимума нагрузки энергосистемы Республики Крым**

Наименование показателей	2017 г. (отчет)	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Максимум нагрузки, МВт	1141	1192	1262	1305	1330	1368	1401
Темпы прироста, %	5,60	4,28	5,55	3,30	1,88	2,78	2,36



**Рисунок 4.1.2 – Базовый вариант прогнозного максимума нагрузки энергосистемы Республики Крым**

Максимум нагрузки энергосистемы Республики Крым в 2023 году прогнозируется на уровне 1401 МВт, что на 260 МВт выше максимума нагрузки 2017 года. Прогноз максимума нагрузки по базовому варианту на рассматриваемый перспективный период 2019 – 2023 гг. характеризуется темпами прироста в пределах 1,8 – 5,5% в год.

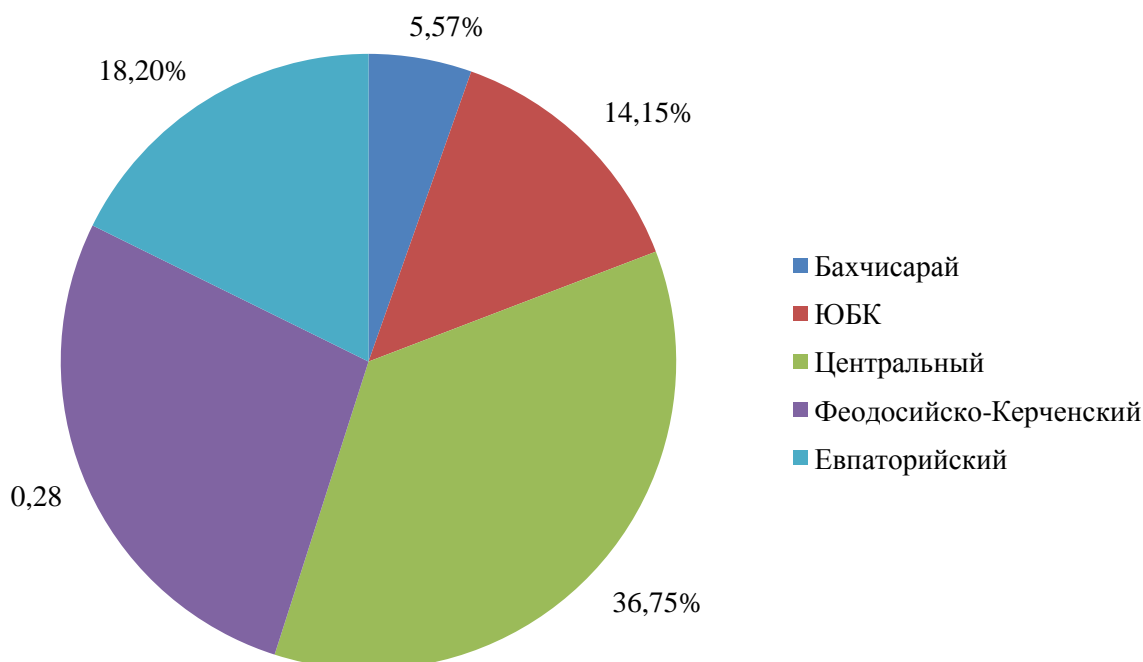
Распределение нагрузки по энергоузлам энергосистемы Республики Крым на перспективу до 2023 года приведено в таблице 4.1.4.

**Таблица 4.1.4 – Прирост нагрузок по энергоузлам энергосистемы Республики Крым в соответствии с базовым прогнозом**

Наименование энергоузла	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
		год	год	год	год	год
Бахчисарай (включает энергорайон Бахчисарай)	МВт	78	80	81	82	83
	%	6,18	6,13	6,09	5,99	5,92
ЮБК (включает энергорайоны ЮБК 1, ЮБК 2, ЮБК 3)	МВт	185	191	201	205	211
	%	14,66	14,64	15,11	14,99	15,06
Центральный (включает Центральный энергорайон)	МВт	419	429	435	448	458
	%	33,20	32,87	32,71	32,75	32,69
Феодосийско-Керченский (включает Феодосийско-Керченский энергорайон и энергорайон Старый Крым)	МВт	344	367	371	384	394
	%	27,26	28,12	27,89	28,07	28,12
Евпаторийский (включает Евпаторийский энергорайон)	МВт	236	238	242	249	255
	%	18,70	18,24	18,20	18,20	18,20
<b>Максимум нагрузки энергосистемы Республики Крым</b>	<b>МВт</b>	<b>1262</b>	<b>1305</b>	<b>1330</b>	<b>1368</b>	<b>1401</b>

Анализ территориальной структуры прогноза потребления мощности показывает различные темпы прироста максимума нагрузки по энергорайонам. В энергосистеме Республики Крым наибольший прирост ожидается в Феодосийско-Керченском энергорайоне: прирост за рассматриваемый перспективный период составит 48 МВт. Это обусловлено развитием отрасли промышленности, присоединением больших нагрузок индустриального парка «Феодосия», тепличного комплекса «Белогорский», цементного завода ООО «Альтцем». В целом по всем энергорайонам прогнозируется положительная динамика максимума нагрузки, снижения потребления мощности не ожидается.

Территориальная структура максимумов нагрузки на конец рассматриваемого перспективного периода (2023 г.) по энергоузлам приведена на рисунке 4.1.3.



**Рисунок 4.1.3 – Территориальная структура максимумов нагрузки по энергоузлам энергосистемы Республики Крым на 2023 год**

### **Умеренно-оптимистический прогноз потребления электрической энергии и мощности**

Умеренно-оптимистический прогноз спроса на электрическую энергию и мощность на 5-летний период разработан на основании следующей информации:

- заявки на технологическое присоединение к электрическим сетям ГУП РК «Крымэнерго», 102 ПЭС Минобороны РФ;

- информация о возможном присоединении крупных потребителей к электрическим сетям, предоставленная в качестве исходных данных для разработки Схемы и Программы;
- информация о возможных крупных инвестиционных проектах на территории Республики Крым.

В таблице 4.1.5 приведен список крупных (более 1 МВт) потребителей электроэнергии и мощности Республики Крым, учтенных при формировании умеренно-оптимистического прогноза.

**Таблица 4.1.5 – Прогноз прироста нагрузок потребителей (выше 1 МВт) по умеренно-оптимистическому прогнозу потребления**

№ п/п	Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт	Ближайший центр питания	Сроки ввода
1	ООО «АГРОГРАД»	125	ПС 220 кВ Насосная-3	2019-2023
2	ООО «РИЧ-ПЛЮС»	78,10	ПС 110 кВ Набережная	2019-2023
3	ООО «Партнер Курорт Групп»	20	ПС 110 кВ Ближние камыши	2019-2023
4	ООО «КРЫМСКАЯ СТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ»	18	ПС 110 кВ Набережная	2019-2023
5	ООО «Ген инвест»	12	ПС 110 кВ Залив	2019-2023
6	ООО ПКФ «Промснабресурс Крым»	10	ПС 110 кВ Соляная	2019-2023
7	ООО «Столичная коммерческая группа»	10	ПС 110 кВ Таврия	2019-2023
8	ООО «Черноморская рыбодобывающая компания»	9,50	ПС 110 кВ Соляная	2019-2023
9	ООО «КРЫМ-ИНВЕСТСТРОЙ»	8	ПС 110 кВ Эмаль	2019-2023
10	ООО «Дом творчества Алуштинский»	7,5	ПС 110 кВ Алушта	2019-2023
11	ООО «Крымская торгово-промышленная компания»	6	ПС 110 кВ НС-16	2019-2023
12	ООО «АСК»	4,60	ПС 110 кВ Восточная	2019-2023
13	ООО «МИТТАЛ»	4,60	ПС 110 кВ Таврия	2019-2023
14	ООО «КрымБытХим»	4	ПС 220 кВ Красноперекопск	2019-2023
15	ООО «КРЫМСКИЙ ПРИВОЗ»	3,68	ПС 110 кВ Восточная	2019-2023
16	АО «КРЫМСКАЯ	3,6	ПС 220 кВ	2019-2023

№ п/п	Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт	Ближайший центр питания	Сроки ввода
	ФРУКТОВАЯ КОМПАНИЯ»		Марьяновка	
17	ООО «ЭКОАГРОРЕСУРС»	3	ПС 330 кВ Джанкой	2019-2023
18	ООО «КРЫМ-ИНВЕСТСТРОЙ»	2,90	ПС 110 кВ Алушта	2019-2023
19	ООО «Северная инвестиционная группа»	2,80	ПС 110 кВ Соляная	2019-2023
20	ООО «ЮГГИДРОСТРОЙ»	2,76	ПС 220 кВ Феодосийская	2019-2023
21	ООО «Фитосовхоз «Радуга»»	2,68	ПС 110 кВ Центр	2019-2023
22	ООО «Висла»	2,65	ПС 220 кВ Черноморская	2019-2023
23	ООО ТК «БЕЛОГОРСКИЙ»	2,5	ПС 110 кВ Белогорск	2019-2023
24	ООО «РС Авто плюс»	2,5	Симферопольская ТЭЦ	2019-2023
25	ООО «ГАРАНТ-СВ»	2,48	ПС 110 кВ Заря	2019-2023
26	ООО «Агрофирма Заветное»	2,20	Симферопольская ТЭЦ	2019-2023
27	ООО «Крым Шуз»	2	ПС 110 кВ Евпатория	2019-2023
28	ООО «Петрокомплект»	2	ПС 110 кВ Евпатория	2019-2023
29	ООО «ЭТЦ В ПАРКОВОМ»	2	ПС 110 кВ Ялта	2019-2023
30	ОО Крымский индустриальный холдинг-ШАТО (КИХ-ШАТО)	2	ПС 220 кВ Феодосийская	2019-2023
31	АО «КРЫМСКАЯ ФРУКТОВАЯ КОМПАНИЯ»	1,8	ПС 330 кВ Островская	2019-2023
32	ООО «Экодомстрой-Крым»	1,72	Симферопольская ТЭЦ	2019-2023
33	ООО «Центр Эксперт»	1,5	ПС 110 кВ Восточная	2019-2023
34	ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «СТРОЙИНВЕСТГРУПП»	1,38	ПС 110 кВ Марьино	2019-2023
35	ООО «ВДОХНОВЕНИЕ»	1,38	ПС 110 кВ Ялта	2019-2023

№ п/п	Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт	Ближайший центр питания	Сроки ввода
36	ООО «Сувенир»	1,15	ПС 110 кВ Ялта	2019-2023
37	ООО «Группа компаний «Владоград»»	1,10	ПС 110 Восточная	2019-2023
38	ООО «Экстрим Крым»	1	ПС 110 кВ Дозорное	2019-2023
39	ООО «ДОРИНВЕСТ-КРЫМ»	1	ПС 110 кВ Белогорск	2019-2023
40	ООО «Менгир»	1	ПС 110 кВ Белогорск	2019-2023
41	ООО «СМУ-61»	1	ПС 110 кВ Евпатория	2019-2023
42	ООО «Югкрымстройпроект»	1	ПС 110 кВ Центральная	2019-2023
43	ООО «Управляющая компания инфраструктурных проектов»	1	ПС 110 кВ Ялта	2019-2023
44	ЖСК «Альфа»	1,67	ПС 110 кВ Северная	2020
45	ООО «Столичная коммерческая группа»	2	ПС 110 кВ Юго-Западная	2020
46	ООО «Крымский гипс»	1	ПС 110 кВ Набережная	2020
47	Фомичев Сергей Константинович	1	ПС 110 кВ Севрная	2020
48	ООО «Ривьера»	4,31	ПС 110 кВ 19	2023
49	ООО «Актив Групп»	1	ПС 110 кВ Юго-Западная	2020
50	Служба капитального строительства РК	4,08	ПС 110 кВ Центр	2018
51	ФГАОУ «Крымский Федеральный университет имени В.И. Вернадского»	1,13	ПС 110 кВ Юго-Западная	2019
52	ООО «Легенда Хвыли»	1	ПС 110 кВ СТС	2020
53	ООО «Бульдер»	1	ПС 110 кВ Центр	2020
54	ООО «Спектраль-Аквастайл»	1,16	ПС 110 кВ Ялта	2020
55	ООО «ГК «Владоград»»	1,2	ПС 110 кВ Южная	2020
56	Коммандитное товарищество «Специализированное	1,06	ПС 110 кВ Центр	2020



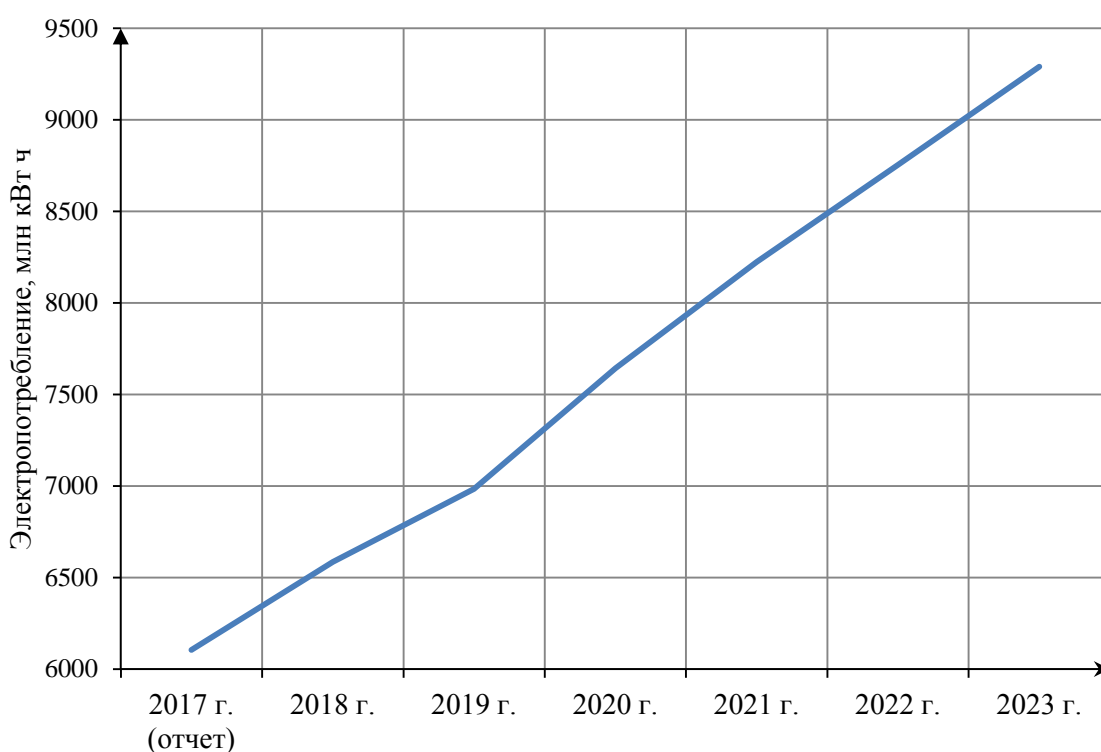
№ п/п	Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт	Ближайший центр питания	Сроки ввода
	предприятие «Югспецторг»»			
57	ООО «Инвестиционная строительная компания "ВСК-Инвест»	1	ПС 110 кВ Центр	2020
58	ФГУП «КЖД»	30	ПС 35 кВ Багерово	2020-2023
59	ФГУП «КЖД»	25	ПС 35 кВ Петрово	2020-2023
60	ФГУП «КЖД»	25	ПС 35 кВ Краснофлотская	2020-2023
61	ФГУП «КЖД»	50	ПС 330 кВ Джанкой	2020-2023
62	ФГУП «КЖД»	3,76	ПС 35 кВ Соленое озеро	2020-2023
63	ФГУП «КЖД»	36,58	ПС 220 кВ Элеваторная	2020-2023
64	ФГУП «КЖД»	18,68	ПС 110 кВ Почтовая	2020-2023
65	ФГУП «КЖД»	23,48	ПС 110 кВ Мекензиевы горы	2020-2023
66	ФГУП «КЖД»	3,57	ПС 110 кВ Яркая	2020-2023
67	ООО «Динамика»	1,21	ПС 110 кВ Марьино	2020
68	пос. Олива	1,08	ПС 110 кВ Заря	2020-2025
69	пгт. Форос	1,35	ПС 110 кВ Заря	2020-2025

В соответствии с приведенными выше данными о возможном увеличении нагрузок потребителей, в рассматриваемой перспективе наибольший прирост нагрузки энергосистемы Республики Крым прогнозируется за счет развития предприятий сельскохозяйственной, бытовой и промышленной отрасли.

В таблице 4.1.6 представлен умеренно-оптимистический вариант прогноза уровней электропотребления энергосистемы Республики Крым. На рисунке 4.1.4 приведена динамика годового электропотребления за отчетный год и на рассматриваемый прогнозный период.

**Таблица 4.1.6 – Умеренно-оптимистический вариант прогноза потребления электроэнергии энергосистемы Республики Крым**

Наименование показателей	2017 г. (отчет)	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Электропотребление, млн кВт ч	6084,86	6585,2	6984,9	7644,1	8223,9	8753,5	9290,3
Темпы прироста, %	4,1	7,3	5,7	8,6	7,1	6,1	5,8



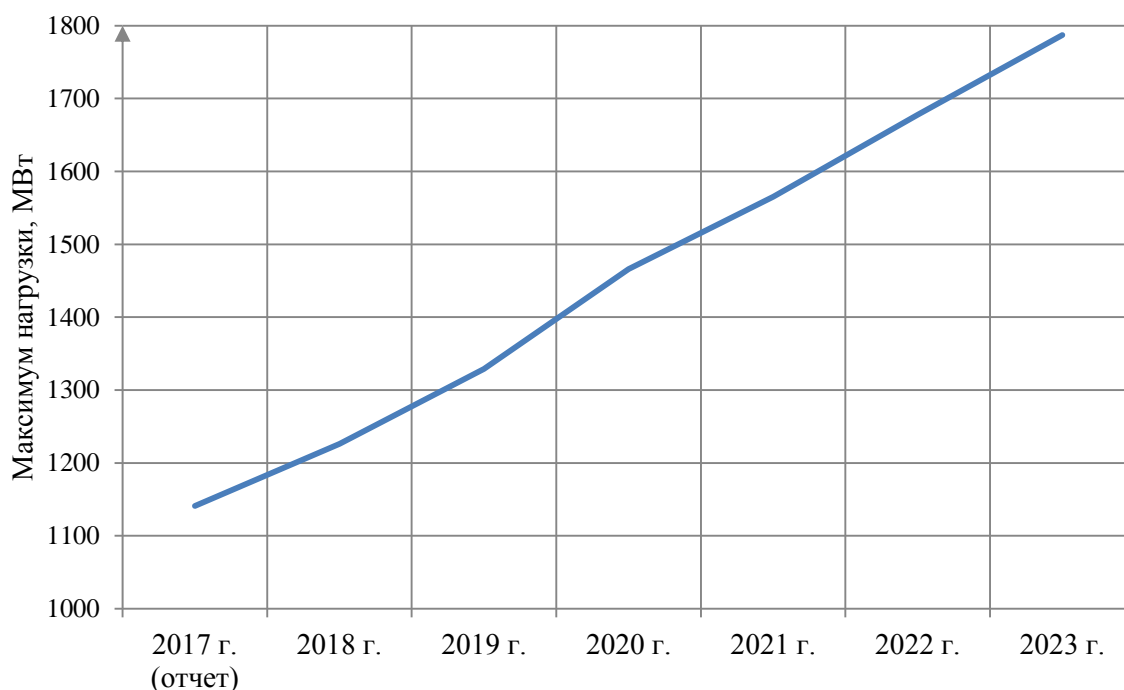
**Рисунок 4.1.4 – Умеренно-оптимистический вариант прогноза потребления электроэнергии энергосистемы Республики Крым**

К 2023 году по умеренно-оптимистическому варианту развития прогнозируется прирост потребления электроэнергии энергосистемы Республики Крым на 3185,6 млн кВт ч по отношению к уровню отчетного 2017 года, и составит 9290,3 млн кВт ч. В целом, умеренно-оптимистический прогноз электропотребления по Республике Крым на рассматриваемый перспективный период 2019 – 2023 гг. характеризуется ежегодными темпами прироста порядка 5,7 – 8,6% как показывает график, приведенный на рисунке 4.1.4.

В таблице 4.1.7 представлен прогноз годовых максимумов нагрузки энергосистемы Республики Крым по умеренно-оптимистическому варианту. На рисунке 4.1.5 приведена динамика максимумов нагрузки за отчетный год и на прогнозный период.

**Таблица 4.1.7 – Умеренно-оптимистический вариант прогноза максимума нагрузки энергосистемы Республики Крым**

Наименование показателей	2017 г. (отчет)	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Максимум нагрузки, МВт	1141	1226,3	1329,2	1465,9	1565,4	1677,6	1786,9
Темпы прироста, %	5,6	7,0	7,7	9,3	6,4	6,7	6,1



**Рисунок 4.1.5 – Умеренно-оптимистический вариант прогноза максимума нагрузки энергосистемы Республики Крым**

Максимум нагрузки энергосистемы Республики Крым по умеренно-оптимистическому варианту к 2023 году прогнозируется на уровне 1786,9 МВт, что на 645,9 МВт выше максимума нагрузки отчетного 2017 года. Существенный прирост обусловлен возможностью присоединения крупных сельскохозяйственных объектов и объектов КЖД, что соответствует умеренно-оптимистическому прогнозу развития региона в целом.

#### 4.2. Перечень основных существующих потребителей с указанием их прогнозного потребления электрической энергии и мощности

В настоящем разделе в таблице 4.2.1 приведены сводные данные о прогнозной максимальной нагрузке существующих потребителей на рассматриваемые 5 лет, предоставивших запрашиваемую информацию, в таблице 4.2.2 – прогноз потребления электрической энергии.

**Таблица 4.2.1 – Перечень существующих крупных потребителей электрической энергии с указанием прогноза максимальной нагрузки, МВт**

№п/п	Потребитель	Прогноз				
		2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	ГУП РК «Водоканал ЮБК»	7,90	н/д	н/д	н/д	н/д
2	ГУП РК «Вода Крыма»	12,47	12,53	12,55	12,57	12,59
3	ГУП РК «Крымгазсети»	2,10	2,10	2,10	2,15	2,15
4	ООО «Судостроительный завод «Залив»»	10,16	11,68	13,43	15,45	н/д
5	АО «Завод «Фиолент»	4,80	5,20	5,20	5,20	5,20
6	ГУП РК «Крымские морские порты»	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10

№п/п	Потребитель	Прогноз				
		2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
7	ГУП РК «Симферопольский комбинат хлебопродуктов»	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30
8	АО «Пивобезалкогольный комбинат «Крым»»	2,02	2,02	2,03	2,03	2,03
9	АО «Стройоборудование»	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40

**Таблица 4.2.2 – Перечень существующих крупных потребителей электрической энергии с указанием прогноза электропотребления, млн кВт·ч**

№п/п	Потребитель	Прогноз				
		2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	ГУП РК «Крымтройлейбус»	60,60	47,70	н/д	н/д	н/д
2	АО «Альминский завод строительных материалов»	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
3	ГУП РК «Водоканал ЮБК»	20,36	н/д	н/д	н/д	н/д
4	ГУП РК «Вода Крыма»	116,16	118,28	119,97	121,96	н/д
5	ГУП РК «Конструкторско-технологическое бюро «Судокомполит»»	0,64	0,66	0,68	н/д	н/д
6	ООО «Судостроительный завод «Залив»»	34,43	39,59	45,53	52,35	н/д
7	АО «Завод «Фиолент»	10,30	10,50	10,50	10,50	10,50
8	ГУП РК «Крымские морские порты»	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
9	ГУП РК «Симферопольский комбинат хлебопродуктов»	10,5	11	11	11	11
10	АО «Пивобезалкогольный комбинат «Крым»»	10,28	10,28	10,34	10,35	10,35
11	АО «Стройоборудование»	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10

#### **4.3. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Республики Крым мощностью 5 МВт и более на 5-летний период**

##### **Прогнозируемый состав генерирующих мощностей для базового варианта**

Объем планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Республики Крым для базового варианта развития на рассматриваемый перспективный период 2019-2023 гг. принят в соответствии с утвержденной «Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 гг.».

Согласно информации, приведенной в «Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 гг.», в течение 2018 года запланировано осуществить следующее изменение генерирующих мощностей (таблица 4.3.1).

**Таблица 4.3.1 – Мероприятия по изменению состава генерирующего оборудования, учитываемые в соответствии с СиПР ЕЭС России на период 2018-2024гг.**

№ п/п	Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Электростанция	Тип изменения генерирующей мощности	2018	2019	2020	2021	2022	2023
1	8 ПГУ	Сакская ТЭЦ	Ввод в работу, МВт	61					
2	9 ПГУ	Сакская ТЭЦ	Ввод в работу, МВт	61					
3	1 ПГУ КЭС	Таврическая ТЭС	Ввод в работу, МВт	235					
4	2 ПГУ КЭС	Таврическая ТЭС	Ввод в работу, МВт	235					

Таким образом, к началу рассматриваемого в прогнозном периоде 2019 года суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым составит 1576,49 МВт.

Согласно информации, приведенной в «Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 гг.», новое строительство, модернизация, выходы из эксплуатации генерирующего оборудования по энергосистеме Республики Крым на рассматриваемый перспективный период 2019-2023 гг. не предусматриваются.

#### **Прогнозируемый состав генерирующих мощностей для умеренно-оптимистического варианта**

Объем планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Республики Крым для умеренно-оптимистического варианта развития на рассматриваемый перспективный период 2019-2023 гг. принят в соответствии с информацией, предоставленной в рамках подготовки к разработке научно-исследовательской работы «Схема и программа развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 гг.». Согласно информации, приведенной в «Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 гг.» (дополнительные вводы генерирующих мощностей), на рассматриваемый перспективный период до 2023 г. рассматривается возможность увеличения установленной мощности объектов распределенной генерации на базе возобновляемых источников энергии в следующем объеме:

- Степная ВЭС 180 МВт (2023 г.);
- Восточная ВЭС 100 МВт (2020 г.);
- Присивашская ВЭС 25 МВт (2018 г.);
- Зольненская ВЭС 12,5 МВт (2023 г.).

#### **4.4. Оценка перспективной балансовой ситуации по электрической энергии и мощности**

Перспективные балансы мощности и электрической энергии сформированы с учетом информации, приведенной в предыдущих разделах, и учитывают намеченную нагрузку потребителей и прогнозируемый состав генерирующих

мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Крым на период до 2023 года.

### Оценка перспективной балансовой ситуации по электрической энергии и мощности для базового варианта

Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Республики Крым на период 2019-2023 гг. принят в соответствии с прогнозом потребления электроэнергии и мощности, соответствующим проекту «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 гг.». Перспективные балансы мощности составлены на час максимума нагрузки энергосистемы Республики Крым и приведены в таблице 4.4.1.

**Таблица 4.4.1 – Прогноз балансов мощности энергосистемы Республики Крым на собственный максимум нагрузки в соответствии с базовым вариантом развития, МВт**

Наименование показателей	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>					
Максимум нагрузки	1262	1305	1330	1368	1401
<b>ПОКРЫТИЕ</b>					
Установленная мощность	1576,49	1576,49	1576,49	1576,49	1576,49
Располагаемая мощность	778,52	778,52	778,52	778,52	778,52
<b>Сальдо перетоков ("+" дефицит - получение, "-" избыток - выдача)</b>	483,48	526,48	551,48	589,48	622,48

Как следует из таблицы 4.4.1, в рассматриваемом перспективном периоде баланс мощности энергосистемы Республики Крым складывается сбалансированным с учетом приема мощности из Севастопольского энергорайона (Балаклавская ТЭС) и ОЭС Юга по энергомосту. На протяжении рассматриваемого прогнозного периода 2019-2023 гг. величина необходимой принимаемой мощности возрастает, что обусловлено ростом нагрузки потребителей энергосистемы Республики Крым при отсутствии прогнозируемых вводов генерирующих мощностей в энергосистеме.

Покрытие максимумов нагрузки энергосистемы Республики Крым обеспечивается мощностями действующих электростанций на территории энергосистемы, за счет перетоков мощности из Севастопольского энергорайона (Балаклавская ТЭС) и соседней Кубанской энергосистемы. Величина располагаемой мощности электростанций энергосистемы Республики Крым составляет порядка 56-63% от прогнозируемого максимума нагрузки и снижена за счет установленной мощности работающих в пиковые периоды МГТЭС и ограничений на генерирующее оборудование.

Балансы электрической энергии для базового прогноза развития энергосистемы Республики Крым приведены в таблице 4.4.2.

**Таблица 4.4.2 – Прогноз балансов электроэнергии энергосистемы Республики Крым в соответствии с базовым вариантом развития, млн кВт ч**

Наименование показателей	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>					
Электропотребление	6632	6805	6987	7138	7284
<b>ПОКРЫТИЕ</b>					
Выработка	4200	4347	4456	4554	4640
<b>Прием электроэнергии из смежных энергосистем</b>	2232	2458	2531	2584	2644

Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Крым в период 2019-2023 гг. прогнозируется с приемом электроэнергии из соседних Севастопольского энергорайона (Балаклавская ТЭС) и Кубанской энергосистемы. Прием электроэнергии в 2019 г. ожидается на уровне 2432 млн кВт ч. К 2023 г. прогнозируется увеличение приема электроэнергии относительно 2019 г. на 212 млн кВт ч до величины 2644 млн кВт ч.

Выработка электростанций энергосистемы Республики Крым в период 2019-2023 гг. позволит покрыть порядка 63% потребления электроэнергии энергосистемы.

#### **Оценка перспективной балансовой ситуации по электрической энергии и мощности для умеренно-оптимистического варианта**

Перспективные балансы мощности энергосистемы Республики Крым на период 2019-2023 гг. для умеренно-оптимистического прогноза приведены в таблице 4.4.3.

**Таблица 4.4.3 – Прогноз балансов мощности энергосистемы Республики Крым на собственный максимум нагрузки в соответствии с умеренно-оптимистическим вариантом развития, МВт**

Наименование показателей	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>					
Максимум нагрузки	1329,2	1465,9	1565,4	1677,6	1786,9
<b>ПОКРЫТИЕ</b>					
Установленная мощность	1601,49	1701,49	1701,49	1701,49	1893,99
Располагаемая мощность	778,52	778,52	778,52	778,52	778,52
<b>Сальдо перетоков ("+" дефицит - получение, "-" избыток - выдача)</b>	550,68	687,38	786,88	899,08	1008,38

Как следует из таблицы 4.4.3, в рассматриваемом перспективном периоде баланс мощности при умеренно-оптимистическом прогнозе развития энергосистемы Республики Крым складывается дефицитно: требуется прием мощности из Севастопольского энергорайона (Балаклавская ТЭС) и соседней

Кубанской энергосистемы. На протяжении рассматриваемого прогнозного периода 2019-2023 гг. величина необходимой принимаемой мощности возрастает, что обусловлено ростом нагрузки потребителей энергосистемы Республики Крым.

Перспективные балансы электрической энергии для умеренно-оптимистического прогноза развития энергосистемы Республики Крым приведены в таблице 4.4.4.

**Таблица 4.4.4 – Прогноз балансов электроэнергии энергосистемы Республики Крым в соответствии с умеренно-оптимистическим вариантом развития, млн кВт ч**

Наименование показателей	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>					
Электропотребление	6985	7644	8224	8754	9290
<b>ПОКРЫТИЕ</b>					
Выработка	4200	4455	4875	5245	5583
<b>Прием электроэнергии из смежных энергосистем</b>	2785	3189	3349	3509	3707

Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Крым в период 2019-2023 гг. прогнозируется с приемом электроэнергии из соседних Севастопольского энергорайона (Балаклавская ТЭС) и Кубанской энергосистемы. Прием электроэнергии в 2019 г. ожидается на уровне 2785 млн кВт ч. К 2023 г. прогнозируется увеличение приема электроэнергии относительно 2019 г. на 922 млн кВт ч до величины 3707 млн кВт ч, что обусловлено ростом нагрузки энергосистемы.

Выработка электростанций энергосистемы Республики Крым в период 2019-2023 гг. позволит покрыть порядка 50-60% потребления электроэнергии энергосистемы.

#### **Оценка перспективной балансовой ситуации по электрической мощности для базового и умеренно-оптимистического варианта в целом по энергосистеме Республики Крым и г. Севастополь**

В настоящем разделе приведена информация в целом по перспективной балансовой ситуации энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь в целях определения потребности Крымского полуострова в дополнительной необходимости развития генерирующих мощностей с учетом пропускной способности энергомаста Кубань – Крым.

Перспективный баланс электрической мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь для базового варианта приведен в таблице 4.4.5.



**Таблица 4.4.5 –Перспективный баланс мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь для базового варианта, МВт**

№п/п	Наименование показателей	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>						
<b>1</b>	<b>Суммарное потребление энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь, в т.ч.:</b>	<b>1591</b>	<b>1640</b>	<b>1667</b>	<b>1707</b>	<b>1742</b>
1.1.	Потребление энергосистемы Республики Крым	1262	1305	1330	1368	1401
1.2.	Потребление энергорайона г. Севастополь	329	335	337	339	341
<b>ПОКРЫТИЕ</b>						
<b>2</b>	<b>Обеспечение покрытия спроса энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь</b>					
	<b>Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь, в т.ч.:</b>	<b>2242,45</b>	<b>2242,45</b>	<b>2242,45</b>	<b>2242,45</b>	<b>2242,45</b>
	<b>Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым</b>	<b>1576,49</b>	<b>1576,49</b>	<b>1576,49</b>	<b>1576,49</b>	<b>1576,49</b>
2.1.1.1	Симферопольская ТЭЦ	86	86	86	86	86
2.1.1.2	Камыш-Бурунская ТЭЦ	30	30	30	30	30
2.1.1.3	Сакская ТЭЦ	149,4	149,4	149,4	149,4	149,4
2.1.1.4	Таврическая ТЭС	499,12	499,12	499,12	499,12	499,12
2.1.1.5	Симферопольская МГТЭС	135	135	135	135	135
2.1.1.6	Западно-Крымская МГТЭС	131,8	131,8	131,8	131,8	131,8
2.1.1.7	Сакская ВЭС	20,83	20,83	20,83	20,83	20,83
2.1.1.8	Тарханкутская ВЭС	22,45	22,45	22,45	22,45	22,45
2.1.1.9	Донузлавская ВЭС	6,77	6,77	6,77	6,77	6,77
2.1.1.10	Судакская ВЭС	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76
2.1.1.11	Восточно-Крымская (Акташская) ВЭС	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81
2.1.1.12	Пресноводненская ВЭС	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
2.1.1.13	Останинская ВЭС	24,55	24,55	24,55	24,55	24,55
2.1.1.14	СЭС Николаевка	69,7	69,7	69,7	69,7	69,7
2.1.1.15	СЭС Перово (ПС 110 кВ Таврия)	105,58	105,58	105,58	105,58	105,58

№п/п	Наименование показателей	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
2.1.1.16	СЭС Охотниково	82,66	82,66	82,66	82,66	82,66
2.1.1.17	СЭС Митяево (ПС 110 кВ Митяево)	31,55	31,55	31,55	31,55	31,55
2.1.1.18	СЭС Родниковое (ПС 110 кВ Родниковая)	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
2.1.1.19	ТЭЦ Крымский содовый завод	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
2.1.1.20	ТЭЦ Крымский Титан	18	18	18	18	18
2.1.1.21	РИСЭ	121,21	121,21	121,21	121,21	121,21
	<b>Установленная мощность электростанций энергорайона г. Севастополь</b>	<b>665,96</b>	<b>665,96</b>	<b>665,96</b>	<b>665,96</b>	<b>665,96</b>
2.1.2.1	Севастопольская ТЭЦ	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5
2.1.2.2	Балаклавская ТЭС	499,12	499,12	499,12	499,12	499,12
2.1.2.3	Севастопольская МГТЭС	129,3	129,3	129,3	129,3	129,3
2.1.2.4	С. Энерджи – Севастополь	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04
	<b>Располагаемая мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь, в т.ч.:</b>	<b>1303,49</b>	<b>1303,49</b>	<b>1303,49</b>	<b>1303,49</b>	<b>1303,49</b>
	<b>Располагаемая мощность электростанций энергосистемы Республики Крым</b>	<b>778,52</b>	<b>778,52</b>	<b>778,52</b>	<b>778,52</b>	<b>778,52</b>
2.2.1.1	Симферопольская ТЭЦ	86	86	86	86	86
2.2.1.2	Камыш-Бурунская ТЭЦ	18	18	18	18	18
2.2.1.3	Сакская ТЭЦ	137	137	137	137	137
2.2.1.4	Таврическая ТЭС	499,12	499,12	499,12	499,12	499,12
2.2.1.5	Симферопольская МГТЭС	0	0	0	0	0
2.2.1.6	Западно-Крымская МГТЭС	0	0	0	0	0
2.2.1.7	Сакская ВЭС	0	0	0	0	0
2.2.1.8	Тарханкутская ВЭС	0	0	0	0	0
2.2.1.9	Донузлавская ВЭС	0	0	0	0	0
2.2.1.10	Судакская ВЭС	0	0	0	0	0
2.2.1.11	Восточно-Крымская (Акташская) ВЭС	0	0	0	0	0
2.2.1.12	Пресноводненская ВЭС	0	0	0	0	0
2.2.1.13	Останинская ВЭС	0	0	0	0	0
2.2.1.14	СЭС Николаевка	0	0	0	0	0

№п/п	Наименование показателей	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
2.2.1.15	СЭС Перово (ПС 110 кВ Таврия)	0	0	0	0	0
2.2.1.16	СЭС Охотниково	0	0	0	0	0
2.2.1.17	СЭС Митяево (ПС 110 кВ Митяево)	0	0	0	0	0
2.2.1.18	СЭС Родниковое (ПС 110 кВ Родниковая)	0	0	0	0	0
2.2.1.19	ТЭЦ Крымский содовый завод	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
2.2.1.20	ТЭЦ Крымский Титан	18	18	18	18	18
2.2.1.21	РИСЭ	0	0	0	0	0
	<b>Располагаемая мощность электростанций энергорайона г. Севастополь</b>	<b>524,97</b>	<b>524,97</b>	<b>524,97</b>	<b>524,97</b>	<b>524,97</b>
2.2.2.1	Севастопольская ТЭЦ	25,85	25,85	25,85	25,85	25,85
2.2.2.2	Балаклавская ТЭС	499,12	499,12	499,12	499,12	499,12
2.2.2.3	Севастопольская МГТЭС	0	0	0	0	0
2.2.2.4	С. Энерджи – Севастополь	0	0	0	0	0
	<b>МДП в сечении «ОЭС ЮГА – КРЫМ»</b>	<b>790</b>	<b>790</b>	<b>790</b>	<b>790</b>	<b>790</b>
3	<b>Дефицит (-)/избыток (+) (с учетом отключенного состояния (в т.ч., вывод в ремонт/резерв) одного энергоблока ПГУ 249,56 МВт)</b>	<b>252,93</b>	<b>203,93</b>	<b>176,93</b>	<b>136,93</b>	<b>101,93</b>

Таким образом, на весь рассматриваемый перспективный период, с учетом прогноза развития энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь по базовому сценарию, пропускной способности энергомоста Кубань– Крым и собственных генерирующих мощностей в энергосистеме достаточно для покрытия максимумов прогнозируемых нагрузок, с учетом вывода в резерв или ремонт одного энергоблока на Таврической или Балаклавской ТЭС мощностью 249,56 МВт.

Перспективный баланс электрической мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь для умеренно-оптимистического варианта приведен в таблице 4.4.6.

**Таблица 4.4.6 –Перспективный баланс мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь для умеренно-оптимистического варианта, МВт**

№п/п	Наименование показателей	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>						
<b>1</b>	<b>Суммарное потребление энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь, в т.ч.:</b>	<b>1685</b>	<b>1837</b>	<b>1945</b>	<b>2065</b>	<b>2181</b>
1.1.	Потребление энергосистемы Республики Крым	1329	1466	1565	1678	1787
1.2.	Потребление энергорайона г. Севастополь	356	371	380	387	394
<b>ПОКРЫТИЕ</b>						
<b>2</b>	<b>Обеспечение покрытия спроса энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь</b>					
	<b>Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь, в т.ч.:</b>	<b>2267,45</b>	<b>2367,45</b>	<b>2367,45</b>	<b>2367,45</b>	<b>2559,95</b>
	<b>Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым</b>	<b>1601,49</b>	<b>1701,49</b>	<b>1701,49</b>	<b>1701,49</b>	<b>1893,99</b>
2.1.1.1	Симферопольская ТЭЦ	86	86	86	86	86
2.1.1.2	Камыш-Бурунская ТЭЦ	30	30	30	30	30
2.1.1.3	Сакская ТЭЦ	149,4	149,4	149,4	149,4	149,4
2.1.1.4	Таврическая ТЭС	499,12	499,12	499,12	499,12	499,12
2.1.1.5	Симферопольская МГТЭС	135	135	135	135	135
2.1.1.6	Западно-Крымская МГТЭС	131,8	131,8	131,8	131,8	131,8
2.1.1.7	Сакская ВЭС	20,83	20,83	20,83	20,83	20,83
2.1.1.8	Тарханкутская ВЭС	22,45	22,45	22,45	22,45	22,45
2.1.1.9	Донузлавская ВЭС	6,77	6,77	6,77	6,77	6,77
2.1.1.10	Судакская ВЭС	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76
2.1.1.11	Восточно-Крымская (Акташская) ВЭС	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81
2.1.1.12	Пресноводненская ВЭС	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
2.1.1.13	Останинская ВЭС	24,55	24,55	24,55	24,55	24,55
2.1.1.14	Присивашская ВЭС	25	25	25	25	25

№п/п	Наименование показателей	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
2.1.1.15	Восточная ВЭС	-	100	100	100	100
2.1.1.16	Степная ВЭС	-	-	-	-	180
2.1.1.17	Зольненская ВЭС	-	-	-	-	12,5
2.1.1.18	СЭС Николаевка	69,7	69,7	69,7	69,7	69,7
2.1.1.19	СЭС Перово (ПС 110 кВ Таврия)	105,58	105,58	105,58	105,58	105,58
2.1.1.20	СЭС Охотниково	82,66	82,66	82,66	82,66	82,66
2.1.1.21	СЭС Митяево (ПС 110 кВ Митяево)	31,55	31,55	31,55	31,55	31,55
2.1.1.22	СЭС Родниковое (ПС 110 кВ Родниковая)	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
2.1.1.23	ТЭЦ Крымский содовый завод	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
2.1.1.24	ТЭЦ Крымский Титан	18	18	18	18	18
2.1.1.25	РИСЭ	121,21	121,21	121,21	121,21	121,21
	<b>Установленная мощность электростанций энергорайона г. Севастополь</b>	<b>665,96</b>	<b>665,96</b>	<b>665,96</b>	<b>665,96</b>	<b>665,96</b>
2.1.2.1	Севастопольская ТЭЦ	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5
2.1.2.2	Балаклавская ТЭС	499,12	499,12	499,12	499,12	499,12
2.1.2.3	Севастопольская МГТЭС	129,3	129,3	129,3	129,3	129,3
2.1.2.4	С. Энерджи – Севастополь	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04
	<b>Располагаемая мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь, в т.ч.:</b>	<b>1303,49</b>	<b>1303,49</b>	<b>1303,49</b>	<b>1303,49</b>	<b>1303,49</b>
	<b>Располагаемая мощность электростанций энергосистемы Республики Крым</b>	<b>778,52</b>	<b>778,52</b>	<b>778,52</b>	<b>778,52</b>	<b>778,52</b>
2.2.1.1	Симферопольская ТЭЦ	86	86	86	86	86
2.2.1.2	Камыш-Бурунская ТЭЦ	18	18	18	18	18
2.2.1.3	Сакская ТЭЦ	137	137	137	137	137
2.2.1.4	Таврическая ТЭС	499,12	499,12	499,12	499,12	499,12
2.2.1.5	Симферопольская МГТЭС	0	0	0	0	0
2.2.1.6	Западно-Крымская МГТЭС	0	0	0	0	0
2.2.1.7	Сакская ВЭС	0	0	0	0	0
2.2.1.8	Тарханкутская ВЭС	0	0	0	0	0

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№п/п	Наименование показателей	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
2.2.1.9	Донузлавская ВЭС	0	0	0	0	0
2.2.1.10	Судакская ВЭС	0	0	0	0	0
2.2.1.11	Восточно-Крымская (Акташская) ВЭС	0	0	0	0	0
2.2.1.12	Пресноводненская ВЭС	0	0	0	0	0
2.2.1.13	Останинская ВЭС	0	0	0	0	0
2.2.1.14	Присивашская ВЭС	0	0	0	0	0
2.2.1.15	Восточная ВЭС	-	0	0	0	0
2.2.1.16	Степная ВЭС	-	-	-	-	0
2.2.1.17	Зольненская ВЭС	-	-	-	-	0
2.2.1.18	СЭС Николаевка	0	0	0	0	0
2.2.1.19	СЭС Перово (ПС 110 кВ Таврия)	0	0	0	0	0
2.2.1.20	СЭС Охотниково	0	0	0	0	0
2.2.1.21	СЭС Митяево (ПС 110 кВ Митяево)	0	0	0	0	0
2.2.1.22	СЭС Родниковое (ПС 110 кВ Родниковая)	0	0	0	0	0
2.2.1.23	ТЭЦ Крымский содовый завод	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
2.2.1.24	ТЭЦ Крымский Титан	18	18	18	18	18
2.2.1.25	РИСЭ	0	0	0	0	0
	<b>Располагаемая мощность электростанций энергорайона г. Севастополь</b>	<b>524,97</b>	<b>524,97</b>	<b>524,97</b>	<b>524,97</b>	<b>524,97</b>
2.2.2.1	Севастопольская ТЭЦ	25,85	25,85	25,85	25,85	25,85
2.2.2.2	Балаклавская ТЭС	499,12	499,12	499,12	499,12	499,12
2.2.2.3	Севастопольская МГТЭС	0	0	0	0	0
2.2.2.4	С. Энерджи – Севастополь	0	0	0	0	0
	<b>МДП в сечении «ОЭС ЮГА – КРЫМ»</b>	<b>790</b>	<b>790</b>	<b>790</b>	<b>790</b>	<b>790</b>
3	Дефицит (-)/избыток (+) (с учетом отключенного состояния (в т.ч., вывод в ремонт/резерв) одного энергоблока ПГУ 249,56 МВт)	<b>159</b>	<b>7,03</b>	<b>-101,17</b>	<b>-220,77</b>	<b>-337,07</b>

Таким образом, при реализации умеренно-оптимистического варианта развития энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь с 2021 года выявлен непокрываемый дефицит электрической мощности. С учетом пропускной способности энергомоста Кубань – Крым, обеспечения резерва мощности одним энергоблоком Таврической или Балаклавской ТЭС в объеме 249,56 МВт требуется обеспечить ввод дополнительных источников генерации на полуострове.

В целях определения районов размещения дополнительных генерирующих мощностей рассмотрим приросты нагрузок согласно умеренно-оптимистическому варианту развития по энергоузлам энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь. Графически информация приведена на рисунке 4.4.1.



Рисунок 4.4.1 – Территориальный анализ приростов нагрузки в рамках умеренно-оптимистического прогноза



Таким образом, в рамках умеренно-оптимистического прогноза развития энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь наибольший прирост нагрузок прогнозируется в энергорайоне г. Севастополь, Феодосийско-Керческом и Центральном энергоузлах.

В целях обеспечения покрытия прогнозируемых нагрузок, учитывая пропускную способность энергомоста Крым – Кубань и основываясь на территориальной структуре приростов мощности предлагается:

1. Обеспечить ввод генерирующих мощностей в энергорайоне г. Севастополь в объеме 50 МВт в 2021 г. и еще 50 МВт в 2023г. (всего 100 МВт в рассматриваемом перспективном периоде).
2. Обеспечить ввод генерирующих мощностей в Центральном энергоузле в объеме 50 МВт в 2021 г. и еще 100 МВт в 2022 г. (всего 150 МВт в рассматриваемом перспективном периоде).
3. Обеспечить ввод генерирующих мощностей в Феодосийско-Керченском энергоузле в районе ПС 220 кВ Камыш-Бурун в объеме 100 МВт в 2022 г.

#### **4.5. Прогноз развития энергетики Республики Крым на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и местных видов топлива**

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) – источники постоянно действующих или периодически возникающих процессов в природе, а также жизненном цикле растительного и животного мира и жизнедеятельности человека. К возобновляемым источникам энергии относятся: солнечная энергия, энергия ветра, гидроэнергия, геотермальная энергия, энергия приливов, биомасса, низкопотенциальное тепло различных сред (воды, воздуха, грунта и др.).

Применение возобновляемых источников энергии позволяет:

- вытеснить некоторую часть органического топлива и ослабить зависимость от внешних его поставок;
- снизить себестоимость производства энергии (без учета первоначальных затрат);
- сократить объемы бюджетных дотаций на энергоснабжение малых населенных пунктов;
- уменьшить негативное влияние энергетики на природную среду;
- создать дополнительный стимул для развития высоких технологий в России;
- улучшить комфортность проживания на территории.

Тем не менее, высокие капитальные затраты на сооружение электростанций, основанных на ВИЭ, вероятностный характер генерации и низкое значение показателя использования установленной мощности не позволяют полностью заменить эксплуатируемые в настоящее время источники энергии.

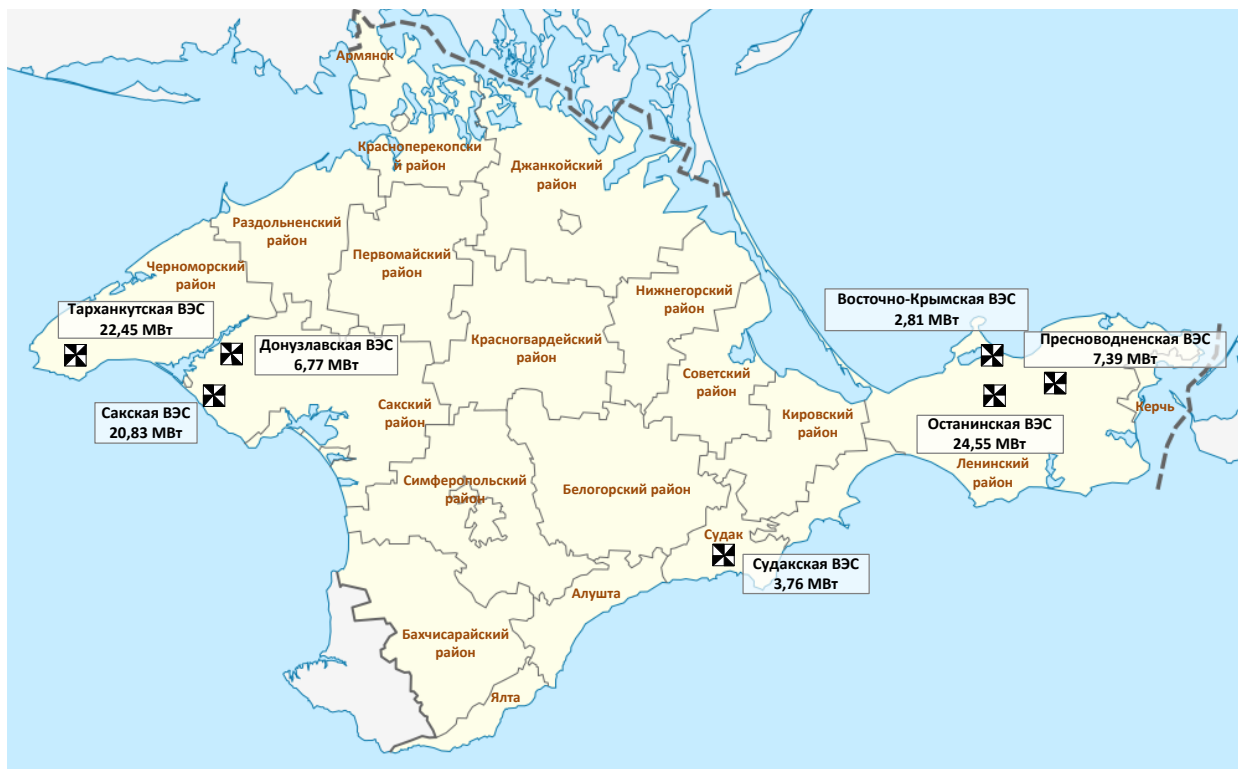
## Ветроэнергетика

Ветроэнергетика в Республике Крым представлена семью ветроэлектростанциями суммарной установленной мощностью 88,563 МВт. Сводная информация по ветроэлектростанциям Республики Крым представлена в таблице 4.5.1.

**Таблица 4.5.1 – Ветроэлектростанции Республики Крым**

№	Электростанция	Установленная мощность, МВт	Год ввода в работу
1	Сакская ВЭС	20,83	-
1.1	Мирновская ВЭС	18,46	2006
1.2	Воробьевский участок	2,37	2005
2	Тарханкутская ВЭС	22,45	-
2.1	Черноморский уч-к	1,20	2008
2.2	Тарханкутский уч-к	21,25	2005
3	Донузлавская ВЭС	6,77	-
3.1	Донузлавская уч-к	6,77	2007
4	Судакская ВЭС	3,76	2005
5	Восточно-Крымская (Акташская) ВЭС	2,81	2007
6	Пресноводненская ВЭС	7,39	2006
7	Останинская ВЭС ООО «Ветряной парк Керченский»	24,55	2013
	<b>Итого</b>	<b>88,563</b>	

Географическое расположение ветроэлектростанций показано на рисунке 4.5.1



**Рисунок 4.5.1 – Месторасположение ВЭС на территории Республики Крым**

На рисунке 4.5.1 показано, что существующие ВЭС установлены в Восточной, Западной и Юго-Западной части Крымского полуострова, что обусловлено направлением ветра. В течение года в Республике Крым преобладают ветры Северо-Восточного, Юго-Западного и Северо-Западного направлений. Зимой повторяемость Северо-Восточных ветров составляет 45%, Юго-Западных — 25%, Южных — до 20%. В течение поздней осени и зимы нередко очень сильные Северо-Восточные ветры продолжаются порядка 270-325 часов в месяц.

Установка ветрогенераторов экономически целесообразна со средней скоростью ветра от 3 м/с. Показания средней скорости ветра на высоте 10-12 метров по данным метеостанций Республики Крым, рассчитанной за период с октября 2005 г. по октябрь 2018 г., представлены на рисунке 4.5.2. Информация основана на данных интернет-портала [rp5.ru](http://rp5.ru) (ООО «Расписание Погоды»).



**Рисунок 4.5.2 – Средняя скорость ветра по данным метеостанций Республики Крым за период с октября 2005 г. по октябрь 2018 г.**

Как показано на рисунке 4.5.2, территории с наиболее высоким показателем ветроэнергетического потенциала Республики Крым располагаются в большей степени в прибрежной зоне Крымского полуострова: Северное, Северо-Западное, Восточное и Юго-Западное побережья.

Изучение данных, приведенных на рисунке 4.5.2 о среднегодовых скоростях ветра территорий Республики Крым показало, что города: Армянск, Евпатория, Керчь, Саки, Судак, а также территории районов: Ленинского, Раздольненского, Сакского, Советского, Кировского, Черноморского и территория

горной местности Ай-Петри имеют потенциал, необходимый для работы ветрогенерирующих установок.

Сводная информация с примерами территорий, которые имеют высокий потенциал для внедрения ветровой генерации, и данными среднесуточной скорости ветра приведена в таблице 4.5.2.

**Таблица 4.5.2 - Скорость ветра на территориях с высоким потенциалом внедрения ветрогенерации**

п/п	Населенный пункт	Метеостанция	Количество наблюдений	Скорость ветра, м/с	
				Среднее значение	Максимальное значение
<b>Города республиканского значения</b>					
1	г. Армянск	Приморское	21 687	4,2	24
2	г. Евпатория	Евпатория	25 652	4,3	25
3	г. Керчь	Керчь	38 001	4,3	20
4	г. Саки	Евпатория	25 652	4,3	25
5	г. Судак	Курортное	24 476	3,8	40
<b>Районы Республики Крым</b>					
<b>Кировский район</b>					
6	пгт. Кировское	Владивласовка	24 544	3,4	45
7	г. Старый Крым	Курортное	24 449	3,8	40
8	с. Абрикосовка				
9	с. Рисовое				
<b>Ленинский район</b>					
10	г. Щелкино	Мысовое	24 561	5,3	30
11	пгт. Ленино				
12	пгт. Багерово	Керчь	37 946	4,3	20
<b>Нижегородский район</b>					
13	пгт. Нижегородский	Нижегородский	24 547	3,4	49
<b>Раздольненский район</b>					
14	пгт. Раздольное	Крым	23 376	3,4	41
15	с. Огни				
16	пгт. Новосельное	Евпатория	25 652	4,3	25
<b>Сакский район</b>					
17	пгт. Новofедоровка	Евпатория	25 652	4,3	25
18	с. Приветное				
<b>Симферопольский район</b>					
19	с. Комсомольское	Симферополь (аэропорт)	37 650	4,6	23
<b>Советский район</b>					
20	пгт. Советский	Нижегородский	24 547	3,4	49
<b>Черноморский район</b>					
21	пгт. Черноморское	Черноморское	37 882	4,2	34
22	с. Северное				
<b>Ялта</b>					
23	Ай-Петри	Ай-Петри	30 220	3,7	28

В соответствии с информацией, полученной от ООО «Ветряной парк Степной», ООО «Ветряной парк Керченский», ООО «Ветряной парк Присивашский», ООО «Ветряной парк Сакский», ГУП РК «Крымские генерирующие системы» на территориях, благоприятных для внедрения ветровой генерации, в перспективе планируется развитие ветровой энергетики путем строительства новых и реконструкции существующих ВЭС. Сроки возможного ввода ВЭС уточнены на основании информации собственников и могут отличаться от этапов набора нагрузки, принятых в разделе «дополнительные вводы генерирующих объектов» СиПР ЕЭС на 2018-2024 гг.

Данные по ВЭС, которые предположительно могут быть введены в эксплуатацию на территории Республики Крым, представлены в таблице 4.5.3. Предполагаемое месторасположение данных ВЭС отражено на рисунке 4.5.3.

**Таблица 4.5.3 – Информация по возможным перспективным ВЭС на территории Республики Крым**

Собственники объекта генерации	Наименование электростанции	Установленная мощность, МВт	Возможный срок выполнения мероприятия
ООО «Ветряной парк Степной»	Степная ВЭС	1 этап 120	30.06.2020
		2 этап 60	28.03.2021
		3 этап 60	31.12.2021
		4 этап 42	30.06.2022
		<b>Итого 282</b>	
ООО «Ветряной парк Керченский»	Восточная ВЭС	1 этап 25	31.12.2019
		2 этап 25	30.06.2020
		3 этап 25	31.12.2021
		4 этап 25	30.06.2022
		<b>Итого 100</b>	
ООО «Ветряной парк Присивашский»	Присивашская ВЭС	<b>Итого 25</b>	31.12.2019
ООО «Ветряной парк Сакский»	Зольненская ВЭС	<b>Итого 12,5</b>	31.12.2022
ГУП РК «КГС»	Джанкойская ВЭС	1 этап 10	31.12.2020
		2 этап 15	31.12.2021
		3 этап 25	31.12.2022
		4 этап 50	21.12.2023
		<b>Итого 100</b>	
	Восточно-Крымская ВЭС	1 этап 2,5	31.12.2020
		2 этап 5	31.12.2021
		3 этап 5	31.12.2022
		4 этап 5	21.12.2023
<b>Итого 17,5</b>			

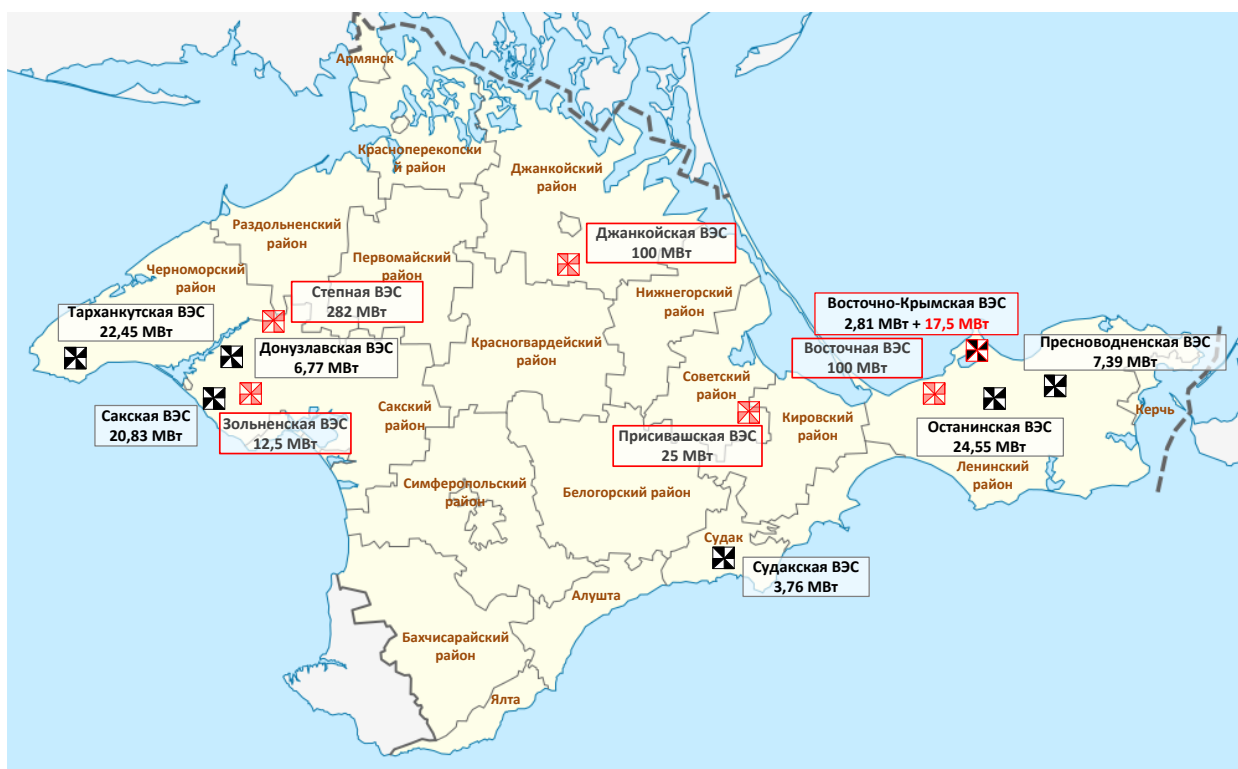


Рисунок 4.5.3 – Предполагаемое месторасположение возможных ВЭС

### Солнечная энергетика

Солнечная энергетика в Республике Крым представлена пятью солнечными электростанциями суммарной установленной мощностью 296,98 МВт. Сводная информация по СЭС Республики Крым представлена в таблице 4.5.4.

Географическое расположение СЭС показано на рисунке 4.54.

Таблица 4.5.4 – Солнечные электростанции Республики Крым

№	Электростанция	Установленная мощность	Год ввода в работу
1	<b>СЭС Николаевка</b>	<b>69,7</b>	
	ООО «Капелла Солар» ООО «Юпитер Солар» ООО «Орион Солар»	69,7	2015
2	<b>СЭС Перово</b>	<b>105,58</b>	
	ООО «Альфа Солар»	20,05	2011
	ООО «Бета Солар»	22,15	2011
	ООО «Зета Солар»	21,55	2011
	АО «Дельта Солар»	20,85	2011
	ООО «Гамма Солар»	20,98	2011
3	<b>СЭС Охотниково</b>	<b>82,66</b>	
	ООО «Омао Солар»	21,46	2011
	ООО «Осприй Солар»	20,33	2011
	ООО «Ориол Солар»	19,64	2011
	ООО «Оузил Солар»	21,23	2011
4	<b>СЭС Митяево (ПС 110 кВ Митяево)</b>	<b>31,55</b>	

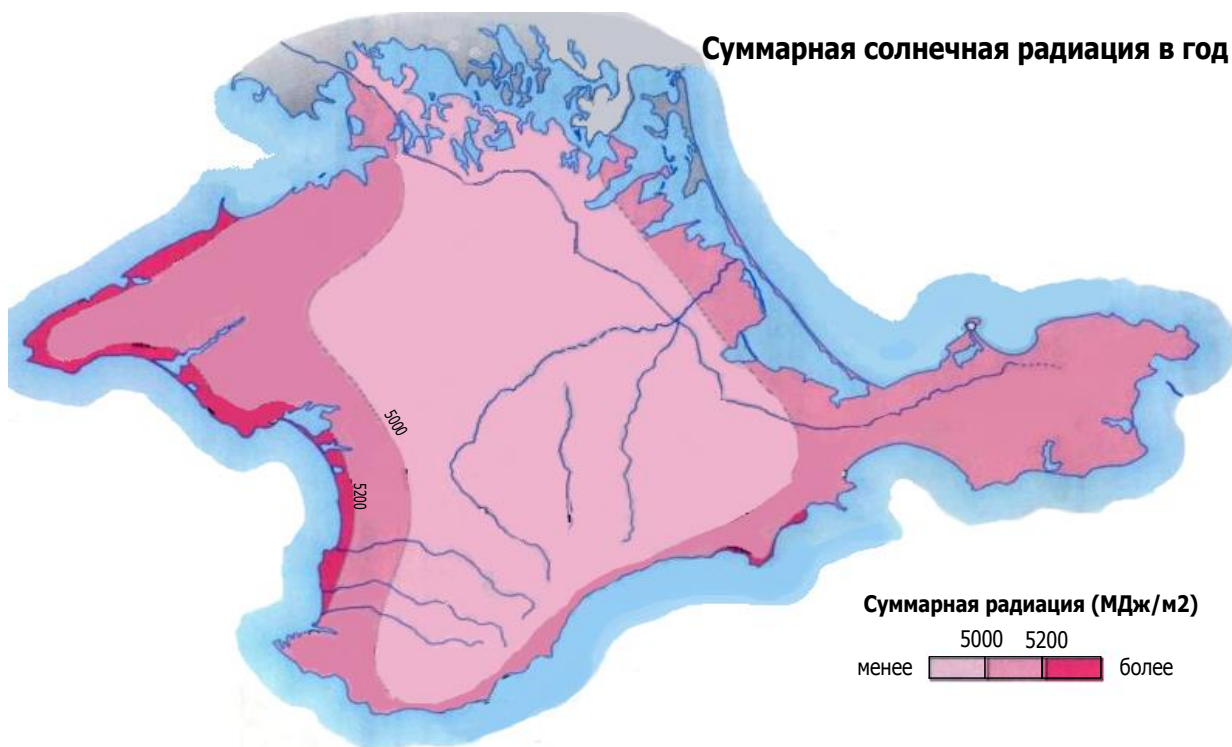
№	Электростанция	Установленная мощность	Год ввода в работу
	АО «ОУЛ Солар»	31,55	2012
<b>5</b>	<b>СЭС Родниковое (ПС 110 кВ Родниковое)</b>	<b>7,50</b>	
	ООО «Краймиа Солар 1»	1,00	2010
	ООО «Краймиа Солар 2»	1,50	2010
	ООО «Краймиа Солар 3»	1,50	2010
	ООО «Краймиа Солар 4»	1,50	2010
	ООО «Краймиа Солар 5»	2,00	2010



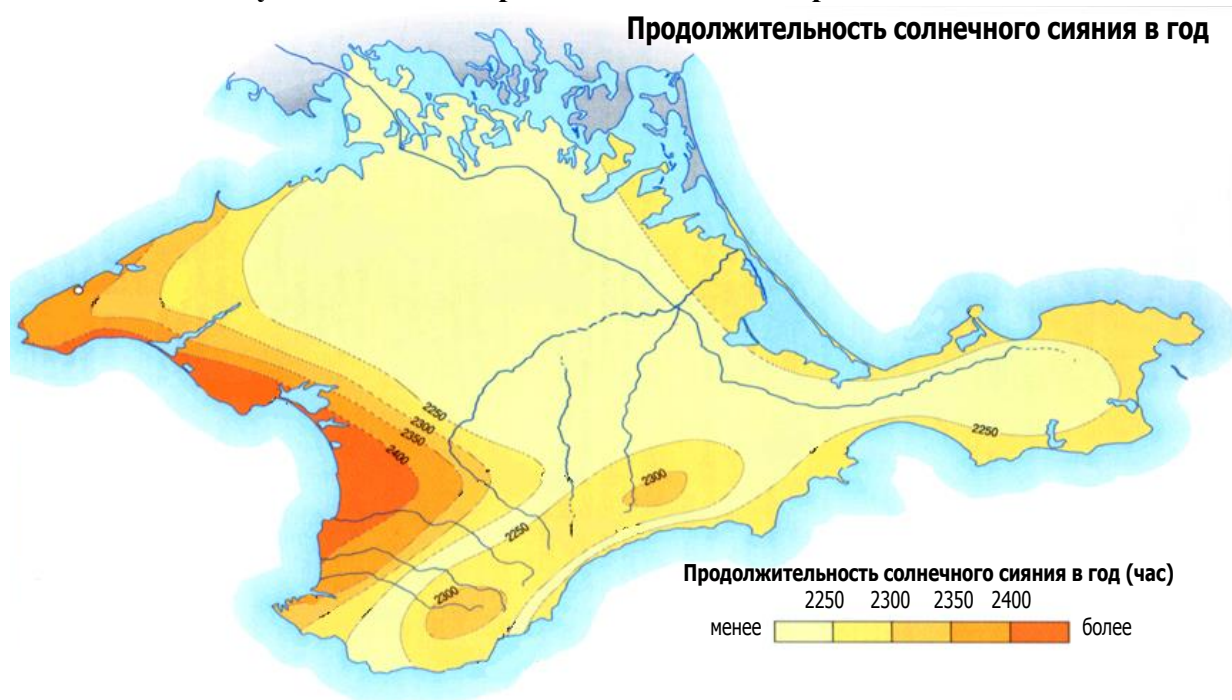
**Рисунок 4.5.4 – Месторасположение СЭС на территории Республики Крым**

Установка солнечных электростанций экономически эффективна в том случае, если число часов солнечного сияния на рассматриваемой территории не ниже 2000 в год, а интенсивность поступления солнечного света составляет не менее 5000 МДж/м<sup>2</sup>.

Распределение солнечной радиации и продолжительность солнечного сияния на территории Республики Крым показана на рисунках 4.5.5 – 4.5.6.



**Рисунок 4.5.5 – Распределение солнечной радиации в год**



**Рисунок 4.5.6 – Продолжительность солнечного сияния в год**

Как видно из приведенных выше рисунков, практически на всей территории Республики Крым солнечная радиация распределяется равномерно. В течение года солнце светит на Керченском полуострове и на Южном берегу в пределах 2250-2300 часов, в равнинном Крыму 2250 часов, в западной части Республики Крым в



диапазоне 2250-2400 и более часов в год. Таким образом, в среднем за год в Крыму солнце светит 5-7 часов в сутки.

Изучение информации, представленной на рисунках 4.5.5 – 4.5.6 о распределении солнечной радиации и продолжительности солнечного сияния в год на территории Республики Крым показало, что данная территория является экономически целесообразной для развития солнечной генерации, особенно на Западных и Юго-Западных территориях Крымского полуострова.

В соответствии с информацией, полученной от ООО «ПАУЭР СЕРВИСЕЗ» в перспективе возможна реализация объекта альтернативной энергетики «Строительство солнечной электрической станции (СЭС) «Владиславовка»» на территории Владиславовского сельского поселения Кировского района Республики Крым. Фактически СЭС «Владиславовка» представляет из себя объект, который состоит из пяти СЭС, принадлежащих следующим юридическим лицам:

- ООО «Калипсо Солар» (25 МВт);
- ООО «Леннет Солар» (20 МВт);
- ООО «Бора Солар» (25 МВт);
- ООО «Канари Солар» (20 МВт);
- ООО «Кларион Солар» (20 МВт).

Сводные данные по СЭС Владиславовка, которая предположительно может быть введена в эксплуатацию на территории Республики Крым, представлены в таблице 4.5.5, её предполагаемое месторасположение отражено на рисунке 4.5.7.

**Таблица 4.5.5 – Информация по предположительному вводу СЭС на территории Республики Крым**

Собственники объекта генерации	Наименование электростанции	Установленная мощность, МВт	Планируемый срок выполнения мероприятия
ООО «ПАУЭР СЕРВИСЕЗ»	СЭС Владиславовка	110	2020



**Рисунок 4.5.7 – Предполагаемое месторасположение возможной СЭС Владивласовка**

Реализация объекта строительства СЭС «Владиславовка» установленной мощностью 110 МВт была начата в 2015 г. Были смонтированы и оформлены солнечные панели, сумматорные шкафы постоянного тока, инверторные станции. Однако, принадлежание ООО «Калипсо Солар» ПС 220 кВ Владиславовка и ВЛ 220 кВ, предусмотренные проектно-сметной документацией для обеспечения выдачи мощности указанной СЭС в энергосистему Республики Крым, построены не были. Отсутствие указанных объектов не позволяет выполнить пуско-наладочные работы на смонтированном оборудовании и передавать выработанную электроэнергию в энергосистему Республики Крым.

В настоящее время выполняется подготовка заявки на технологическое присоединение повышающей ПС 10/220 кВ Владиславовка к шинам 220 кВ ПС 220 кВ Кафа в адрес Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга с целью обеспечения возможности выдачи мощности и электрической энергии в энергосистему Республики Крым в 2020 году.

Дополнительно, согласно информации ООО «Пауэр Сервисез», на территории Республики Крым возможна реализация инвестиционных проектов по строительству объектов распределенной генерации на основе возобновляемых источников энергии по следующим объектам:

- ЙОГА ПИВИ – 3,1 МВт (Республика Крым, р-н Сакский, за границами населенных пунктов Ивановского сельского совета), предполагаемое место технологического присоединения ПС 110/35/10 кВ Жаворонки, РУ-10 кВ;

- ЙОТА СОЛАР – 9,1 МВт (р-н Джанкойский, за границами населенных пунктов Пахаревского сельского совета), предполагаемое место технологического присоединения ПС 110/35/10 кВ Выпасное, РУ-10 кВ;
- ЛЯМБДА ПИВИ – 9,1 МВт (р-н Сакский, за границами населенных пунктов Крайненского сельского совета), предполагаемое место технологического присоединения ПС 110/35/10 кВ Крайняя, РУ-10 кВ;
- ОМЕГА ПИВИ – 16,4 МВт (р-н Первомайский, за границами населенных пунктов Островского сельского совета), предполагаемое место технологического присоединения ПС 330/110/35 кВ Островская, РУ-35 кВ;
- ОМЕГА СОЛАР – 22,3 МВт (р-н Первомайский, за границами населенных пунктов Осгровского сельского совета), предполагаемое место технологического присоединения ПС 330/110/35 кВ Островская, РУ-10 кВ;
- ОМИКРОН ПИВИ – 9,1 МВт (р-н Ленинский, за границами населенных пунктов Октябрьского сельского совета), предполагаемое место технологического присоединения ПС 110/35/6 кВ Очистная, РУ-10 кВ;
- ТЕТА СОЛАР – 9,1 МВт (р-н Раздольнеиский, за границами населенных пунктов Березовского сельского совета), предполагаемое место технологического присоединения ПС 35/10 кВ Нива, РУ- 10 кВ;
- ЭПСИЛОН ПИВИ – 9,1 МВт (г Феодосия, за границами населенных пунктов Берегового сельского совета), предполагаемое место технологического присоединения ПС 110/35/10 кВ Ближние Камыши, РУ- 10 кВ.

Тем не менее, любые проектные и технические решения, связанные с необходимостью реализации указанных в настоящем разделе мероприятий, итоговый вариант и сроки строительства подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 с учетом выполненных внестадийных работ, схем развития систем электроснабжения городов и промышленных предприятий и пр. для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

### *Гидроэнергетика*

В Республике Крым практически не внедрена гидроэнергетика. Это связано с тем, что крымские реки имеют малые расходы воды, что существенно затрудняет эксплуатацию гидроэлектростанций.

В настоящее время в Республике Крым действует одна мини-ГЭС в Симферопольском районе на Партизанском водохранилище, мощность которой составляет 250 кВт.

Освоение потенциала малых рек и использование свободного напора в существующих системах водоснабжения и канализации городов Крыма с

использованием установок малой гидроэнергетики помогает решить проблемы улучшения энергоснабжения многочисленных потребителей и их экологической безопасности.

### *Приливная энергетика*

Территория Республики Крым включает побережье Черного моря. Поэтому перспективным может оказаться развитие возобновляемых источников энергии, основанной на энергии приливов – приливных электростанций. Однако у данного типа электростанции отмечается существенный недостаток – изменяющаяся в течение суток мощность. Данный недостаток требует обязательной работы электростанции параллельно с энергосистемой либо резервирование электростанции работой иных электростанций и, как следствие, дополнительное сетевое строительство, что повышает стоимость возведения станции и ее инфраструктуры и снижает выгоду от дешевизны энергии, вырабатываемой станцией.

### *Биоэнергетика*

Биоэнергетика – активно развивающееся направление нетрадиционной и возобновляемой энергетики. Биоэнергетика охватывает сразу несколько независимых направлений получения энергии: энергия биогазов; энергия кородревесных отходов (КДО); энергия торфа и другие виды энергии.

### *Свалочный газ*

Свалочный газ – это биогаз, образующийся в результате анаэробного разложения органических отходов на полигонах твердых бытовых отходов (ТБО).

Любой полигон ТБО представляет собой большой биохимический реактор, в недрах которого в процессе эксплуатации, а также в течение нескольких десятилетий после закрытия в результате анаэробного разложения отходов растительного и животного происхождения образуется биогаз. Биогаз представляет собой смесь метана и углекислого газа примерно в равной пропорции. Биогаз неизбежно попадает в атмосферу, что вызывает ряд негативных последствий. Накопление газа в теле свалки зачастую вызывает самовозгорание ТБО. Процесс горения сопровождается образованием токсичных веществ, в частности, диоксинов. Негативное воздействие биогаза на окружающую среду привело к тому, что в большинстве развитых стран системы сбора и утилизации биогаза на полигонах ТБО получили широкое распространение.

Добыча и дальнейшее использование газа данного типа решает сразу несколько проблем:

- предотвращение загрязнения атмосферы (также, метан обладает сильным парниковым эффектом);
- снижение риска возникновения пожаров и взрывов на полигонах ТБО;
- получение опыта эксплуатации объекта по производству электрической энергии с помощью нетрадиционного источника энергии.

При строительстве электрической станции на свалочном газе в качестве топлива используется газ, выделяемый в теле полигона ТБО, который с помощью системы сбора свалочного газа подается на площадку, где установлено блочно-модульное оборудование.

Для обеспечения электрической станции топливом устанавливается комплекс специализированного оборудования для добычи, очистки и подачи свалочного газа. В состав комплекса входят:

- газосборная станция, подключенная к скважинам, пробуренным в теле полигона;
- газокompрессорная станция, обеспечивающая подачу газа;
- высокотемпературная факельная установка для сжигания излишних объемов газа;
- установки очистки газа (УОГ).

Республика Крым располагает большим потенциалом для реализации проектов по сооружению генерирующих объектов, использующих свалочный газ. На текущий момент времени в селе Тургенево Белогорского района Республики Крым заработала первая биогазовая станция, вырабатывающая электроэнергию из свалочного газа.

Таким образом, биогазовая энергетика может развиваться быстрыми темпами и решить проблему электро- и теплоснабжения в сельскохозяйственных населенных пунктах, а также на крупных предприятиях.

#### *Древесные отходы, пеллеты*

Пеллеты (древесные гранулы) — это экологически чистый вид топлива, получаемый из древесного сырья методом прессования. Данное топливо производят из отходов лесозаготовительной и деревообрабатывающей промышленности без применения проклеивающих веществ. Основными видами сырья, из которого изготавливаются пеллеты, являются щепки, опилки, стружки, древесная пыль и кора деревьев. Но, так же существуют и другие виды сырья, например торф, солома, скорлупа орехов, камыш и др.

В готовом виде пеллеты представляют собой гранулы диаметром 6–10 мм длиной до 50 мм. Изготовление пеллет решаются сразу несколько важных проблемы: перерабатываются пожароопасные отходы и производится высококалорийное топливо.

Пеллеты как вид топлива появились сравнительно недавно, однако благодаря своим высоким теплотворным и натуральным свойствам, получил широкое распространение в Европе, Японии и Северной Америке. Рост их потребления обусловлен возможностью использования гранул на промышленных теплоэлектростанциях и в установках, предназначенных для частного применения.

При условии развития лесопромышленного комплекса на территории Республики Крыма такой вид топлива как пеллеты может получить довольно широкое применение.

#### **4.6. Анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым на зимний/летний максимум/минимум нагрузок на период 2019-2023 гг.**

В разделе 2 «Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Республики Крым» был проведен анализ и выявлено наличие «узких мест» в существующей сети энергосистемы.

В целях ликвидации выявленных «узких мест», в рассматриваемом перспективном периоде необходимо предусмотреть усиление существующего электросетевого комплекса. В качестве мероприятий, нацеленных на ликвидацию существующих узких мест и возможное недопущение их появления в перспективном периоде, рассматриваются:

1. Установка устройства АОПО на ВЛ 220 кВ Симферопольская – Бахчисарай с действием на ограничение нагрузки потребителей в энергорайоне г. Севастополь;
2. Переподключение ВЛ 330 кВ Джанкой – Каховская к РУ 220 кВ на ПС 330 кВ Джанкой, перезавод ВЛ 330 кВ Джанкой – Каховская в РУ ПС 220 кВ Титан с образованием ВЛ 220 кВ Джанкой – Титан;
3. Реконструкция транзита 110 кВ Севастополь – Ялта (участок ПС-10 - Ялта), 110 кВ Ялта - Лучистое с заменой опор, подвеской двух цепей проводом АС-240, с организацией заходов ВЛ 110 кВ Перевальное – Алушта на ПС 110 кВ Лучистое, реорганизацией присоединений транзитных подстанций, в том числе рассмотрение вопроса по организации перезавода ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта с ПС 110 кВ Ялта на ПС 110 кВ Дарсан;
4. Сооружение заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками и ВЛ 110 кВ Феодосийская - Восход на ПС 220 кВ Кафа;
5. Установка БСК 25 МВАр на ПС 110 кВ Донузлав;
6. Установка БСК 25 МВАр на ПС 110 кВ Дарсан;
7. Установка БСК 25 МВАр на ПС 110 кВ Лучистое.

В целях недопущения перегрузки трансформаторного оборудования при отключении одного из трансформаторов центра питания рассматриваются следующие мероприятия:

- реконструкция ПС 110 кВ Массандра: замена существующего Т-1 10 МВА на трансформатор мощностью не менее 16 МВА (рекомендуется в 2019 г.);
- реконструкция ПС 110 кВ Судак: замена существующего Т-1 10 МВА на трансформатор мощностью не менее 16 МВА (рекомендуется в 2019 г.);
- реконструкция ПС 110 кВ Евпатория: замена существующего Т-2 15 МВА на трансформатор мощностью не менее 25 МВА (рекомендуется в 2019 г.);
- реконструкция ПС 110 кВ Белогорск: замена существующего Т-2 16 МВА на трансформатор мощностью не менее 25 МВА (с учетом

- технологического присоединения новых потребителей в соответствии с ТУ на ТП ООО «Тепличный комбинат «Белогорский»» предусматривается замена на 2х63 МВА со сроком реализации в 2019 г.);
- реконструкция ПС 110 кВ Южная: замена существующего Т-1 16 МВА на трансформатор мощностью не менее 25 МВА (рекомендуется в 2019 г.);
  - реконструкция ПС 110 кВ Завокзальная: замена существующих Т-1, Т-2 16 МВА на трансформаторы мощностью не менее 25 МВА (рекомендуется в 2019 г.);
  - реконструкция ПС 110 кВ Марьино: замена существующего Т-1 10 МВА на трансформатор мощностью не менее 16 МВА (рекомендуется в 2019 г.).

### Разработка мероприятий по электроснабжению Южного берега Крыма

В настоящее время электроснабжение потребителей южного берега Крыма частично осуществляется от ПС 330 кВ Симферопольская по одноцепному транзиту 110 кВ Симферопольская – Доброе – Перевальное - Алушта – Шарха – Артек – Гурзуф – Массандра – Дарсан – Ялта.

Участки рассматриваемого транзита от ПС Ялта до ПС Алушта выполнены проводами марки М-70, М-120, АС (АСК)-120 и АС (АСК, АСКУ)-185. В настоящее время основным ограничивающим элементом перетоков мощности по рассматриваемому транзиту является провод ВЛ марки М-70 и АС-120.

Для исключения ввода ГВО в период максимальных нагрузок, необходимость которого выявлена на основании анализа режимов 2018 г., требуется выполнить усиление сети 110 кВ по транзиту ВЛ 110 кВ Алушта – Шарха – Артек – Гурзуф – Массандра – Дарсан – Ялта за счет сооружения двухцепной линии электропередачи 110 кВ взамен существующей.

Кроме того, одноцепный транзит 110 кВ Ялта – Дарсан – Массандра – Гурзуф – Артек – Шарха – Алушта имеет протяженность порядка 70 км и *пять* промежуточных подстанций 110 кВ, что, в свою очередь, не соответствует требованиям «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем» в части:

«п.5.28 При развитии сетей 110 кВ рекомендуется обеспечивать двухстороннее питание подстанций, присоединенных к одноцепной ВЛ 110 кВ. Длина такой ВЛ, как правило, не должна быть больше 120 км, а количество присоединяемых промежуточных подстанции больше *трех*».

Таким образом, для приведения в соответствие требованиям «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем», а также исключения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электрического режим из области допустимых значений, предлагается выполнить реконструкцию транзита 110 кВ Ялта - Алушта с подвеской двух цепей с маркой провода АС-240 и реорганизацией присоединения транзитных подстанций, с заменой соответствующего оборудования на них.

В качестве новой узловой подстанции в районе г. Алушта рекомендуется рассматривать ПС 110 кВ Лучистое из-за невозможности дальнейшего расширения ПС 110 кВ Алушта и отсутствия коридоров для заходов линий электропередачи в черте плотной городской застройки.

В качестве новой узловой подстанции в районе г. Ялты рекомендуется рассматривать ПС 110 кВ Дарсан по причине невозможности дальнейшего расширения ПС 110 кВ Ялта и отсутствия коридоров для заходов на нее линий электропередачи напряжением 110 кВ.

На ПС 110 кВ Лучистое рекомендуется соорудить заходы ВЛ 110 кВ Алушта – Перевальное (~ 2х9 км) маркой провода АС-240 с реконструкцией участков вновь образованной ВЛ 110 кВ Лучистое – Алушта и заменой провода на ней на провод марки АС-240 (~4 км).

Для исключения ввода ГВО как в нормальной схеме сети, так и при нормативных возмущениях необходимо выполнить усиление сети 110 кВ по транзиту 110 кВ Севастополь – Ялта (Дарсан).

В настоящее время электроснабжение потребителей южного берега Крыма частично осуществляется со стороны ПС 330 кВ Севастополь по одноцепному транзиту 110 кВ Севастополь – ПС-10 – Заря – Алушка – Гаспра – Ялта. Каждый из участков рассматриваемого транзита выполнен проводами марки М-70, М-120, АС (АСК)-120 и АС (АСК, АСКУ)-185. В настоящее время основным ограничивающим элементом перетоков мощности по рассматриваемому транзиту является провод марки М-70.

Кроме того, следует отметить, что одноцепный транзит 110 кВ Севастополь – ПС-10 – Заря – Алушка – Гаспра – Ялта имеет протяженность порядка 70 км и четыре промежуточных подстанции 110 кВ, что не соответствует требованиям «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем» в части:

«п.5.28 При развитии сетей 110 кВ рекомендуется обеспечивать двухстороннее питание подстанций, присоединенных к одноцепной ВЛ 110 кВ. Длина такой ВЛ, как правило, не должна быть больше 120 км, а количество присоединяемых промежуточных подстанций больше трех».

Таким образом, для приведения в соответствие требованиям «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем», а также исключения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электрического режим из области допустимых значений, предлагается выполнить реконструкцию транзита 110 кВ Севастополь – Ялта (Дарсан) с подвеской двух цепей с маркой провода АС-240 и реорганизацией присоединения транзитных подстанций, с заменой соответствующего оборудования на них.

Рассматриваемая схема по развитию южного берега Крыма должна быть уточнена в рамках разработки проектной документации.

В настоящем разделе приведен анализ результатов расчетов электрических режимов сетей 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым при нормативных



возмущениях в нормальной, ремонтных схемах в электрической сети 110 кВ и выше на период 2019-2023гг. с учетом выполненных мероприятий по ликвидации «узких мест», а также мероприятий, обеспечивающих технологическое присоединение новых потребителей согласно техническим условиям. Проведена оценка достаточности разработанных мероприятий для недопущения возникновения «узких мест» на рассматриваемом перспективном периоде с учетом прогнозируемого развития энергосистемы.

Расчеты выполнены на температуры наружного воздуха в зимний период  $-7^{\circ}\text{C}^2$  в, в летний период  $+35^{\circ}\text{C}$ .

Расчеты электрических режимов выполнялись на верифицированных расчетных моделях для следующих периодов времени:

- зимних максимальных нагрузок рабочего дня;
- зимних минимальных нагрузок рабочего дня;
- летних минимальных нагрузок выходного дня;
- летних максимальных нагрузок рабочего дня;
- летнего максимума генерации солнечных электростанции;
- весенне-осеннего ночного минимума нагрузок.

Электрические расчеты потокораспределения выполнены с использованием программного комплекса RastrWin. Расчетная схема содержит развернутую сеть 110-330 кВ энергосистемы Республики Крым, связи 220 кВ с Кубанской энергосистемой.

#### **Анализ расчетов электрических режимов для базового варианта**

**Анализ токовых нагрузок элементов электрической сети 35 кВ и выше в нормальной схеме, при нормативных возмущениях в нормальной и ремонтных схемах в период зимних максимальных и минимальных нагрузок, летних максимальных и минимальных нагрузок**

Проведенными расчетами выявлены превышения длительно допустимых токовых нагрузок следующих электросетевых элементов (в описании приведены

---

<sup>2</sup> В соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 (далее – ПТФЭС), при разработке документов перспективного развития электроэнергетики, разработке балансов электрической энергии энергосистемы и балансов мощности энергосистемы на перспективный период, определении технических решений при строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики, технологическом присоединении объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок к электрическим сетям соблюдаются требования к планированию развития энергосистемы, в том числе в части определения (применения) температурных расчетных условий. Пунктом 185 ПТФЭС предусмотрено, что балансы мощности на перспективный период разрабатываются по каждой территориальной энергосистеме на час собственного и совмещенного с Единой энергетической системой России максимума потребления (для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем - на час собственного максимума потребления) в декабре для температурных условий, определяемых как среднеарифметическое значений среднесуточных температур наружного воздуха по территории энергосистемы, зафиксированных в сутки прохождения максимума потребления активной мощности этой энергосистемы за 10 предшествующих осенне-зимних периодов. По состоянию на 10.10.2018 значение указанной расчетной температуры составляет  $-7,1^{\circ}\text{C}$  на основании статистических данных по энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя.

наибольшие величины превышения ДДТН на рассматриваемом перспективном периоде):

- ВЛ 220 кВ Симферопольская – Бахчисарай: при аварийном отключении обеих цепей двухцепной КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь выявлено превышение ДДТН на 17% (АДТН не превышает) в период летних максимальных нагрузок 2023 года. Ограничивающий элемент – провод ВЛ. В указанной схемно-режимной ситуации также выявлено превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Бахчисарай - Мекензиевы Горы на 44% (АДТН на 20%). Выявленные перегрузки ликвидируются существующей АОПО ВЛ 110 кВ Бахчисарай – Мекензиевы Горы;
- АТ-1 220/110 кВ Севастополь: при аварийном отключении обеих цепей двухцепной КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь до 74% в период зимних и 41% в период летних максимальных нагрузок 2023 года. Выявленная перегрузка ликвидируется существующей АОПО АТ-1 220/110 кВ Севастополь;

ВЛ 110 кВ Донузлав – Зимино: При аварийном отключении ВЛ 220 кВ Красноперекоск - Донузлав в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Холодильник – Евпатория в период летних максимальных нагрузок выявлено снижение напряжения на транзите ВЛ 110 кВ Донузлав – Мойнаки – Евпатория ниже аварийно допустимого с учетом установленного БСК 25 МВар на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Донузлав. С учетом выполненных мероприятий превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Донузлав – Зимино составит 40% (АДТН – 19%). В целях недопущения превышения АДТН ВЛ 110 кВ Донузлав – Зимино рекомендуется при выводе в ремонт ВЛ 220 кВ Красноперекоск – Донузлав секционировать сеть 110 кВ путем отключения ВЛ 110 кВ Донузлав – Береговое, а при выводе в ремонт ВЛ 110 кВ Холодильник – Евпатория секционировать сеть 110 кВ путем отключения ВЛ 110 кВ Донузлав – Зимино. В этом случае при последующем отключении ВЛ 110 кВ Холодильник – Евпатория (ВЛ 220 кВ Красноперекоск – Донузлав) перегрузки ВЛ 110 кВ Донузлав – Зимино не возникает (часть нагрузки отключается).

- ВЛ 110 кВ Симферопольская – Белогорск: при аварийном отключении обеих цепей ВЛ 110 кВ Кафа – Старый Крым I цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Кафа – Старый Крым II цепь на этапе 2020 года с разомкнутым транзитом ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак – Приветное – Лучистое выявлено превышение ДДТН на 9% (АДТН не превышает) в период летних максимальных нагрузок. Ограничивающий элемент: провод АС-185 ВЛ 110 кВ Симферопольская – Белогорск и провод АС-185 ошиновки на ПС 110 кВ Белогорск. Выявленное превышение ДДТН ликвидируется действиями оперативного персонала на замыкание транзита ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак – Приветное – Лучистое;
- ВЛ 110 кВ Феодосийская – Ленино и ВЛ 110 кВ Ленино – Керченская: при аварийном отключении КВЛ 220 кВ Тамань – Камыш-Бурун в схеме ремонта

- ВЛ 220 кВ Насосная-3 – Феодосийская на этапе 2023 года выявлено превышение ДДТН на 8% (АДТН не превышает) в период летних максимальных нагрузок (рисунок Д.10). Ограничивающий элемент: провод АС-185 ВЛ 110 кВ Феодосийская – Ленино и провод АС-185 ошиновки на ПС 110 кВ Ленино. Перегрузка ликвидируется действиями оперативного персонала на ограничение нагрузки потребителей в объеме 6 МВт.
- ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайкой на ПС Капсель, ВЛ 110 кВ Морское – Веселое, ВЛ 110 кВ Приветное – Морское, ВЛ 110 кВ Веселое – Судак с отпайкой на ПС Капсель: при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Симферопольская – Добрая в период летних максимальных нагрузок:
    - ДДТН на 40% (АДТН на 17%) ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайкой на ПС Капсель. Ограничивающие элементы – провод АС-95 ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайкой на ПС Капсель;
    - ДДТН на 8% (АДТН не превышает) ВЛ 110 кВ Веселое – Судак с отпайкой на ПС Капсель. Ограничивающий элемент – ТТ на ПС 110 кВ Веселое;
    - ДДТН на 6% (АДТН не превышает) ВЛ 110 кВ Морское – Веселое. Ограничивающие элементы – провод АС-120 ВЛ 110 кВ Морское – Веселое и провод ошиновки АС-120 на ПС 110 кВ Веселое и ТТ на ПС 110 кВ Веселое;
    - ДДТН на 1% (АДТН не превышает) ВЛ 110 кВ Приветное – Морское. Ограничивающий элемент – ТТ на ПС 110 кВ Морское.
  - ВЛ 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС-10, ВЛ 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС-10: при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Симферопольская – Доброе в период летних максимальных нагрузок:
    - ВЛ 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС-10 на 27% сверх ДДТН (АДТН) (ограничивающий элемент – провод АС-240 ВЛ 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС-10);
    - ВЛ 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС-10 на 22% сверх ДДТН (АДТН) (ограничивающий элемент- провод АС-240 ВЛ 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС-10);
  - ВЛ 110 кВ Ялта – Дарсан, ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта: при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Севастополь – Заря в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Симферопольская – Доброе в период летних максимальных нагрузок:
    - ВЛ 110 кВ Ялта – Дарсан на 85% сверх ДДТН (АДТН) (ограничивающий элемент – провод АС-240 ВЛ 110 кВ Ялта – Дарсан);
    - ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта на 28% сверх ДДТН (АДТН) (ограничивающий элемент – провод АС-240 ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта, провод ошиновки АС-240, ТТ, разъединитель, ВЧЗ на ПС 110 кВ Ялта и разъединитель, ВЧЗ на ПС 330 кВ Симферопольская).

Таким образом, с учетом перспективного развития энергосистемы Республики Крым по базовому варианту, на основании выполненных расчетов

электрических режимов выявлена необходимость реализации следующих мероприятий дополнительно к рекомендованным ранее:

1. Изменение уставок и объемов УВ существующей АОСН на ПС 220 кВ Донузлав (2021 г.);
2. Выполнение реконструкции транзита 110 кВ Старый Крым - Лучистое с подвеской двух цепей с маркой провода не менее АС-240 (АС-185) и реорганизацией присоединения транзитных подстанций, с заменой соответствующего оборудования на них на этапе 2021г.

Как показал анализ расчетов электрических режимов параметры режима в послеаварийных схемах с учетом предложенного мероприятия находятся в область допустимых значений.

Кроме того, необходимо отметить, что одноцепный транзит 110 кВ Старый Крым – Судак – Веселое – Морское – Приветное – Малореченское – Лучистое имеет протяженность порядка 87,5 км и пять промежуточных подстанций 110 кВ, что, в свою очередь, не соответствует требованиям «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем» в части:

«п.5.28 При развитии сетей 110 кВ рекомендуется обеспечивать двухстороннее питание подстанций, присоединенных к одноцепной ВЛ 110 кВ. Длина такой ВЛ, как правило, не должна быть больше 120 км, а количество присоединяемых промежуточных подстанции больше трех».

Таким образом, для приведения в соответствие требованиям «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем», а также исключения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электрического режим из области допустимых значений, предлагается выполнить реконструкцию транзита 110 кВ Старый Крым - Лучистое с подвеской двух цепей с маркой провода не менее АС-240 (АС-185) и реорганизацией присоединения транзитных подстанций, с заменой соответствующего оборудования на них (2021 г.).

Анализ результатов расчетов электрических режимов сетей 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым в нормальной схеме и при нормативных возмущениях в электрической сети 110 кВ и выше в нормальной и ремонтных схемах для осенне-весеннего минимума нагрузок на рассматриваемый перспективный период не выявил превышения ДДТН электросетевого оборудования.

### **Анализ уровней напряжения**

Анализ результатов расчетов показал, что в нормальной схеме и при нормативных возмущениях в нормальной схеме уровни напряжений на шинах станций и подстанций энергосистемы Республики Крым на этапе 2019-2023 гг.

находятся в пределах значений, допустимых для оборудования и обеспечения нормативных запасов устойчивости.

Анализ результатов расчетов показал, что при нормативных возмущениях в ремонтной схеме в энергосистеме Республики Крым возникает недопустимое снижение напряжения на ряде ПС:

- При аварийном отключении ВЛ 220 кВ Красноперекоск - Донузлав в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Холодильник – Евпатория в период летних максимальных нагрузок выявлено снижение напряжения на транзите 110 кВ Донузлав – Мойнаки – Евпатория ниже критического уровня даже с учетом установленного БСК 25 МВар на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Донузлав.

В настоящее время на ПС 220 кВ Донузлав установлена АОСН с действием на ограничение нагрузки потребителей в объеме до 21,5 МВт в летний период с выдержкой времени 9-11 сек. Для исключения лавинообразного снижения напряжения в узле в рассматриваемой схемно-режимной ситуации требуется уменьшить выдержку времени существующей АОСН на ПС 220 кВ Донузлав и увеличить объем отключаемой нагрузки на этапах 2021-2023 гг. с 21,5 МВт до 30 МВт.

Анализ результатов расчетов показал, что в нормальной схеме, а также при возникновении нормативных возмущений в нормальной схеме уровни напряжений на шинах станций и подстанций энергосистемы Республики Крым на этапах 2019-2023 гг. находятся в пределах значений, допустимых для оборудования и обеспечения нормативных запасов устойчивости.

Также был проведен анализ баланса реактивной мощности энергосистемы Республики Крым на этап 2023 года с учетом реализации предложенных выше мероприятий.

В энергосистеме Республики Крым (без учета энергосистемы г. Севастополь) на этапе 2023г. находятся следующие источники реактивной мощности, приведенные в таблицах 4.6.1 и 4.6.2.

**Таблица 4.6.1 – СКРМ, установленные в сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым**

Наименование энергообъекта	Тип	Qуст., Мвар	Qмин., Мвар	Qмакс., Мвар
ПС 330 кВ Джанкой	СК*	45	-15	25
ПС 330 кВ Симферопольская	СК*	50	-15	20
ПС 330 кВ Симферопольская	СК*	50	-15	20
ПС 330 кВ Симферопольская	БСК	30	-	30,5
ПС 330 кВ Симферопольская	БСК	30	-	30,5
ПС 330 кВ Островская	БСК	55,2	-	51
ПС 220 кВ Бахчисарай	БСК	15	-	11
ПС 220 кВ Феодосийская	БСК	17,4	-	14
ПС 220 кВ Феодосийская	БСК	14	-	9,7

Наименование энергообъекта	Тип	Qуст., Мвар	Qмин., Мвар	Qмакс., Мвар
ПС 220 кВ Насосная-2	БСК	17,8	-	10,5
ПС 110 кВ Гаспра	БСК	5	-	5
ПС 110 кВ Гаспра	БСК	5	-	5
ПС 110 кВ Ялта	БСК	10	-	10
ПС 110 кВ Ялта	БСК	10	-	10
ПС 110 кВ Дарсан	БСК	10	-	10
ПС 110 кВ Дарсан	БСК	10	-	10
ПС 110 кВ Алушта	БСК	5	-	5
ПС 110 кВ Алушта	БСК	5	-	5
ПС 220 кВ Кафа	УШР	100	5	100
ПС 220 кВ Донузлав	БСК**	25	-	25
ПС 110 кВ Лучистое	БСК**	25	-	25
ПС 110 кВ Дарсан	БСК**	25	-	25
<b>Суммарный объем</b>		<b>499,4</b>	<b>-40</b>	<b>457,2</b>

\* - по информации ГУП РК «Крымэнерго», планируется вывод из эксплуатации

\*\* - рекомендованы к установке для исключения ввода ГВО

**Таблица 4.6.2 – Пределы по реактивной мощности на генераторах электростанций энергосистемы Республики Крым**

Станция	Генератор	Rном, МВт	Qмин., Мвар	Qмакс., Мвар
Таврическая ТЭС	Г-1	173,4	-67,4	73
	Г-2	80	-27,8	62,3
	Г-3	173,4	-67,4	73
	Г-4	80	-27,8	62,3
Балаклавская ТЭС	Г-1	173,4	-67,4	73
	Г-2	80	-27,8	62,3
	Г-3	173,4	-67,4	73
	Г-4	80	-27,8	62,3
Симферопольская ТЭЦ	Г-1	53	10	43
	Г-2	53	11	50
Камыш-Бурунская ТЭЦ	Г-1	14,4	4	9
	Г-2	6	8	4,5
	Г-2	14,4	4	9
ТЭЦ Крымского ТИТАНА	Г-1	6	-2	4,5
	Г-2	12	-4	9
Сакская ТЭЦ	Г-1	6	0	1,2
	Г-2	6	0	1,2
	Г-3	15,4	0	1
	Г-4	25	5,16	7,88
	Г-5	25	5,16	7,88
	Г-6	25	5,16	7,88

Станция	Генератор	Рном, МВт	Qмин., Мвар	Qмакс., Мвар
	Г-7	25	5,16	7,88
<b>Суммарный объем</b>		<b>1299,8</b>	<b>-329,16</b>	<b>705,12</b>

Результаты анализа баланса реактивной мощности на этап 2023 года энергосистемы Республики Крым приведены в таблице 4.6.3.

**Таблица 4.6.3 – Баланс реактивной мощности энергосистемы Республики Крым на этап 2023 года, Мвар**

Наименование	Зимний максимум 2023 г	Зимний минимум 2023 г	Летний максимум 2023 г	Летний минимум 2023 г
<b>Потребность в реактивной мощности</b>				
Нагрузка потребителей	413	320	444	282
Потери ВЛ	114	44	108	40
Потери в трансформаторах	89	64	76	56
Шунты	-	-	-	-
Итого потребность	616	429	628	378
<b>Генерация реактивной мощности</b>				
Генераторы и СК	88	-93	151	-146
ВЛ	433	428	419	429
Шунты	157	112	106	59
Итого генерация	678	447	676	342
Внешний переток (прием +, отдача -)	-62	-19	-47	36

Энергосистема Республики Крым характеризуется избытком реактивной мощности. Как показали расчеты электрических режимов, в нормальной схеме, в ремонтных схемах и в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях в указанных схемах уровни напряжения находятся в области допустимых значений. Дополнительных СКРМ, кроме рекомендованных ранее, в энергосистеме Республики Крым не требуется.

#### **Анализ перспективной загрузки трансформаторного оборудования**

В таблицах 4.6.4-4.6.5 приведены данные по питающим центрам 110 кВ и выше, находящихся в ремонтно-эксплуатационном обслуживании ГУП РК «Крымэнерго», с указанием установленной мощности каждого трансформатора, существующей загрузки каждого трансформатора на период зимнего максимума нагрузки 2017 года согласно данным контрольного замера и заявленной мощности по договорам на технологическое присоединение, которые учитываются в базовом прогнозе.

Анализ перспективной загрузки трансформаторного оборудования центров питания 110 кВ подстанций ГУП РК «Крымэнерго», приведенный в таблице, выполнялся на основании сравнения расчетной нагрузки трансформатора (аварийное отключение или вывод в ремонт самого мощного трансформатора) с его

номинальной нагрузкой и выявил превышение номинальной (длительно-допустимой) нагрузки на ряде рассматриваемых ПС 110-220 кВ в перспективном периоде.

В таблице 4.6.6 приведена информация о планируемой загрузке центров питания с учетом информации о технологическом присоединении потребителей, которые учитываются в базовом прогнозе. Оранжевым цветом выделены центры питания, перегрузка которых была выявлена по результатам отчетной загрузки трансформаторного оборудования. Красным цветом выделены центры питания, перегрузка которых возникает в результате осуществления заявленного технологического присоединения.



**Таблица 4.6.4 – Загрузка питающих центров 220 кВ ГУП РК «Крымэнерго» и данные о заключенных договорах на технологическое присоединение**

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформатора	Установленная мощность трансформатора	Мощность нагрузки по результатам контрольного замера 20.12.17 г. (собственный максимум по ПС)			Величина мощности по заключенным договорам на ТП в период 2018-2023, находящимся на исполнении, МВт		
					P, МВт	Q, МВА р	S, МВА	P, МВт	Q, МВА р	S, МВА
1	ПС 220 кВ Бахчисарай	220/110/10	АТ-1	63	29,9	12,2	32,3	83,4	33,4	89,7
		110/35/10	Т-2	40	23,9	8,4	25,3	40	16	43
2	ПС 330 кВ Джанкой	330/220	АТ-1	240	0,9	40,1	40,1			
		330/220	АТ-2	240	0,3	8,7	8,7			
		330/220	АТ-3	240	0	21,1	21,1			
		110/35/10	Т-1	40	17	4,6	17,6	1,95	0,78	2,1
		110/35/10	Т-2	40	10	2,7	10,4			
		110/35/10	Т-3	40	-	-	-			
3	ПС 220 кВ Донузлав	220/110	АТ-1	125	12,4	1,6	12,5	2,5	1,26	2,8
4	ПС 330 кВ Западно-Крымская	330/110	АТ-1	125	4	4	5,7			
5	ПС 220 кВ Казантип	220/110	Т-1	25	1	0,3	1,0			
		220/110	Т-2	25	1	0,3	1,0			
6	ПС 220 кВ Камыш-Бурун	220/110	АТ-1	125	34,6	0,2	34,6	21,86	9,2	23,7
		220/110	АТ-2	125	35,7	1,5	35,7	21,87	9,2	23,7
7	ПС 220 кВ Кафа	220/110	АТ-1	125	0	0	0,0	10,04	4	10,8
		220/110	АТ-2	125	0	0	0,0	10,04	4	10,8
8	ПС 220 кВ Красноперекопск	220/35/6	Т-1	40	13,6	3,5	14,0			
		220/35/6	Т-2	40	0	0	0,0			
9	ПС 220 кВ Марьяновка	220/35/10	Т-1	40	0	0	0,0	3,6	1,4	3,86
		220/35/10	Т-2+Т-4	20+20	18	5	18,7	3,6	1,4	3,86
10	ПС 220 кВ Насосная-2	220/110/35	АТ-4	63	14,1	3,2	14,5			
		220/35/10	Т-1	20	0	0	0,0			
		220/35/10	Т-2	20	13,9	6,8	15,5			
11	ПС 220 кВ	220/35/10	Т-1	25	2	0,5	2,1			

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформатора	Установленная мощность трансформатора	Мощность нагрузки по результатам контрольного замера 20.12.17 г. (собственный максимум по ПС)			Величина мощности по заключенным договорам на ТП в период 2018-2023, находящимся на исполнении, МВт		
					P, МВт	Q, МВА p	S, МВА	P, МВт	Q, МВА p	S, МВА
	Насосная-3	220/35/10	T-2	20	5,9	1,5	6,1			
12	ПС 330 кВ Островская	330/110	AT-1	125	16,9	2,3	17,1			
		330/110	AT-2	125	16,6	1,8	16,7			
13	ПС 330 кВ Симферопольская	330/220	AT-4	250	69,6	86,8	111,3			
		330/220	AT-5	240	52,3	19,9	56,0			
		220/110	AT-1	125	63,1	0	63,1	1,62	0,8	1,8
		220/110	AT-2	125	75,9	12,8	77,0	1,62	0,8	1,8
14	ПС 220 кВ Сода	220/6	T-1	25	-	-	-			
		220/6	T-2	32	17,7	4	18,1			
15	ПС 220 кВ Титан	220/35/10	T-1	40	7	1,9	7,3			
		220/35	T-2	40	-	-	-			
		220/35	T-3	40	-2	0,5	2,1			
		220/35/10	T-4	40	-	-	-			
16	ПС 220 кВ Феодосийская	220/110	AT-3	60	9,3	21,2	23,2			
		220/110	AT-4	125	90,4	21,7	93,0			
		110/35/10	T-1	40	5,3	16,3	17,1	1,23	0,5	1,32
		110/35/6	T-2	20	-	-	-			
17	ПС 220 кВ Черноморская	220/10	T-1	63	0	0	0,0			
		220/35/10	T-2	25	0	0	0,0	1,46	0,58	1,57

В соответствии с приведенными в таблице 4.6.4 данными выявлена перегрузка трансформаторов на:

- ПС 220/110/35/10 кВ Бахчисарай АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА и Т-2 /110/35/10 кВ мощностью 40 МВА;
- -ПС 220/110/35/10 кВ Феодосийская АТ-3 220/110 кВ мощностью 60 МВА при отключении АТ-4 мощностью 125 МВА.

### **ПС 220 кВ Бахчисарай**

Согласно данным зимнего контрольного замера, загрузка установленных на ПС Бахчисарай АТ-1 220/110/10 кВ составила 32,3 МВА, при номинальной мощности трансформатора 63 МВА и Т-2 110/35/10 кВ составила 25,3 МВА при номинальной мощности 40 МВА. Действующими ТУ на ТП потребителей электроэнергии, к ПС 220 кВ Бахчисарай подключаются индустриальный парк «Бахчисарай» с максимальной нагрузкой 43,4 МВт и энергопринимающие устройства ООО Тепличный комбинат «Солнечный» максимальной нагрузкой 40 МВт.

Для подключения энергопринимающих устройств указанных потребителей в соответствии с ТУ на ТП требуется реконструкция ПС 220 кВ Бахчисарай предусматривающая в 2019г.:

- замену АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА на АТ 220/110/35 кВ мощностью не менее 125 МВА;
- установку АТ-2 220/110/35 кВ мощностью не менее 125 МВА;
- замену Т-3 35/10 кВ на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью не менее 40 МВА.

### **ПС 220 кВ Феодосийская**

На ПС 220/110/35/10 кВ Феодосийская установлены два силовых автотрансформатора АТ3 мощностью 60 МВА и АТ4 мощностью 125 МВА.

В период зимних максимальных нагрузок 2017 года суммарная нагрузка трансформаторов ПС 220/110/35/10 кВ Феодосийская составила 108,5 МВА (99,3+j42,9). При аварийном отключении в указанный период автотрансформатора АТ4 загрузка оставшегося в работе автотрансформатора АТ3 составит 180 %. Во избежание перегрузки АТ-3 на ПС Феодосийская в настоящее время разомкнут ШСВ 110 кВ.

Как показал анализ расчетов электрических режимов с учетом реализации мероприятий, по ликвидации «узких мест»: сооружение заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками на ПС 220 кВ Кафа, сооружение ВЛ 110 кВ Кафа – Старый Крым вторая цепь параметры загрузки АТ-3 на ПС Феодосийская в нормальном режиме и в послеаварийном режиме находятся в области допустимых значений при замкнутом ШСВ 110 кВ ПС Феодосийская. Замена автотрансформатора не требуется.

Таблица 4.6.5 – Перечень центров питания 110 кВ с указанием установленной мощности, загрузки трансформаторов в зимний контрольный замер 2017 г. и объемов заявленной мощности, учитываемых в базовом прогнозе

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформатора	Мощность трансформатора, МВА	Контрольный замер 20.12.17 г. (собственный максимум по ПС)			Заявленная мощность по договорам на ТП, МВт				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВА р	2019	2020	2021	2022	2023
1	ПС 110 кВ Алушта	110/10	T-1	25	2,74	2,47	1,19		4,04			
		110/10	T-2	25	8,29	7,47	3,59		4,04			
2	ПС 110 кВ Лучистое	110/10	T-1	10	2,20	1,98	0,95	0,8				
		110/10	T-2	6,3	1,85	1,67	0,80	0,8				
3	ПС 110 кВ Малореченское	110/10	T-1	6,3	3,25	2,93	1,41					
		110/10	T-2	6,3	0,00	0,00	0,00					
4	ПС 110 кВ Приветное	110/10	T-1	6,3	1,11	1	0,48					
		110/10	T-2	5,6	0,00	0	0					
5	ПС 110 кВ Шарха	110/10	T-1	10	1,63	1,47	0,71					
		110/10	T-2	10	5,36	4,83	2,32					
6	ПС 110 кВ Артек	110/10	T-1	10	1,61	1,45	0,70	2,4				
		110/10	T-2	10	5,16	4,65	2,23	2,4				
7	ПС 110 кВ Гурзуф	110/10	T-1	10	4,66	4,20	2,02					
		110/10	T-2	10	2,03	1,83	0,88					
8	ПС 110 кВ Масандра	110/10	T-1	10	9,58	8,64	4,15					
		110/10	T-2	16	6,63	5,98	2,87					
9	ПС 110 кВ Дарсан	110/10	T-1	16	8,53	7,69	3,69					
		110/10	T-2	16	4,87	4,39	2,11					

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформатора	Мощность трансформатора, МВА	Контрольный замер 20.12.17 г. (собственный максимум по ПС)			Заявленная мощность по договорам на ТП, МВт				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВА р	2019	2020	2021	2022	2023
10	ПС 110 кВ Ялта	110/10	T-1	25	9,41	8,48	4,07					
		110/10	T-2	25	15,45	13,93	6,69					
11	ПС 110 кВ Гаспра	110/10	T-1	16	6,26	5,64	2,71					
		110/10	T-2	16	6,70	6,04	2,90					
12	ПС 110 кВ Алушка	110/10	T-1	16	5,77	5,20	2,50					
		110/10	T-2	16	4,74	4,27	2,05					
13	ПС 110 кВ Заря	110/10	T-1	16	3,74	3,37	1,62	3,68	2,91			
		110/10	T-2	16	4,59	4,14	1,99	3,68	2,91			
15	ПС 110 кВ Керченская	110/6	T-1	20	0,00	0,00	0,00					
		110/35/6	T-2	25	5,14	4,72	2,03					
16	ПС 110 кВ Центральная	110/10/6	T-1	25	5,78	5,31	2,28					
		110/6	T-2	15	8,17	7,51	3,23					
17	ПС 110 кВ Вторчермет	110/10	T-1	6,3	2,07	1,90	0,82					
		110/10	T-2	10	2,47	2,27	0,98					
18	ПС 110 кВ Марат	110/6	T-1	10	2,50	2,3	0,99	0,81				
		110/6	T-2	10	1,23	1,13	0,48	0,81				
19	ПС 110 кВ Солнечная	110/6	T-1	6,3	3,66	3,36	1,44		2,38			
		110/6	T-2	10	1,18	1,08	0,46		2,38			
20	ПС 110 кВ Стекло	110/6	T-1	25	2,71	2,49	1,07					

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформатора	Мощность трансформатора, МВА	Контрольный замер 20.12.17 г. (собственный максимум по ПС)			Заявленная мощность по договорам на ТП, МВт				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВА р	2019	2020	2021	2022	2023
21	ПС 110 кВ Соляная	110/6	T-2	10	4,39	4,03	1,73					
		110/6	T-1	10	2,11	1,94	0,83	0,3				
		110/6	T-2	6,3	3,45	3,17	1,36	0,25				
22	ПС 110 кВ Альбатрос	110/10	T-1	6,3	0,44	0,40	0,17		2,41			
		110/10	T-2	6,3	0,82	0,75	0,32		2,41			
23	ПС 110 кВ Эмаль	110/10/6	T-1	25	14,91	13,70	5,89					
		110/10/6	T-2	25	0,00	0,00	0,00					
24	ПС 110 кВ Нижегородская	110/35/10	T-1	25	12,82	11,78	5,07	0,43				
		110/35/10	T-2	25	5,73	5,26	2,26	0,43				
25	ПС 110 кВ Ленино	110/35/10	T-1	16	2,90	2,66	1,14					
		110/35/10	T-2	16	3,39	3,11	1,34					
26	ПС 110 кВ Ближние Камыши	110/10	T-1	10	1,79	1,64	0,71	0,72				
		110/10	T-2	10	1,46	1,34	0,58	0,72				
27	ПС 110 кВ Приморская	110/35/6	T-1	25	2,96	2,72	1,17					
		110/35/6	T-2	25	0,63	0,58	0,25					
28	ПС 110 кВ НС-16	110/35/6	T-1	10	4,95	4,55	1,96					
		110/35/10	T-2	16	1,20	1,10	0,47					
29	ПС 110 кВ Восход	110/10/6	T-1	16	2,29	2,10	0,90					
		110/10/6	T-2	16	0,52	0,48	0,21					

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформатора	Мощность трансформатора, МВА	Контрольный замер 20.12.17 г. (собственный максимум по ПС)			Заявленная мощность по договорам на ТП, МВт				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВА р	2019	2020	2021	2022	2023
30	ПС 110 кВ Судак	110/10	T-1	10	5,46	5,02	2,16					
		110/10	T-2	16	6,74	6,19	2,66					
31	ПС 110 кВ Капсель	110/10	T-1	6,3	1,00	0,92	0,40	1,25				
		110/10	T-2	6,3	2,71	2,49	1,07	1,25				
32	ПС 110 кВ Веселое	110/10	T-1	10	0,00	0,00	0,00					
		110/10	T-2	2,5	0,51	0,47	0,20					
33	ПС 110 кВ Морское	110/10	T-1	5,6	0,93	0,85	0,37					
		110/10	T-2	2,5	0,52	0,48	0,21					
34	ПС 110 кВ Старый Крым	110/35/10	T-1	16	0,00	0,00	0,00					
		110/35/10	T-2	16	11,59	10,65	4,58					
35	ПС 110 кВ Евпатория	110/6	T-1	10	0,87	0,78	0,37					
		110/35/10	T-2	15	4,54	4,09	1,96			0,6		
		110/10	T-3	25	13,67	12,32	5,91			0,6		
36	ПС 110 кВ Мойнаки	110/35/10	T-1	16	5,47	4,93	2,37			1,53		
		110/35/10	T-2	16	8,60	7,75	3,72			1,53		
37	ПС 110 кВ Зимино	110/35/10	T-1	25	1,90	1,71	0,82					
		110/35/10	T-2	25	4,39	3,96	1,90					
38	ПС 110 кВ Митяево	110/35/10	T-1	16	2,26	2,04	0,98					
		110/35/10	T-2	10	2,40	2,16	1,04					

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформатора	Мощность трансформатора, МВА	Контрольный замер 20.12.17 г. (собственный максимум по ПС)			Заявленная мощность по договорам на ТП, МВт				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВА р	2019	2020	2021	2022	2023
39	ПС 110 кВ Дозорное	110/35/10	T-1	10	5,31	4,79	2,30					
		110/35/10	T-2	16	7,56	6,82	3,27					
40	ПС 110 кВ Ковыльное	110/35/10	T-1	25	2,80	2,52	1,21					
		110/35/10	T-2	25	4,36	3,93	1,89					
41	ПС 110 кВ Новоозерное	110/35/10	T-1	10	1,24	1,12	0,54					
		110/10	T-2	6,3	1,02	0,92	0,44					
42	ПС 110 кВ Береговое	110/10	T-1	10	0,00	0,00	0,00					
		110/10	T-2	16	0,88	0,79	0,38					
43	ПС 110 кВ Саки	110/35/10	T-1	25	8,16	7,36	3,53		0,5	0,5	0,5	
		110/35/10	T-2	25	13,18	11,88	5,70		0,5	0,5	0,5	
44	ПС 110 кВ Глебовка	110/10	T-1	10	0,69	0,62	0,30					
		110/10	T-2	10	0,11	0,10	0,05					
45	ПС 110 кВ Холодильник*	110/10	T-1	63	1,64	1,48	0,71	18,12				
		110/10	T-2	63	0,00	0,00	0,00	18,12				
46	ПС 110 кВ Центральная	110/35/10	T-1	40,5	25,44	23,37	10,05	0,96	0,72			
		110/35/10	T-2	40,5	20,99	19,28	8,29	0,96	0,72			
47	ПС 110 кВ Петровские высоты	110/10	T-1	16	1,34	1,23	0,53	1,25				
		110/10	T-2	16	2,57	2,36	1,01	1,25				
48	ПС 110 кВ Фотон	110/10	T-1	15	5,25	4,82	2,07					



Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформатора	Мощность трансформатора, МВА	Контрольный замер 20.12.17 г. (собственный максимум по ПС)			Заявленная мощность по договорам на ТП, МВт				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВА р	2019	2020	2021	2022	2023
		110/10	T-2	25	5,11	4,69	2,02					
49	ПС 110 кВ Юго- 110 кВ Западная	110/10	T-1	16	5,51	5,06	2,18					
		110/10	T-2	16	5,37	4,93	2,12					
50	ПС 110 кВ Южная	110/35/10	T-1	16	16,20	14,88	6,40	1,50				
		110/35/10	T-2	25	7,74	7,11	3,06	1,50				
51	ПС 110 кВ Набережная	110/10	T-1	25	13,86	12,73	5,47					
		110/10	T-2	25	8,28	7,61	3,27					
52	ПС 110 кВ Марьино	110/10	T-1	10	7,31	6,72	2,89	0,43				
		110/10	T-2	16	7,57	6,95	2,99	0,43				
53	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	T-1	25	15,35	14,10	6,06	0,9				
		110/35/10	T-2	25	12,27	11,27	4,85	0,95				
54	ПС 110 кВ Завокзальная	110/10	T-1	16	10,17	9,34	4,02	0,46				
		110/10	T-2	16	9,01	8,28	3,56	0,46				
55	ПС 110 кВ Северная	110/10	T-1	16	7,31	6,72	2,89	4,7	6,44			
		110/10	T-2	15	12,56	11,54	4,96	4,7	6,45			
56	ПС 110 кВ Жаворонки	110/35/10	T-1	25	0,00	0,00	0,00					
		110/35/10	T-2	25	0,00	0,00	0,00					
57	ПС 110 кВ Скворцово	110/10	T-1	10	0,98	0,90	0,39					
		110/10	T-2	6,3	1,08	0,99	0,43					

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформатора	Мощность трансформатора, МВА	Контрольный замер 20.12.17 г. (собственный максимум по ПС)			Заявленная мощность по договорам на ТП, МВт				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВА р	2019	2020	2021	2022	2023
58	ПС 110 кВ Водовод	110/6	T-1	10	0,25	0,23	0,10					
		110/6	T-2	10	1,92	1,76	0,76					
59	ПС 110 кВ Выпасное	110/35/10	T-1	16	2,39	2,20	0,95					
		110/35/10	T-2	16	4,81	4,42	1,90					
60	ПС 110 кВ Александровка	110/35/10	T-1	25	2,13	1,96	0,84					
		110/35/10	T-2	25	1,34	1,23	0,53					
61	ПС 110 кВ Родниковое	110/10	T-1	6,3	1,27	1,17	0,50					
		110/10	T-2	6,3	0,76	0,70	0,30					
62	ПС 110 кВ Перевальное	110/10	T-1	6,3	3,82	3,51	1,51					
		110/10	T-2	6,3	2,08	1,91	0,82					
63	ПС 110 кВ Кубанская	110/10	T-1	25	8,89	8,17	3,51					
		110/10	T-2	25	3,88	3,56	1,53					
64	ПС 110 кВ Земляника	110/10	T-1	6,3	0,96	0,88	0,38					
		110/10	T-2	6,3	0,09	0,08	0,03					
65	ПС 110 кВ Белогорск	110/35/10	T-1	25	21,82	20,29	8,72	15				
		110/35/10	T-2	16	5,21	4,85	2,09	15				
66	ПС 110 кВ Аэропорт	110/10	T-1	32	0,00	0,00	0,00	12,24				
		110/10	T-2	32	0,00	0,00	0,00	12,24				
67	ПС 110 кВ Кристалл	110/6/6	T-1	25	0,00	0,00	0,00					

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформа тора	Мощность трансформат ора, МВА	Контрольный замер 20.12.17 г. (собственный максимум по ПС)			Заявленная мощность по договорам на ТП, МВт				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВА р	2019	2020	2021	2022	2023
		110/6/6	T-2	25	0,00	0,00	0,00					
68	ПС 110 кВ Целимберная	110/6	T-1	6,3	1,88	1,73	0,74					
69	ПС 110 кВ Очистная	110/35/6	T-1	10	0,23	0,21	0,09					
70	ПС 110 кВ Лысогорская	110/10/6	T-1	10	1,07	0,98	0,42					
71	ПС 110 кВ Подгорная	110/35/6	T-3	25	11,17	10,26	4,41					
72	ПС 110 кВ Крайняя	110/35/10	T-1	25	1,61	1,45	0,70					
73	ПС 110 кВ Тракторное	110/35/10	T-1	25	5,24	4,72	2,26					
74	ПС 110 кВ Холодильник	110/10	T-1	6,3	1,64	1,48	0,71					
75	ПС 110 кВ Доброе	110/10	T-1	15	4,69	4,23	2,03					
76	ПС 110 кВ Лучевая	110/10	T-1	6,3	0,56	0,51	0,22					
77	ПС 110 кВ Коктебель	110/35/10	T-1	10	5,14	4,72	2,04					

**Таблица 4.6.6 – Информация о планируемой загрузке центров питания с учетом информации о технологическом присоединении энергопринимающих установок заявителей к соответствующим центрам питания, учитываемой в базовом прогнозе**

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформатора	Мощность трансформатора, МВА	Контрольный замер 20.12.17 г. (собственный максимум по ПС)			Загрузка трансформаторов центра питания на рассматриваемый перспективный период, МВА				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВА р	2019	2020	2021	2022	2023
1	ПС 110 кВ Алушта	110/10	T-1	25	2,74	2,47	1,19	2,74	7,22	7,22	7,22	7,22
		110/10	T-2	25	8,29	7,47	3,59	8,29	12,77	12,77	12,77	12,77
2	ПС 110 кВ Лучистое	110/10	T-1	10	2,20	1,98	0,95	3,08	3,08	3,08	3,08	3,08
		110/10	T-2	6,3	1,85	1,67	0,80	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74
3	ПС 110 кВ Малореченское	110/10	T-1	6,3	3,25	2,93	1,41	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25
		110/10	T-2	6,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	ПС 110 кВ Приветное	110/10	T-1	6,3	1,11	1	0,48	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
		110/10	T-2	5,6	0,00	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	ПС 110 кВ Шарха	110/10	T-1	10	1,63	1,47	0,71	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
		110/10	T-2	10	5,36	4,83	2,32	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36
6	ПС 110 кВ Артек	110/10	T-1	10	1,61	1,45	0,70	4,94	4,94	4,94	4,94	4,94
		110/10	T-2	10	5,16	4,65	2,23	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49
7	ПС 110 кВ Гурзуф	110/10	T-1	10	4,66	4,20	2,02	4,66	4,66	4,66	4,66	4,66
		110/10	T-2	10	2,03	1,83	0,88	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03
8	ПС 110 кВ Масандра	110/10	T-1	10	9,58	8,64	4,15	9,58	9,58	9,58	9,58	9,58
		110/10	T-2	16	6,63	5,98	2,87	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63
9	ПС 110 кВ Дарсан	110/10	T-1	16	8,53	7,69	3,69	8,53	8,53	8,53	8,53	8,53

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформатора	Мощность трансформатора, МВА	Контрольный замер 20.12.17 г. (собственный максимум по ПС)			Загрузка трансформаторов центра питания на рассматриваемый перспективный период, МВА				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВА р	2019	2020	2021	2022	2023
		110/10	T-2	16	4,87	4,39	2,11	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87
10	ПС 110 кВ Ялта	110/10	T-1	25	9,41	8,48	4,07	10,79	10,79	10,79	10,79	10,79
		110/10	T-2	25	15,45	13,93	6,69	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84
11	ПС 110 кВ Гаспра	110/10	T-1	16	6,26	5,64	2,71	6,26	6,26	6,26	6,26	6,26
		110/10	T-2	16	6,70	6,04	2,90	6,70	6,70	6,70	6,70	6,70
12	ПС 110 кВ Алушка	110/10	T-1	16	5,77	5,20	2,50	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77
		110/10	T-2	16	4,74	4,27	2,05	4,74	4,74	4,74	4,74	4,74
13	ПС 110 кВ Заря	110/10	T-1	16	3,74	3,37	1,62	7,82	11,05	11,05	11,05	11,05
		110/10	T-2	16	4,59	4,14	1,99	8,67	11,90	11,90	11,90	11,90
14	ПС 110 кВ Керченская	110/6	T-1	20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		110/35/6	T-2	25	5,14	4,72	2,03	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14
15	ПС 110 кВ Центральная	110/10/6	T-1	25	5,78	5,31	2,28	7,09	7,09	7,09	7,09	7,09
		110/6	T-2	15	8,17	7,51	3,23	8,17	8,17	8,17	8,17	8,17
16	ПС 110 кВ Вторчермет	110/10	T-1	6,3	2,07	1,90	0,82	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07
		110/10	T-2	10	2,47	2,27	0,98	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47
17	ПС 110 кВ Марат	110/6	T-1	10	2,50	2,3	0,99	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39
		110/6	T-2	10	1,23	1,13	0,48	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11
18	ПС 110 кВ Солнечная	110/6	T-1	6,3	3,66	3,36	1,44	3,66	6,25	6,25	6,25	6,25
		110/6	T-2	10	1,18	1,08	0,46	1,18	3,77	3,77	3,77	3,77

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформатора	Мощность трансформатора, МВА	Контрольный замер 20.12.17 г. (собственный максимум по ПС)			Загрузка трансформаторов центра питания на рассматриваемый перспективный период, МВА				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВА р	2019	2020	2021	2022	2023
19	ПС 110 кВ Стекло	110/6	T-1	25	2,71	2,49	1,07	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71
		110/6	T-2	10	4,39	4,03	1,73	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39
20	ПС 110 кВ Соляная	110/6	T-1	10	2,11	1,94	0,83	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48
		110/6	T-2	6,3	3,45	3,17	1,36	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76
21	ПС 110 кВ Альбатрос	110/10	T-1	6,3	0,44	0,40	0,17	0,44	3,06	3,06	3,06	3,06
		110/10	T-2	6,3	0,82	0,75	0,32	0,82	3,44	3,44	3,44	3,44
22	ПС 110 кВ Эмаль	110/10/6	T-1	25	14,91	13,70	5,89	14,91	14,91	14,91	14,91	14,91
		110/10/6	T-2	25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	ПС 110 кВ Нижегородская	110/35/10	T-1	25	12,82	11,78	5,07	13,29	13,29	13,29	13,29	13,29
		110/35/10	T-2	25	5,73	5,26	2,26	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19
24	ПС 110 кВ Ленино	110/35/10	T-1	16	2,90	2,66	1,14	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90
		110/35/10	T-2	16	3,39	3,11	1,34	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39
25	ПС 110 кВ Ближние Камыши	110/10	T-1	10	1,79	1,64	0,71	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57
		110/10	T-2	10	1,46	1,34	0,58	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24
26	ПС 110 кВ Приморская	110/35/6	T-1	25	2,96	2,72	1,17	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96
		110/35/6	T-2	25	0,63	0,58	0,25	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
27	ПС 110 кВ НС-16	110/35/6	T-1	10	4,95	4,55	1,96	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95
		110/35/10	T-2	16	1,20	1,10	0,47	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
28	ПС 110 кВ Восход	110/10/6	T-1	16	2,29	2,10	0,90	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформатора	Мощность трансформатора, МВА	Контрольный замер 20.12.17 г. (собственный максимум по ПС)			Загрузка трансформаторов центра питания на рассматриваемый перспективный период, МВА				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВА р	2019	2020	2021	2022	2023
		110/10/6	T-2	16	0,52	0,48	0,21	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
29	ПС 110 кВ Судак	110/10	T-1	10	5,46	5,02	2,16	5,46	5,46	5,46	5,46	5,46
		110/10	T-2	16	6,74	6,19	2,66	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74
30	ПС 110 кВ Капсель	110/10	T-1	6,3	1,00	0,92	0,40	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36
		110/10	T-2	6,3	2,71	2,49	1,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07
31	ПС 110 кВ Веселое	110/10	T-1	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		110/10	T-2	2,5	0,51	0,47	0,20	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
32	ПС 110 кВ Морское	110/10	T-1	5,6	0,93	0,85	0,37	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
		110/10	T-2	2,5	0,52	0,48	0,21	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
33	ПС 110 кВ Старый Крым	110/35/10	T-1	16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		110/35/10	T-2	16	11,59	10,65	4,58	11,59	11,59	11,59	11,59	11,59
34	ПС 110 кВ Евпатория	110/6	T-1	10	0,87	0,78	0,37	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
		110/35/10	T-2	15	4,54	4,09	1,96	4,54	4,54	5,20	5,20	5,20
		110/10	T-3	25	13,67	12,32	5,91	13,67	13,67	14,33	14,33	14,33
35	ПС 110 кВ Мойнаки	110/35/10	T-1	16	5,47	4,93	2,37	6,30	6,30	8,00	8,00	8,00
		110/35/10	T-2	16	8,60	7,75	3,72	9,43	9,43	11,13	11,13	11,13
36	ПС 110 кВ Зимино	110/35/10	T-1	25	1,90	1,71	0,82	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
		110/35/10	T-2	25	4,39	3,96	1,90	4,39	4,39	4,39	4,39	4,39
37	ПС 110 кВ Митяево	110/35/10	T-1	16	2,26	2,04	0,98	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформатора	Мощность трансформатора, МВА	Контрольный замер 20.12.17 г. (собственный максимум по ПС)			Загрузка трансформаторов центра питания на рассматриваемый перспективный период, МВА				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВА р	2019	2020	2021	2022	2023
38	ПС 110 кВ Дозорное	110/35/10	T-2	10	2,40	2,16	1,04	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
		110/35/10	T-1	10	5,31	4,79	2,30	5,31	5,31	5,31	5,31	5,31
		110/35/10	T-2	16	7,56	6,82	3,27	7,56	7,56	7,56	7,56	7,56
39	ПС 110 кВ Ковыльное	110/35/10	T-1	25	2,80	2,52	1,21	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80
		110/35/10	T-2	25	4,36	3,93	1,89	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
40	ПС 110 кВ Новоозерное	110/35/10	T-1	10	1,24	1,12	0,54	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
		110/10	T-2	6,3	1,02	0,92	0,44	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
41	ПС 110 кВ Береговое	110/10	T-1	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		110/10	T-2	16	0,88	0,79	0,38	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
42	ПС 110 кВ Саки	110/35/10	T-1	25	8,16	7,36	3,53	12,58	13,29	13,92	14,54	14,54
		110/35/10	T-2	25	13,18	11,88	5,70	20,44	21,15	21,78	22,45	22,45
43	ПС 110 кВ Глебовка	110/10	T-1	10	0,69	0,62	0,30	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
		110/10	T-2	10	0,11	0,10	0,05	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
44	ПС 110 кВ Центральная	110/35/10	T-1	40,5	25,44	23,37	10,05	26,47	27,26	27,26	27,26	27,26
		110/35/10	T-2	40,5	20,99	19,28	8,29	22,02	22,80	22,80	22,80	22,80
45	ПС 110 кВ Петровские высоты	110/10	T-1	16	1,34	1,23	0,53	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
		110/10	T-2	16	2,57	2,36	1,01	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93
46	ПС 110 кВ Фотон	110/10	T-1	15	5,25	4,82	2,07	5,25	5,25	5,25	5,25	5,25
		110/10	T-2	25	5,11	4,69	2,02	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11



Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформатора	Мощность трансформатора, МВА	Контрольный замер 20.12.17 г. (собственный максимум по ПС)			Загрузка трансформаторов центра питания на рассматриваемый перспективный период, МВА				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВА р	2019	2020	2021	2022	2023
47	ПС 110 кВ Юго-Западная	110/10	T-1	16	5,51	5,06	2,18	5,51	5,51	5,51	5,51	5,51
		110/10	T-2	16	5,37	4,93	2,12	5,37	5,37	5,37	5,37	5,37
48	ПС 110 кВ Южная	110/35/10	T-1	16	16,20	14,88	6,40	17,82	17,82	17,82	17,82	17,82
		110/35/10	T-2	25	7,74	7,11	3,06	9,37	9,37	9,37	9,37	9,37
49	ПС 110 кВ Набережная	110/10	T-1	25	13,86	12,73	5,47	14,64	14,64	14,64	14,64	14,64
		110/10	T-2	25	8,28	7,61	3,27	9,08	9,08	9,08	9,08	9,08
50	ПС 110 кВ Марьино	110/10	T-1	10	7,31	6,72	2,89	7,78	7,78	7,78	7,78	7,78
		110/10	T-2	16	7,57	6,95	2,99	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03
51	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	T-1	25	15,35	14,10	6,06	16,33	16,33	16,33	16,33	16,33
		110/35/10	T-2	25	12,27	11,27	4,85	13,30	13,30	13,30	13,30	13,30
52	ПС 110 кВ Завокзальная	110/10	T-1	16	10,17	9,34	4,02	10,67	10,67	10,67	10,67	10,67
		110/10	T-2	16	9,01	8,28	3,56	9,51	9,51	9,51	9,51	9,51
53	ПС 110 кВ Северная	110/10	T-1	16	7,31	6,72	2,89	17,55	24,56	24,56	24,56	24,56
		110/10	T-2	15	12,56	11,54	4,96	22,79	29,81	29,81	29,81	29,81
54	ПС 110 кВ Жаворонки	110/35/10	T-1	25	0,00	0,00	0,00					
		110/35/10	T-2	25	0,00	0,00	0,00					
55	ПС 110 кВ Скворцово	110/10	T-1	10	0,98	0,90	0,39	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
		110/10	T-2	6,3	1,08	0,99	0,43	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
56	ПС 110 кВ Водовод	110/6	T-1	10	0,25	0,23	0,10	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформа тора	Мощность трансформат ора, МВА	Контрольный замер 20.12.17 г. (собственный максимум по ПС)			Загрузка трансформаторов центра питания на рассматриваемый перспективный период, МВА				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВА р	2019	2020	2021	2022	2023
		110/6	T-2	10	1,92	1,76	0,76	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92
57	ПС 110 кВ Выпасное	110/35/10	T-1	16	2,39	2,20	0,95	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39
		110/35/10	T-2	16	4,81	4,42	1,90	4,81	4,81	4,81	4,81	4,81
58	ПС 110 кВ Александровка	110/35/10	T-1	25	2,13	1,96	0,84	2,13	2,13	2,13	2,13	2,13
		110/35/10	T-2	25	1,34	1,23	0,53	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34
59	ПС 110 кВ Родниковое	110/10	T-1	6,3	1,27	1,17	0,50	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27
		110/10	T-2	6,3	0,76	0,70	0,30	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76
60	ПС 110 кВ Перевальное	110/10	T-1	6,3	3,82	3,51	1,51	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82
		110/10	T-2	6,3	2,08	1,91	0,82	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08
61	ПС 110 кВ Кубанская	110/10	T-1	25	8,89	8,17	3,51	8,89	8,89	8,89	8,89	8,89
		110/10	T-2	25	3,88	3,56	1,53	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88
62	ПС 110 кВ Земляника	110/10	T-1	6,3	0,96	0,88	0,38	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
		110/10	T-2	6,3	0,09	0,08	0,03	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
63	ПС 110 кВ Белогорск	110/35/10	T-1	25	21,82	20,29	8,72	38,97	38,97	38,97	38,97	38,97
		110/35/10	T-2	16	5,21	4,85	2,09	21,61	21,61	21,61	21,61	21,61
64	ПС 110 кВ Аэропорт	110/10	T-1	32	0,00	0,00	0,00	13,32	13,32	13,32	13,32	13,32
		110/10	T-2	32	0,00	0,00	0,00	13,32	13,32	13,32	13,32	13,32
65	ПС 110 кВ Кристалл	110/6/6	T-1	25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		110/6/6	T-2	25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформа тора	Мощность трансформат ора, МВА	Контрольный замер 20.12.17 г. (собственный максимум по ПС)			Загрузка трансформаторов центра питания на рассматриваемый перспективный период, МВА				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВА р	2019	2020	2021	2022	2023
65	ПС 110 кВ Целимберная	110/6	T-1	6,3	1,88	1,73	0,74	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88
68	ПС 110 кВ Очистная	110/35/6	T-1	10	0,23	0,21	0,09	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
66	ПС 110 кВ Лысогорская	110/10/6	T-1	10	1,07	0,98	0,42	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
67	ПС 110 кВ Подгорная	110/35/6	T-3	25	11,17	10,26	4,41	11,17	11,17	11,17	11,17	11,17
68	ПС 110 кВ Крайняя	110/35/10	T-1	25	1,61	1,45	0,70	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61
69	ПС 110 кВ Тракторное	110/35/10	T-1	25	5,24	4,72	2,26	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24
70	ПС 110 кВ Холодильник	110/10	T-1	6,3	1,64	1,48	0,71	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64
71	ПС 110 кВ Доброе	110/10	T-1	15	4,69	4,23	2,03	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69
72	ПС 110 кВ Лучевая	110/10	T-1	6,3	0,56	0,51	0,22	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
73	ПС 110 кВ Коктебель	110/35/10	T-1	10	5,14	4,72	2,04	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24

Анализ перспективной загрузки трансформаторного оборудования центров питания 110-220 кВ подстанций ГУП РК «Крымэнерго» при отключении одного наиболее мощного трансформатора (аварийное отключение или вывод в ремонт) выполнялся на основании сравнения расчетной нагрузки трансформатора с его номинальной нагрузкой и выявил превышение номинальной (длительно-допустимой) нагрузки на ряде рассматриваемых ПС 110 кВ в перспективном периоде:

- ПС 110 кВ Артек: с учетом реализации технологического присоединения загрузка Т-1 (Т-2) 10 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 10 МВА составит 134,2%  $S_{ном}$ ;
- ПС 110 кВ Массандра: загрузка Т-1 10 МВА при отключении Т-2 16 МВА составляет 162,2%  $S_{ном}$ . ТУ на ТП к указанному центру питания отсутствуют;
- ПС 110 кВ Судак: загрузка Т-1 10 МВА при отключении Т-2 16 МВА составляет 122,0%  $S_{ном}$ . ТУ на ТП к указанному центру питания отсутствуют;
- ПС 110 кВ Евпатория: загрузка Т-2 15 МВА при отключении Т-3 25 МВА составляет 130,2%  $S_{ном}$  с учетом реализации ТУ на ТП в объеме 1,2 МВт;
- ПС 110 кВ Дозорное: загрузка Т-1 10 МВА при отключении Т-2 16 МВА составляет 128,7%  $S_{ном}$ . С учетом перевода нагрузки загрузка трансформатора не превысит номинальной;
- ПС 110 кВ Центральная: загрузка Т-1 (Т-2) 40,5 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 40,5 МВА составляет 126,2%  $S_{ном}$ . С учетом перевода нагрузки загрузка трансформатора не превысит номинальной;
- ПС 110 кВ Южная: загрузка Т-1 16 МВА при отключении Т-2 25 МВА составляет 173,5%  $S_{ном}$  с учетом реализации ТУ на ТП в объеме 3 МВт;
- ПС 110 кВ Марьино: загрузка Т-1 10 МВА при отключении Т-2 16 МВА составляет 158,2%  $S_{ном}$  с учетом реализации ТУ на ТП в объеме 0,86 МВт;
- ПС 110 кВ Восточная: загрузка Т-1 (Т-2) 25 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 25 МВА составляет 120,7%  $S_{ном}$ ;
- ПС 110 кВ Завокзальная: загрузка Т-1 (Т-2) 16 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 16 МВА составляет 126,1%  $S_{ном}$  с учетом реализации ТУ на ТП в объеме 0,92 МВт;
- ПС 110 кВ Северная: с учетом реализации технологического присоединения загрузка Т-1 16 МВА при отключении Т-2 15 МВА составит 339,8%  $S_{ном}$ ; загрузка Т-2 15 МВА при отключении Т-1 16 МВА составит 362,5%  $S_{ном}$ ;
- ПС 110 кВ Белогорск: с учетом реализации технологического присоединения загрузка Т-1 25 МВА при отключении Т-2 16 МВА составляет 242,3%  $S_{ном}$ ; загрузка Т-2 16 МВА при отключении Т-1 25 МВА составляет 378,6%  $S_{ном}$ ;

- ПС 110 кВ Ялта: с учетом реализации технологического присоединения загрузка Т-1 (Т-2) 25 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 25 МВА составляет 110,7%  $S_{ном}$ . С учетом перевода нагрузки загрузка трансформатора не превысит номинальной;
- ПС 110 кВ Заря: с учетом реализации технологического присоединения загрузка Т-1 (Т-2) 16 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 16 МВА составляет 143,6%  $S_{ном}$ . С учетом перевода нагрузки загрузка трансформатора не превысит номинальной;
- ПС 110 кВ Мойнаки: с учетом реализации технологического присоединения загрузка Т-1 (Т-2) 16 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 16 МВА составляет 119,5%  $S_{ном}$ ;
- ПС 110 кВ Солнечная: с учетом реализации технологического присоединения загрузка Т-1 6,3 МВА при отключении Т-2 10 МВА составляет 159%  $S_{ном}$ ;
- ПС 110 кВ Альбатрос: с учетом реализации технологического присоединения загрузка Т-1 (Т-2) 6,3 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 6,3 МВА составляет 103,2%  $S_{ном}$ ;
- ПС 110 кВ Саки: с учетом прироста нагрузок в течение 2018 года, а также реализации технологического присоединения загрузка Т-1 (Т-2) 25 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 25 МВА составляет 148,1%  $S_{ном}$ ;
- ПС 110 кВ Холодильник: с учетом реализации технологического присоединения загрузка Т-1 6,3 МВА составит свыше 603 %  $S_{ном}$ .

Таким образом, по результатам анализа перспективной загрузки трансформаторного оборудования, можно сделать вывод о достаточности мероприятий по замене трансформаторного оборудования, определенного на основании фактической загрузки, по следующим центрам питания:

- ПС 110 кВ Массандра: замена существующего Т-1 10 МВА на трансформатор мощностью не менее 16 МВА;
- ПС 110 кВ Судак: замена существующего Т-1 10 МВА на трансформатор мощностью не менее 16 МВА;
- ПС 110 кВ Евпатория: замена существующего Т-2 15 МВА на трансформатор мощностью не менее 25 МВА;
- реконструкция ПС 110 кВ Южная: замена существующего Т-1 16 МВА на трансформатор мощностью не менее 25 МВА;
- реконструкция ПС 110 кВ Завокзальная: замена существующих Т-1, Т-2 16 МВА на трансформаторы мощностью не менее 25 МВА;
- реконструкция ПС 110 кВ Марьино: замена существующего Т-1 10 МВА на трансформатор мощностью не менее 16 МВА.

Дополнительно анализ перспективной загрузки центров питания выявил перегрузку трансформаторного оборудования, связанного с технологическим присоединением новых потребителей на следующих подстанциях:

### **ПС 110 кВ Артек**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Артек составляет: 2х10 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 6,77 МВА (6,1 МВт). С учетом технологического присоединения новых потребителей (электроустановки МДЦ «Артек» ФГБОУ международный детский центр «Артек») в объеме 4,8 МВт, а также технологического присоединения энергопринимающих устройств «Объекта природно-познавательного туризма» в объеме 1,2 МВт с 2019 года загрузка центра питания составит 13,4 МВА (12,1 МВт).

При аварийном отключении Т-1(Т-2) нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) составит 134,2% S<sub>ном</sub>. Возможность перевода нагрузки по сети 35, 6(10) кВ на прилегающие ПС отсутствует. Для ликвидации перегрузки требуется ввод ГВО в объеме 2,2 МВт.

В целях недопущения ввода ГВО рекомендуется выполнить замену существующих Т1, Т2 на трансформаторы мощностью не менее 16 МВА.

### **ПС 110 кВ Северная**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Северная составляет: Т-1 16 МВА, Т-2 15 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 19,87 МВА (18,26 МВт). С учетом технологического присоединения новых потребителей (жилой массив ООО «Строительная компания «Акура»») в объеме 20,97 МВт к 2020 году загрузка центра питания составит 43,59 МВА (39,23 МВт).

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение ООО «СК Акура» на ПС 110 кВ Северная предусматривается замена Т-1, Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 63 МВА.

### **ПС 110 кВ Белогорск**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Белогорск составляет: Т-1 25 МВА, Т-2 16 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 27,03 МВА (25,14 МВт). С учетом технологического присоединения новых потребителей (тепличный комбинат «Белогорский») в объеме 30 МВт в 2019 году загрузка центра питания составит 61,3 МВА (55,14 МВт).

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение тепличного комбината «Белогорский» на ПС 110 кВ Белогорск предусматривается замена Т-1, Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 63 МВА.

### **ПС 110 кВ Холодильник**

В настоящее время на ПС 110 кВ Холодильник установлен один трансформатор мощностью 6,3 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила

1,64 МВА (1,48 МВт). С учетом технологического присоединения новых потребителей (Индустриальный парк «Евпатория») в объеме 36,24 МВт с 2019 года загрузка центра питания составит 41,9 МВА (37,72 МВт).

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение Индустриального парка «Евпатория» на ПС 110 кВ Холодильник предусматривается демонтаж Т-1 и установка двух трансформаторов мощностью не менее 63 МВА.

Таким образом, по результатам анализа перспективной загрузки трансформаторного оборудования с учетом информации о выданных технических условиях на технологическое присоединение, выявлена необходимость выполнить замену трансформаторного оборудования дополнительно к разработанным выше рекомендациям по реконструкции центров питания на ПС 110 кВ Артек, ПС 110 кВ Северная, ПС 110 кВ Белогорск, ПС 110 кВ Холодильник.

### **Реконструкция центров питания, предусмотренная ТУ на ТП ниже 5 МВт.**

#### **ПС 110 кВ Солнечная**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Солнечная составляет: Т-1 6,3 МВА, Т-2 10 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 4,84 МВА (4,44 МВт). При отключении Т-2 загрузка оставшегося в работе Т-1 составляет 76% от Sном. С учетом технологического присоединения новых потребителей (Федеральное агентство железнодорожного транспорта «РОСЖЕЛДОР») в объеме 4,77 МВт (ТУ №443/027-1445-18 от 03.09.2018) загрузка центра питания составит 10,2 МВА (9,21 МВт). Таким образом, при отключении Т-2 загрузка оставшегося в работе Т-1 составит 146% от Sном. По информации ГУП РК «Крымэнерго», возможность перевода нагрузки по сети 35, 10 кВ отсутствует. В целях недопущения указанной перегрузки необходима замена трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор не менее 10 МВА (2020 г.).

Указанное мероприятие по замене трансформатора содержится в ТУ на ТП (ТУ №443/027-1445-18 от 03.09.2018).

#### **ПС 110 кВ Альбатрос**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Альбатрос составляет: 2х6,3 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 1,26 МВА (1,15 МВт). При отключении Т-2 (Т-1) загрузка оставшегося в работе Т-1 (Т-2) составляет 20% от Sном. С учетом технологического присоединения новых потребителей (Федеральное агентство железнодорожного транспорта «РОСЖЕЛДОР») в объеме 4,82 МВт (ТУ №443/027-1746-17 от 15.08.2017) загрузка центра питания составит 6,6 МВА (5,92 МВт). Таким образом, при отключении Т-2 (Т-1) загрузка оставшегося в работе Т-1 (Т-2) составит 104% от Sном. По информации ГУП РК «Крымэнерго», возможность перевода нагрузки по сети 35,

10 кВ отсутствует. В целях недопущения указанной перегрузки необходима замена трансформатора Т-1, Т-2 мощностью 6,3 МВА каждый на трансформаторы не менее 10 МВА (2020 г.).

Указанное мероприятие по замене трансформатора содержится в ТУ на ТП (ТУ №443/027-1746-17 от 15.08.2017).

### **ПС 110 кВ Мойнаки**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Мойнаки составляет: 2х16 МВА. При этом нагрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 14,07 МВА (12,68 МВт) 87% от S<sub>ном</sub>.

С учетом технологического присоединения новых потребителей (электроустановки ООО «Петрокомплект» жилого комплекса со встроенно-пристроенными помещениями и ДОУ) в объеме 3,86 МВт, а также технологического присоединения энергопринимающих устройств санатория ООО «Ривьера+» в объеме 1,5 МВт нагрузка центра питания составит 19,13 МВА (17,24 МВт). При отключении Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе Т-1 (Т-2) составляет 119,5% от S<sub>ном</sub>. По информации ГУП РК «Крымэнерго» возможность перевода нагрузки по сети 35, 10 кВ отсутствует.

В целях недопущения указанной перегрузки необходима замена существующих Т-1, Т-2 мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы мощностью не менее 25 МВА (2021 г.).

Мероприятие по замене трансформаторов предусмотрено в ТУ ГУП РК «Крымэнерго» на ТП энергопринимающих устройств ООО «Петрокомплект» (ТУ №443/031-2954-17 от 25.12.2017).

### **Перевод ПС 35 кВ Трудовое на класс напряжения 110 кВ**

На ПС 35 кВ Трудовое в настоящее время установлены два силовых трансформатора мощностью 6,3 МВА каждый.

Электроснабжение ПС 35 кВ Трудовое в нормальном режиме осуществляется со стороны ПС 110 кВ Восточная. В период зимних максимальных нагрузок 2017 года суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Восточная составила 27,6 МВА (25,4 МВт). При отключении Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Восточная нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) составит 110,5%.

В период зимних максимальных нагрузок 2017 года суммарная нагрузка трансформаторов ПС 35 кВ Трудовое составила 9,48 МВА (8,5 МВт). При отключении Т-1 (Т-2) на ПС 35 кВ Трудовое нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) составит 150,5%.

Для исключения перегрузки трансформаторов на ПС 35 кВ Трудовое в послеаварийном режиме требуется отключение потребителей в объеме 2,9 МВт. Учитывая отсутствие возможности перевода нагрузки по сети 10 кВ на соседние ПС необходима замена трансформаторов на ПС 35 кВ Трудовое.



В настоящее время установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Восточная составляет: 2x25 МВА. В послеаварийных режимах при отключении одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Восточная, во избежание перегрузки оставшегося в работе трансформатора, отключается ВЛ 35 кВ Восточная – Трудовое со стороны ПС 110 кВ Восточная, нагрузка ПС 35 кВ Трудовое и Донское переводится на ПС 35 кВ Зуя. При этом переводимая нагрузка не должна превышать 5,8 МВт по условию пропускной способности сети 35 кВ: при переводе нагрузки большей величины уровни напряжения на ПС 35-10 кВ снижаются ниже минимально допустимых значений. Учитывая, что суммарная нагрузка ПС 35 кВ Трудовое и Донское составляет 10,6 МВт, в указанных схемно-режимных ситуациях потребуется ограничение нагрузки потребителей в объеме до 4,8 МВт. Таким образом, в текущий период выполнить разгрузку существующего трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Восточная путем перевода части нагрузок по сетям 35-10 кВ не представляется возможным.

В настоящее время объем действующих ТУ (величиной менее 5 МВт) на подключение нагрузок потребителей к шинам 10 кВ ПС 35 кВ Трудовое составляет 4,5 МВт, ПС 35 кВ Донское 1,3 МВт, к шинам ПС 110 кВ Восточная составляет 1,85 МВт (ГБУЗ РК «Республиканская детская клиническая больница»). Таким образом, с учетом роста нагрузок потребителей, в приведенных выше схемно-режимных ситуациях потребуется ограничение нагрузки потребителей в объеме более 10 МВт. Выполнить разгрузку ПС 110 кВ Восточная путем перевода требуемого объема нагрузки не представляется возможным.

Учитывая высокую загрузку трансформаторов ПС 110 кВ Восточная и отсутствие возможности перевода части нагрузки по сетям 35-10 кВ на другие центры питания, наличие выданных ТУ на ТП к центрам питания ПС 110 кВ Восточная, ПС 35 кВ Трудовое, ПС 35 кВ Донское, а также необходимость замены трансформаторов на ПС 35 кВ Трудовое, предлагается выполнить реконструкцию ПС 35 кВ Трудовое с переводом ее на напряжение 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый вместо существующих трансформаторов. К сети 110 кВ ПС 110 кВ Трудовое предлагается присоединить заходом ВЛ 110 кВ Симферопольская – Белогорск (образуется после осуществления процедуры технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Строительная компания «АКУРА»») на ПС 110 кВ Трудовое. Основные технические решения по присоединению ПС 110 кВ Трудовое к сети 110 кВ должны уточняться в рамках разработки проектной документации.

### **ПС 110 кВ Саки**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Саки составляет: 2x25 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера отчетного 2017 г. составила 21,34 МВА (19,24 МВт). По данным летнего максимума нагрузок в день контрольного замера 09.08.2018 года загрузка ПС 110 кВ Саки составила 33,02 МВА (26,41 МВт).

Таким образом, с учетом существующей нагрузки на ПС 110 кВ Саки, при аварийном отключении Т-1(Т-2) нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) составит

132,1% Snom. По информации ГУП РК «Крымэнерго», возможность перевода нагрузки по сети 35, 10 кВ на прилегающие ПС отсутствует. Для ликвидации перегрузки требуется ввод ГВО в объеме 6,4 МВт.

С учетом технологического присоединения новых потребителей (культурно-развлекательный комплекс с пансионатом ООО «Виктория» в объеме 3 МВт), к 2022 году загрузка центра питания составит 36,02 МВА (29,62 МВт). Таким образом, с учетом перспективной загрузки ПС 110 кВ Саки, при аварийном отключении Т-1(Т-2) нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) составит 148,1% Snom. По информации ГУП РК «Крымэнерго», возможность перевода нагрузки по сети 35, 10 кВ на прилегающие ПС отсутствует. Для ликвидации перегрузки требуется ввод ГВО в объеме 9,6 МВт.

В целях недопущения ввода ГВО и обеспечения возможности реализации заявленного технологического присоединения рекомендуется выполнить замену существующих Т-1, Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 40 МВА. По информации ГУП РК «Крымэнерго», в настоящее время трансформаторы закуплены и доставлены на ПС 110 кВ Саки, требуется проведение строительно-монтажных работ.

**Разработка мероприятий, рекомендуемых для ликвидации схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений для базового варианта**

По результатам анализа токовых нагрузок элементов электрической сети 110 кВ и выше в нормальной схеме и при нормативных возмущениях в нормальной схеме рекомендована реализация мероприятий, приведенных в таблице 4.6.7.

**Таблица 4.6.7 – Перечень мероприятий по энергосистеме Республики Крым, рекомендуемых к вводу и реконструкции в период 2019-2023 гг. для базового прогноза потребления**

№ пп	Электросетевой объект	Параметры объекта,		Основание для выполнения мероприятия
		МВА , МВАр	км	
<b>Мероприятия, необходимые для ликвидации «узких мест»</b>				
<b>2019 г.</b>				
1.	Установка устройства АОПО на ВЛ 220 кВ Симферопольская – Бахчисарай с действием на ограничение нагрузки потребителей в энергорайоне г. Севастополь.	-	-	Исключение необходимости ввода ГВО в энергорайоне г. Севастополь
2.	Переподключение ВЛ 330 кВ Джанкой – Каховская к РУ 220 кВ на ПС 330 кВ Джанкой, перезавод ВЛ 330 кВ Джанкой – Каховская в РУ ПС 220 кВ Титан с образованием ВЛ 220 кВ Джанкой – Титан	-	1 км	Исключение необходимости ввода ГВО в Евпаторийском энергоузле, организация второго питания потребителей 1,2 категории, присоединенных к ПС 220 кВ Титан
3.	ПС 110 кВ Массандра: замена существующего Т-1 10 МВА на трансформатор мощностью не менее 16 МВА	16 МВА	-	Исключение необходимости ввода ГВО

4.	ПС 110 кВ Судак: замена существующего Т-1 10 МВА на трансформатор мощностью не менее 16 МВА	16 МВА	-	Исключение необходимости ввода ГВО
5.	ПС 110 кВ Евпатория: замена существующего Т-2 15 МВА на трансформатор мощностью не менее 25 МВА	25 МВА	-	Исключение необходимости ввода ГВО
6.	ПС 110 кВ Южная, замена существующего Т-1 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА	25 МВА	-	Исключение необходимости ввода ГВО
7.	ПС 110 кВ Завокзальная, замена существующих Т-1, Т-2 16 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА	2х25 МВА	-	Исключение необходимости ввода ГВО
8.	ПС 110 кВ Марьино, замена существующего Т-1 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА	16 МВА	-	Исключение необходимости ввода ГВО
<b>2020 г.</b>				
9.	Реконструкция транзита 110 кВ Севастополь – Ялта (участок ПС-10 - Ялта), Ялта - Лучистое с заменой опор, подвеской двух цепей проводом АС-240, с организацией заходов ВЛ 110 кВ Перевальное – Алушта на ПС 110 кВ Лучистое, переорганизацией присоединений транзитных подстанций.	-	2х70 км, 2х52,4 км	Исключение необходимости ввода ГВО в энергоузле Южного берега Крыма
10.	Установка БСК мощностью 25 Мвар на ПС 220 кВ Донузлав	25 Мвар	-	Исключение необходимости ввода ГВО в Евпаторийском энергоузле
11.	Установка БСК мощностью 25 Мвар на ПС 110 кВ Лучистое	25 Мвар	-	Исключение необходимости ввода ГВО в энергоузле Южного берега Крыма
12.	Установка БСК мощностью 25 Мвар на ПС 110 кВ Дарсан	25 Мвар	-	Исключение необходимости ввода ГВО в энергоузле Южного берега Крыма
13.	Сооружение заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками и ВЛ 110 кВ Феодосийская – Восход на ПС 220 кВ Кафа	-	4х6,5 км	Исключение необходимости ввода ГВО в Феодосийско-Керченском энергоузле
<b>2021 г.</b>				
14.	Реконструкция транзита 110 кВ Старый Крым – Лучистое с заменой опор, подвеской двух цепей проводом АС-240 (АС-185), с переорганизацией присоединений транзитных подстанций.	-	2х87,5 км	Исключение необходимости ввода ГВО в энергоузле Южного берега Крыма на перспективный период
<b>Мероприятия, необходимые для обеспечения возможности технологического присоединения</b>				
<b>2019 г.</b>				
1.	Реконструкция ПС 110 кВ Белогорск с заменой Т-1, Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 63 МВА, сооружение ЛЭП 10 кВ Белогорск – ТП 10 кВ Заявителя 1,2,3,4 цепь. Сооружение второй цепи ВЛ 110 кВ Кафа – Старый Крым	2х63 МВА	4х6,5 км 29,2 км	Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Тепличный комбинат «Белогорский»», 30 МВт

2.	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой Т-1 и Т-2 на силовые трансформаторы мощностью не менее 63 МВА каждый. Сооружение заходов ВЛ 110 кВ Кубанская – Белогорск на ПС 110 кВ Северная с образованием ЛЭП 110 кВ Кубанская-Северная и ЛЭП 110 кВ Белогорск – Северная, сооружение заходов вновь образованной ВЛ 110 кВ Белогорск – Северная на ПС 330 кВ Симферопольская с образованием ЛЭП 110 кВ Симферопольская – Северная и ЛЭП 110 кВ Симферопольская – Белогорск.	2х63 МВА	31,6 км	Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Строительная компания «АКУРА»» (жилой массив), 30,3 МВт
3.	Реконструкция ПС 110 кВ Холодильник: замена Т-1 на силовой трансформатор мощностью 63 МВА, установка второго силового трансформатора Т-2 мощностью 63 МВА. Сооружение ЛЭП 110 кВ Западно-Крымская – Холодильник.	2х63 МВА	31,36 км	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств Индустриального парка «Евпатория», 36,2 МВт
4.	Сооружение двух ЛЭП 110 кВ Кафа – Виноградная 1,2 цепь. Сооружение ПС 110 кВ Виноградная с установкой двух трансформаторов 110/10/10 мощностью по 25 МВА каждый. Расширение ПС 220 кВ Кафа на 2 ячейки 110 кВ.	2х25 МВА	2х7 км	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств Индустриальный парк «Феодосия» 20,1 МВт
5.	ПС 110/10 кВ Артек, замена трансформаторов 2х10 МВА на 2х16 МВА	2х16 МВА	-	Для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств
6.	Строительство ПС 110 кВ Аянская (Перевальное 2) с подключением её отпайками от ВЛ 110 кВ Доброе – Перевальное и ВЛ 110 кВ Алушта – Перевальное	2х10 МВА	2х1 км	Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств «Управление заказчика капитального строительства МО РФ», 8,16 МВт
7	ПС 110 кВ Саки, замена трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА	2х40 МВА	-	Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Виктория»
<b>2020 г.</b>				
8.	Реконструкция ПС 220 кВ Бахчисарай с установкой автотрансформатора АТ-2 220/110/35 кВ мощностью не менее 125 и заменой АТ-1 на трансформатор мощностью не менее 125 МВА, замена Т-3 35/10 на трансформатор мощностью не менее 40 МВА. Сооружение ЛЭП 35 кВ Бахчисарай – РП Тепличный №1,2	2х125 МВА	-	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств Тепличный комбинат «Солнечный» 20 МВт в 2020г., 20 МВт в 2021г., Индустриальный парк «Бахчисарай» 43,41 МВт
9.	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечная с заменой существующего Т-1 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА	1х10 МВА	-	Реализация технологического присоединения «РОСЖЕЛДОР»

10.	Реконструкция ПС 110 кВ Альбатрос с заменой существующих Т-1, Т-2 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА	2x10 МВА	-	Реализация технологического присоединения «РОСЖЕЛДОР»
<b>2021 г.</b>				
11.	Строительство ПС 110 кВ Альтцем с сооружением двух ЛЭП 110 кВ Камыш-Бурун – ГПП Альтцем №1,2.	2x35 МВА	2x1 км	Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Альтцем», 43,7 МВт
	Реконструкция ПС 220 кВ Камыш-Бурун с расширением ОРУ 110 кВ с установкой двух ячеек выключателей 110 кВ для присоединения двух ЛЭП 110 кВ Камыш-Бурун-Альтцем.			
12.	Реконструкция ПС 110 кВ Мойнаки с заменой существующих трансформаторов 2x16 на трансформаторы 2x25 МВА	2x25 МВА	-	Для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Петрокомплект»
<b>2022 г.</b>				
13.	Реконструкция ПС 110 кВ Трудовое с переводом ее на напряжение 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	2x16 МВА	-	Для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств

### Анализ расчетов электрических режимов для умеренно-оптимистического варианта

Анализ токовых нагрузок элементов электрической сети 110 кВ и выше в нормальной схеме и при нормативных возмущениях в нормальной и ремонтных схемах с учетом выполнения мероприятий, рекомендованных для ликвидации «узких мест», а также рекомендованных к реализации на основании выполненных расчетов перспективных электрических режимов по базовому варианту развития выявил превышения длительно допустимых токовых нагрузок следующих электросетевых элементов:

- ВЛ 220 кВ Симферопольская – Бахчисарай: при аварийном отключении обеих цепей КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь выявлено превышение ДДТН до 8% (АДТН не превышает) в период летних максимальных нагрузок. В указанной схемно-режимной ситуации также выявлено превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Бахчисарай – Мекензиевы Горы на 25% (АДТН превышает на 4%). Выявленные перегрузки ликвидируются действием существующей АОПО ВЛ 110 кВ Бахчисарай – Мекензиевы Горы;
- АТ-1 220/110 кВ Севастополь: при аварийном отключении обеих цепей двухцепной КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь на 58% в период зимних и 25% в период летних максимальных нагрузок. Выявленные перегрузки ликвидируются действием существующей АОПО АТ-1 220/110 кВ Севастополь;

- ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Почтовое с отпайками: при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Симферопольская – Бахчисарай выявлено превышение ДДТН на 26 % (АДТН на 5 %) в период летних максимальных нагрузок 2023 г. Ограничивающий элемент – провод ВЛ;
- ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Почтовое с отпайками: при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Симферопольская – Бахчисарай схеме ремонта ВЛ 220 кВ Бахчисарай – Севастополь выявлено превышение ДДТН на 2 % (АДТН не превышает) в период летних максимальных нагрузок 2023 г. Выявленное превышение ДДТН ликвидируется действиями оперативного персонала на разгрузку Симферопольской ТЭЦ.
- ВЛ 110 кВ Донузлав – Зимино: при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Красноперекоск – Донузлав в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Холодильник – Евпатория в период летних максимальных нагрузок выявлено снижение напряжения на транзите 110 кВ Донузлав – Мойнаки – Евпатория ниже критического уровня, с учетом установленного БСК 25 МВар на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Донузлав. Для исключения лавинообразного снижения напряжения в узле в рассматриваемой схемно-режимной ситуации требуется уменьшить выдержку времени существующей АОСН на ПС 220 кВ Донузлав и увеличить объем отключаемой нагрузки на этапах 2021-2023 гг. с 21,5 МВт до 40 МВт. С учетом выполненных мероприятий превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Донузлав – Зимино составляет 31% (АДТН превышает на 10%). Данное превышение АДТН исключается подготовкой ремонтных схем;
- ВЛ 110 кВ Симферопольская – Белогорск: при аварийном отключении обеих цепей ВЛ 110 кВ Кафа – Старый Крым I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Кафа – Старый Крым II цепь на этапе 2020 года выявлено превышение ДДТН на 19 % (АДТН не превышает) с разомкнутым транзитом ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак – Приветное – Лучистое в период летних максимальных нагрузок. Ограничивающий элемент: провод АС-185 ВЛ 110 кВ Симферопольская – Белогорск и провод АС-185 ошиновки на ПС 110 кВ Белогорск. Выявленное превышение ДДТН ликвидируется действиями оперативного персонала по замыканию транзита ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак – Приветное – Лучистое;
- ВЛ 110 кВ Камыш-Бурун – Очистная с отпайками и ВЛ 110 кВ Керченская – Очистная: При аварийном отключении ВЛ 110 кВ Камыш-Бурун – Керченская выявлено превышение ДДТН на 25 % (АДТН на 4%) ВЛ 110 кВ Камыш-Бурун – Очистная с отпайками и на 11 % (АДТН не перегружается) ВЛ 110 кВ Керченская – Очистная в период летних максимальных нагрузок 2020 г. Ограничивающие

элементы: провод АС-120 ошиновки ПС 110 кВ Очистная и ВЧЗ на ПС 110 кВ Очистная.

**Анализ перспективной загрузки трансформаторного оборудования при умеренно-оптимистическом прогнозе развития**

В таблице 4.6.8-4.6.9 приведены данные по питающим центрам 110 кВ и выше, находящихся в ремонтно-эксплуатационном обслуживании ГУП РК «Крымэнерго», с указанием установленной мощности каждого трансформатора, существующей загрузки каждого трансформатора на период зимнего максимума нагрузки 2017 года согласно данным контрольного замера и объемов прироста мощности, учитываемых в умеренно-оптимистическом прогнозе.

Оранжевым цветом выделены центры питания, перегрузка которых возможна с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе.

**Таблица 4.6.8 – Перечень центров питания 220 кВ и выше с указанием установленной мощности, загрузки трансформаторов в зимний контрольный замер 2017 г и объемов прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе**

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформатора	Установленная мощность трансформатора, МВА	Мощность нагрузки по результатам контрольного замера 20.12.17 г. (собственный максимум по ПС)			Величина прироста мощности, учитываемая в умеренно-оптимистическом прогнозе		
					P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА
1	ПС 220 кВ Бахчисарай	220/110/10	АТ-1	63	29,9	12,2	32,3	83,4	33,4	89,7
2	ПС 220 кВ Бахчисарай	110/35/10	Т-2	40	23,9	8,4	25,3	40	16	43
3	ПС 330 кВ Джанкой	330/220	АТ-1	240	0,9	40,1	40,1			
4	ПС 330 кВ Джанкой	330/220	АТ-2	240	0,3	8,7	8,7			
5	ПС 330 кВ Джанкой	330/220	АТ-3	240	0	21,1	21,1			
6	ПС 330 кВ Джанкой	110/35/10	Т-1	40	17	4,6	17,6			
7	ПС 330 кВ Джанкой	110/35/10	Т-2	40	10	2,7	10,4	1,95	0,78	2,1
8	ПС 330 кВ Джанкой	110/35/10	Т-3	40	-	-	-			
9	ПС 220 кВ Донузлав	220/110	АТ-1	125	25	10	27	2,5	1	2,7
10	ПС 330 кВ Западно-Крымская	330/110	АТ-1	125	4	4	5,7			
11	ПС 220 кВ Казантип	220/110	Т-1	25	1	0,3	1,0			
12	ПС 220 кВ Казантип	220/110	Т-2	25	1	0,3	1,0			
13	ПС 220 кВ Камыш-Бурун	220/110	АТ-1	125	34,6	0,2	34,6	22,4	9,2	24,1



Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформатора	Установленная мощность трансформатора, МВА	Мощность нагрузки по результатам контрольного замера 20.12.17 г. (собственный максимум по ПС)			Величина прироста мощности, учитываемая в умеренно-оптимистическом прогнозе		
					P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА
14	ПС 220 кВ Камыш-Бурун	220/110	АТ-2	125	35,7	1,5	35,7	22,4	9,2	24,1
15	ПС 220 кВ Кафа	220/110	АТ-1	125	0	0	0,0	10,04	4	10,8
16	ПС 220 кВ Кафа	220/110	АТ-2	125	0	0	0,0	10,04	4	10,8
17	ПС 220 кВ Красноперекоск	220/35/6	Т-1	40	13,6	3,5	14,0			
18	ПС 220 кВ Красноперекоск	220/35/6	Т-2	40	0	0	0,0			
19	ПС 220 кВ Марьяновка	220/35/10	Т-1	40	0	0	0,0	3,6	1,4	3,86
20	ПС 220 кВ Марьяновка	220/35/10	Т-2+Т-4	20+20	18	5	18,7	3,6	1,4	3,86
21	ПС 220 кВ Насосная-2	220/110/35	АТ-4	63	14,1	3,2	14,5			
22	ПС 220 кВ Насосная-2	220/35/10	Т-1	20	0	0	0,0			
23	ПС 220 кВ Насосная-2	220/35/10	Т-2	31,5	13,9	6,8	15,5			
24	ПС 220 кВ Насосная-3	220/35/10	Т-1	25	2	0,5	2,1			
25	ПС 220 кВ Насосная-3	220/35/10	Т-2	20	5,9	1,5	6,1			
26	ПС 330 кВ Островская	330/110	АТ-1	125	16,9	2,3	17,1			
27	ПС 330 кВ Островская	330/110	АТ-2	125	16,6	1,8	16,7			
28	ПС 330 кВ Симферопольская	330/220	АТ-4	250	69,6	86,8	111,3			

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформатора	Установленная мощность трансформатора, МВА	Мощность нагрузки по результатам контрольного замера 20.12.17 г. (собственный максимум по ПС)			Величина прироста мощности, учитываемая в умеренно-оптимистическом прогнозе		
					P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА
29	ПС 330 кВ Симферопольская	330/220	АТ-5	240	52,3	19,9	56,0			
30	ПС 330 кВ Симферопольская	220/110	АТ-1	125	63,1	0	63,1	1,62	0,8	1,8
31	ПС 330 кВ Симферопольская	220/110	АТ-2	125	75,9	12,8	77,0	1,62	0,8	1,8
32	ПС 220 кВ Сода	220/6	Т-1	25	-	-	-			
33	ПС 220 кВ Сода	220/6	Т-2	32	17,7	4	18,1			
34	ПС 220 кВ Титан	220/35/10	Т-1	40	7	1,9	7,3			
35	ПС 220 кВ Титан	220/35	Т-2	40	-	-	-			
36	ПС 220 кВ Титан	220/35	Т-3	40	-2	0,5	2,1			
37	ПС 220 кВ Титан	220/35/10	Т-4	40	-	-	-			
38	ПС 220 кВ Феодосийская	220/110	АТ-3	60	9,3	21,2	23,2			
39	ПС 220 кВ Феодосийская	220/110	АТ-4	125	90,4	21,7	93,0			
40	ПС 220 кВ Феодосийская	110/35/10	Т-1	40	5,3	16,3	17,1	1,23	0,5	1,32
41	ПС 220 кВ Феодосийская	110/35/6	Т-2	20	-	-	-			
42	ПС 220 кВ Черноморская	220/10	Т-1	63	0	0	0,0			
43	ПС 220 кВ Черноморская	220/35/10	Т-2	25	0	0	0,0	1,46	0,58	1,57

В соответствии с приведенными в таблице 3.7.1 данными выявлена перегрузка трансформаторов на:

- -ПС 220/110/35/10 кВ Бахчисарай АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА и Т-2 /110/35/10 кВ мощностью 40 МВА;
- -ПС 220/110/35/10 кВ Феодосийская АТ-3 220/110 кВ мощностью 60 МВА.

### **ПС 220 кВ Бахчисарай**

Согласно данным зимнего контрольного замера, загрузка установленных на ПС Бахчисарай АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА не превышает их номинальной мощности. Действующими ТУ на ТП потребителей электроэнергии, к ПС 220 кВ Бахчисарай подключаются индустриальный парк «Бахчисарай» с максимальной нагрузкой 43,4 МВт и энергопринимающие устройства ООО Тепличный комбинат «Солнечный» максимальной нагрузкой 40 МВт.

Для подключения энергопринимающих устройств указанных потребителей в соответствии с ТУ на ТП требуется реконструкция ПС 220 кВ Бахчисарай предусматривающая в 2019г.:

- замену АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА на АТ 220/110/35 кВ мощностью не менее 125 МВА;
- установку АТ-2 220/110/35 кВ мощностью не менее 125 МВА;
- замену Т-3 35/10 кВ на Т 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА.

### **ПС 220 кВ Феодосийская**

На ПС 220/110/35/10 кВ Феодосийская установлены два силовых автотрансформатора АТ3 мощностью 60 МВА и АТ4 мощностью 125 МВА.

В период зимних максимальных нагрузок 2017 года суммарная нагрузка трансформаторов ПС 220/110/35/10 кВ Феодосийская составила 108,5 МВА (99,3+j42,9). При аварийном отключении в указанный период автотрансформатора АТ4 загрузка оставшегося в работе автотрансформатора АТ3 составит 180 %. Во избежание перегрузки АТ-3 на ПС Феодосийская в настоящее время разомкнут ШСВ 110 кВ.

Как показал анализ расчетов электрических режимов, с учетом реализации мероприятий по ликвидации «узких мест»: сооружение заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками на ПС 220 кВ Кафа, сооружение ВЛ 110 кВ Кафа – Старый Крым вторая цепь параметры загрузки АТ-3 на ПС Феодосийская в нормальном режиме и в послеаварийном режиме находятся в области допустимых значений при замкнутом ШСВ 110 кВ ПС Феодосийская.

**Таблица 4.6.9 – Перечень центров питания 110 кВ с указанием установленной мощности, загрузки трансформаторов в зимний контрольный замер 2017 г. и объемов прироста мощности, учитываемых в умеренно-оптимистическом прогнозе**

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформера	Мощность трансформатора, МВА	Контрольный замер 20,12,17 г, (собственный максимум по ПС)			Загрузка трансформаторов центра питания на рассматриваемый перспективный период (приросты нагрузки учтены равномерно с разбивкой по каждому году)				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	2019	2020	2021	2022	2023
1	ПС 110 кВ Алушта	110/10	T-1	25	2,74	2,47	1,19	4,98	7,22	9,46	11,70	13,94
		110/10	T-2	25	8,29	7,47	3,59	10,53	12,77	15,02	17,26	19,50
2	ПС 110 кВ Лучистое	110/10	T-1	10	2,2	1,98	0,95	3,54	4,89	6,23	7,58	8,92
		110/10	T-2	6,3	1,85	1,67	0,8	3,19	4,53	5,87	7,21	8,55
3	ПС 110 кВ Малореченское	110/10	T-1	6,3	3,25	2,93	1,41	3,48	3,72	3,95	4,18	4,41
		110/10	T-2	6,3	0	0	0	0,26	0,51	0,77	1,02	1,28
4	ПС 110 кВ Приветное	110/10	T-1	6,3	1,11	1	0,48	1,18	1,24	1,31	1,38	1,44
		110/10	T-2	5,6	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	ПС 110 кВ Шарха	110/10	T-1	10	1,63	1,47	0,71	2,47	3,32	4,16	5,00	5,84
		110/10	T-2	10	5,36	4,83	2,32	6,20	7,05	7,89	8,73	9,58
6	ПС 110 кВ Артек	110/10	T-1	10	1,61	1,45	0,7	2,95	4,30	5,64	6,98	8,33
		110/10	T-2	10	5,16	4,65	2,23	6,50	7,85	9,19	10,53	11,87
7	ПС 110 кВ Гурзуф	110/10	T-1	10	4,66	4,2	2,02	4,83	4,99	5,16	5,33	5,49
		110/10	T-2	10	2,03	1,83	0,88	2,20	2,36	2,53	2,70	2,86
8	ПС 110 кВ Массандра	110/10	T-1	10	9,58	8,64	4,15	10,89	12,20	13,51	14,81	16,12
		110/10	T-2	16	6,63	5,98	2,87	7,94	9,25	10,55	11,86	13,17
9	ПС 110 кВ Дарсан	110/10	T-1	16	8,53	7,69	3,69	9,59	10,66	11,72	12,79	13,85
		110/10	T-2	16	4,87	4,39	2,11	5,93	7,00	8,06	9,13	10,19

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформера	Мощность трансформатора, МВА	Контрольный замер 20,12,17 г, (собственный максимум по ПС)			Загрузка трансформаторов центра питания на рассматриваемый перспективный период (приросты нагрузки учтены равномерно с разбивкой по каждому году)				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	2019	2020	2021	2022	2023
10	ПС 110 кВ Ялта	110/10	T-1	25	9,41	8,48	4,07	11,10	12,78	14,47	16,16	17,84
		110/10	T-2	25	15,45	13,93	6,69	17,14	18,82	20,51	22,19	23,88
11	ПС 110 кВ Гаспра	110/10	T-1	16	6,26	5,64	2,71	7,27	8,28	9,29	10,30	11,31
		110/10	T-2	16	6,7	6,04	2,9	7,71	8,72	9,73	10,74	11,75
12	ПС 110 кВ Алупка	110/10	T-1	16	5,77	5,2	2,5	6,46	7,15	7,83	8,52	9,21
		110/10	T-2	16	4,74	4,27	2,05	5,43	6,12	6,80	7,49	8,18
13	ПС 110 кВ Заря	110/10	T-1	16	3,74	3,37	1,62	5,96	8,18	10,40	12,62	14,84
		110/10	T-2	16	4,59	4,14	1,99	6,79	8,98	11,18	13,37	15,57
14	ПС 110 кВ Керченская	110/6	T-2	25	0	0	0	0,42	0,84	1,26	1,69	2,11
		110/35/6	T-1	20	5,14	4,72	2,03	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14
15	ПС 110 кВ Центральная	110/10/6	T-1	25	5,78	5,31	2,28	6,25	6,72	7,18	7,65	8,12
		110/6	T-2	15	8,17	7,51	3,23	8,64	9,11	9,57	10,04	10,51
16	ПС 110 кВ Вторчермет	110/10	T-1	6,3	2,07	1,9	0,82	2,16	2,24	2,33	2,42	2,51
		110/10	T-2	10	2,47	2,27	0,98	2,56	2,64	2,73	2,82	2,91
17	ПС 110 кВ Марат	110/6	T-1	10	2,5	2,3	0,99	3,01	3,52	4,03	4,54	5,05
		110/6	T-2	10	1,23	1,13	0,49	1,74	2,25	2,76	3,28	3,79
18	ПС 110 кВ Солнечная	110/6	T-1	6,3	3,66	3,36	1,44	4,24	4,81	5,39	5,97	6,55
		110/6	T-2	10	1,18	1,08	0,46	1,76	2,34	2,92	3,50	4,08
19	ПС 110 кВ Стекло	110/6	T-1	25	2,71	2,49	1,07	3,16	3,60	4,05	4,49	4,94

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформа	Мощность трансформатора, МВА	Контрольный замер 20,12,17 г, (собственный максимум по ПС)			Загрузка трансформаторов центра питания на рассматриваемый перспективный период (приросты нагрузки учтены равномерно с разбивкой по каждому году)				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВА р	2019	2020	2021	2022	2023
		110/6	Т-2	10	4,39	4,03	1,73	4,84	5,28	5,73	6,18	6,62
20	ПС 110 кВ Соляная	110/6	Т-1	10	2,11	1,94	0,83	2,33	2,55	2,76	2,98	3,20
		110/6	Т-2	6,3	3,45	3,17	1,36	3,67	3,89	4,10	4,32	4,54
21	ПС 110 кВ Альбатрос	110/10	Т-1	6,3	0,44	0,4	0,17	1,54	2,64	3,74	4,84	5,94
		110/10	Т-2	6,3	0,82	0,75	0,32	1,91	3,01	4,10	5,19	6,29
22	ПС 110 кВ Эмаль	110/10/6	Т-1	25	14,91	13,7	5,89	14,91	14,91	14,91	14,91	14,91
		110/10/6	Т-2	25	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	ПС 110 кВ Нижегорская	110/35/10	Т-1	25	12,82	11,78	5,07	13,79	14,76	15,73	16,69	17,66
		110/35/10	Т-2	25	5,73	5,26	2,26	6,70	7,67	8,64	9,61	10,58
24	ПС 110 кВ Ленино	110/35/10	Т-1	16	2,9	2,66	1,14	3,06	3,23	3,39	3,55	3,72
		110/35/10	Т-2	16	3,39	3,11	1,34	3,55	3,72	3,88	4,04	4,21
25	ПС 110 кВ Ближние Камыши	110/10	Т-1	10	1,79	1,64	0,71	2,16	2,53	2,90	3,27	3,65
		110/10	Т-2	10	1,46	1,34	0,58	1,83	2,20	2,57	2,94	3,31
26	ПС 110 кВ Приморская	110/35/6	Т-1	25	2,96	2,72	1,17	3,10	3,24	3,38	3,53	3,67
		110/35/6	Т-2	25	0,63	0,58	0,25	0,77	0,91	1,05	1,19	1,34
27	ПС 110 кВ НС-16	110/35/6	Т-1	10	4,95	4,55	1,96	5,10	5,25	5,41	5,56	5,71
		110/35/10	Т-2	16	1,2	1,1	0,47	1,35	1,51	1,66	1,81	1,96
28	ПС 110 кВ Восход	110/10/6	Т-1	16	2,29	2,1	0,9	2,38	2,46	2,55	2,64	2,73
		110/10/6	Т-2	16	0,52	0,48	0,21	0,61	0,69	0,78	0,87	0,95

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформера	Мощность трансформатора, МВА	Контрольный замер 20,12,17 г, (собственный максимум по ПС)			Загрузка трансформаторов центра питания на рассматриваемый перспективный период (приросты нагрузки учтены равномерно с разбивкой по каждому году)				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	2019	2020	2021	2022	2023
29	ПС 110 кВ Судак	110/10	T-1	10	5,46	5,02	2,16	5,95	6,44	6,93	7,42	7,91
		110/10	T-2	16	6,74	6,19	2,66	7,23	7,72	8,21	8,70	9,19
30	ПС 110 кВ Капсель	110/10	T-1	6,3	1	0,92	0,4	1,61	2,22	2,83	3,43	4,04
		110/10	T-2	6,3	2,71	2,49	1,07	3,32	3,93	4,54	5,15	5,76
31	ПС 110 кВ Веселое	110/10	T-1	10	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		110/10	T-2	2,5	0,51	0,47	0,2	0,58	0,64	0,71	0,77	0,84
32	ПС 110 кВ Морское	110/10	T-1	5,6	0,93	0,85	0,37	1,01	1,08	1,16	1,24	1,31
		110/10	T-2	2,5	0,52	0,48	0,21	0,60	0,67	0,75	0,82	0,90
33	ПС 110 кВ Старый Крым	110/35/10	T-1	16	0	0	0	0,71	1,41	2,12	2,83	3,54
		110/35/10	T-2	16	11,59	10,65	4,58	12,30	13,00	13,71	14,42	15,13
34	ПС 110 кВ Евпатория	110/6	T-1	10	0,87	0,78	0,37	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
		110/35/10	T-2	15	4,54	4,09	1,96	5,46	6,38	7,30	8,23	9,15
		110/10	T-3	25	13,67	12,32	5,91	14,59	15,51	16,43	17,35	18,27
35	ПС 110 кВ Мойнаки	110/35/10	T-1	16	5,47	4,93	2,37	8,08	10,68	13,29	15,90	18,51
		110/35/10	T-2	16	8,6	7,75	3,72	11,21	13,82	16,42	19,03	21,64
36	ПС 110 кВ Зимино	110/35/10	T-1	25	1,9	1,71	0,82	2,34	2,79	3,23	3,68	4,12
		110/35/10	T-2	25	4,39	3,96	1,9	4,83	5,28	5,72	6,16	6,61
37	ПС 110 кВ Митяево	110/35/10	T-1	16	2,26	2,04	0,9792	2,36	2,46	2,56	2,66	2,76
		110/35/10	T-2	10	2,4	2,16	1,0368	2,50	2,60	2,70	2,80	2,90

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформера	Мощность трансформатора, МВА	Контрольный замер 20,12,17 г, (собственный максимум по ПС)			Загрузка трансформаторов центра питания на рассматриваемый перспективный период (приросты нагрузки учтены равномерно с разбивкой по каждому году)				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	2019	2020	2021	2022	2023
38	ПС 110 кВ Дозорное	110/35/10	T-1	10	5,31	4,79	2,3	6,14	6,97	7,80	8,64	9,47
		110/35/10	T-2	16	7,56	6,82	3,27	8,39	9,22	10,05	10,89	11,72
39	ПС 110 кВ Ковыльное	110/35/10	T-1	25	2,8	2,52	1,21	2,97	3,13	3,30	3,47	3,63
		110/35/10	T-2	25	4,36	3,93	1,89	4,53	4,69	4,86	5,03	5,19
40	ПС 110 кВ Новоозерное	110/35/10	T-1	10	1,24	1,12	0,54	1,26	1,28	1,31	1,33	1,35
		110/10	T-2	6,3	1,02	0,92	0,44	1,04	1,06	1,09	1,11	1,13
41	ПС 110 кВ Береговое	110/10	T-1	10	0	0	0	0,14	0,28	0,42	0,57	0,71
		110/10	T-2	16	0,88	0,79	0,38	1,02	1,17	1,31	1,46	1,60
42	ПС 110 кВ Саки	110/35/10	T-1	25	8,16	7,36	3,53	12,58	13,29	13,92	14,54	14,54
		110/35/10	T-2	25	13,18	11,88	5,7	20,44	21,15	21,78	22,45	22,45
43	ПС 110 кВ Глебовка	110/10	T-1	10	0,69	0,62	0,3	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
		110/10	T-2	10	0,11	0,1	0,05	0,13	0,15	0,18	0,20	0,22
44	ПС 110 кВ Холодильник*	110/10	T-1	63	1,64	1,48	0,71	5,66	9,67	13,69	17,70	21,72
		110/10	T-2	63	0	0	0	3,94	7,89	11,83	15,78	19,72
45	ПС 110 кВ Центральная	110/35/10	T-1	40,5	25,44	23,37	10,05	28,16	30,88	33,60	36,33	39,05
		110/35/10	T-2	40,5	20,99	19,28	8,29	23,71	26,43	29,16	31,88	34,60
46	ПС 110 кВ Петровские высоты	110/10	T-1	16	1,34	1,23	0,53	1,99	2,65	3,30	3,95	4,61
		110/10	T-2	16	2,57	2,36	1,01	3,20	3,83	4,46	5,10	5,73
47	ПС 110 кВ Фотон	110/10	T-1	15	5,25	4,82	2,07	5,66	6,08	6,49	6,91	7,32



Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформера	Мощность трансформатора, МВА	Контрольный замер 20,12,17 г, (собственный максимум по ПС)			Загрузка трансформаторов центра питания на рассматриваемый перспективный период (приросты нагрузки учтены равномерно с разбивкой по каждому году)				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	2019	2020	2021	2022	2023
		110/10	T-2	25	5,11	4,69	2,02	5,55	5,98	6,42	6,85	7,29
48	ПС 110 кВ Юго-Западная	110/10	T-1	16	5,51	5,06	2,1758	5,90	6,29	6,69	7,08	7,47
		110/10	T-2	16	5,37	4,93	2,1199	5,76	6,15	6,55	6,94	7,33
49	ПС 110 кВ Южная	110/35/10	T-1	16	16,2	14,88	6,4	17,32	18,44	19,56	20,69	21,81
		110/35/10	T-2	25	7,74	7,11	3,06	8,86	9,98	11,10	12,23	13,35
50	ПС 110 кВ Набережная	110/10	T-1	25	13,86	12,73	5,47	15,01	16,17	17,32	18,48	19,63
		110/10	T-2	25	8,28	7,61	3,27	9,43	10,59	11,74	12,89	14,05
51	ПС 110 кВ Марьино	110/10	T-1	10	7,31	6,72	2,89	8,07	8,83	9,59	10,36	11,12
		110/10	T-2	16	7,57	6,95	2,99	8,33	9,09	9,86	10,62	11,38
52	ПС 110 кВ Восточная	110/35/10	T-1	25	15,35	14,1	6,06	17,47	19,60	21,72	23,84	25,96
		110/35/10	T-2	25	12,27	11,27	4,85	14,39	16,52	18,64	20,76	22,89
53	ПС 110 кВ Завокзальная	110/10	T-1	16	10,17	9,34	4,02	10,27	10,37	10,47	10,57	10,67
		110/10	T-2	16	9,01	8,28	3,56	9,11	9,21	9,31	9,41	9,51
54	ПС 110 кВ Северная	110/10	T-1	16	7,31	6,72	2,89	9,73	12,16	14,58	17,00	19,43
		110/10	T-2	15	12,56	11,54	4,96	14,99	17,41	19,84	22,27	24,70
55	ПС 110 кВ Жаворонки	110/35/10	T-1	25	0	0	0	0,15	0,30	0,46	0,61	0,76
		110/35/10	T-2	25	0	0	0	0,15	0,30	0,46	0,61	0,76
56	ПС 110 кВ Скворцово	110/10	T-1	10	0,98	0,9	0,39	1,20	1,42	1,63	1,85	2,07
		110/10	T-2	6,3	1,08	0,99	0,43	1,28	1,47	1,67	1,87	2,06

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформера	Мощность трансформатора, МВА	Контрольный замер 20,12,17 г, (собственный максимум по ПС)			Загрузка трансформаторов центра питания на рассматриваемый перспективный период (приросты нагрузки учтены равномерно с разбивкой по каждому году)				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	2019	2020	2021	2022	2023
57	ПС 110 кВ Водовод	110/6	T-1	10	0,25	0,23	0,1	0,26	0,27	0,28	0,28	0,29
		110/6	T-2	10	1,92	1,76	0,76	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92
58	ПС 110 кВ Выпасное	110/35/10	T-1	16	2,39	2,2	0,95	2,67	2,95	3,24	3,52	3,80
		110/35/10	T-2	16	4,81	4,42	1,9	6,14	7,47	8,79	10,12	11,45
59	ПС 110 кВ Александровка	110/35/10	T-1	25	2,13	1,96	0,84	2,13	2,13	2,13	2,13	2,13
		110/35/10	T-2	25	1,34	1,23	0,53	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34
60	ПС 110 кВ Родниковое	110/10	T-1	6,3	1,27	1,17	0,5	1,42	1,57	1,72	1,87	2,02
		110/10	T-2	6,3	0,76	0,7	0,3	0,91	1,06	1,21	1,36	1,51
61	ПС 110 кВ Перевальное	110/10	T-1	6,3	3,82	3,51	1,51	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82
		110/10	T-2	6,3	2,08	1,91	0,82	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08
62	ПС 110 кВ Кубанская	110/10	T-1	25	8,89	8,17	3,51	9,81	10,74	11,66	12,59	13,51
		110/10	T-2	25	3,88	3,56	1,53	4,81	5,73	6,66	7,59	8,51
63	ПС 110 кВ Земляника	110/10	T-1	6,3	0,96	0,88	0,38	1,00	1,05	1,09	1,13	1,18
		110/10	T-2	6,3	0,09	0,08	0,03	0,14	0,18	0,23	0,27	0,32
64	ПС 110 кВ Белогорск	110/35/10	T-1	25	22,09	20,29	8,72	25,36	28,62	31,89	35,15	38,42
		110/35/10	T-2	16	5,28	4,85	2,09	8,55	11,81	15,08	18,34	21,61
65	ПС 110 кВ Аэропорт	110/10	T-1	32	0	0	0	2,66	5,33	7,99	10,66	13,32
		110/10	T-2	32	0	0	0	2,66	5,33	7,99	10,66	13,32
65	ПС 110 кВ	110/6/6	T-1	25	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформера	Мощность трансформатора, МВА	Контрольный замер 20,12,17 г, (собственный максимум по ПС)			Загрузка трансформаторов центра питания на рассматриваемый перспективный период (приросты нагрузки учтены равномерно с разбивкой по каждому году)				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	2019	2020	2021	2022	2023
	Кристалл	110/6/6	Т-2	25	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
66	ПС 110 кВ Целимберная	110/6	Т-1	6,3	1,88	1,73	0,74	2,14	2,40	2,66	2,92	3,18
67	ПС 110 кВ Очистная	110/35/6	Т-1	10	0,23	0,21	0,09	0,34	0,45	0,56	0,67	0,78
68	ПС 110 кВ Лысогорская	110/10/6	Т-1	10	1,07	0,98	0,42	1,29	1,51	1,73	1,94	2,16
69	ПС 110 кВ Подгорная	110/35/6	Т-1	25	11,17	10,26	4,41	11,87	12,56	13,26	13,96	14,65
70	ПС 110 кВ Крайняя	110/35/10	Т-1	25	1,61	1,45	0,7	1,64	1,67	1,70	1,73	1,75
71	ПС 110 кВ Трактовая	110/35/10	Т-1	25	5,24	4,72	2,2656	5,55	5,86	6,17	6,48	6,79
72	ПС 110 кВ Холодильник*	110/10	Т-1	6,3	1,64	1,48	0,71	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64
73	ПС 110 кВ Доброе	110/10	Т-1	15	4,69	4,23	2,03	6,26	7,84	9,41	10,99	12,56
74	ПС 110 кВ Лучевая	110/10	Т-1	6,3	0,56	0,51	0,22	0,57	0,58	0,59	0,60	0,60

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№ п/п	Название ПС	Класс напряжения	Номер трансформа	Мощность трансформатора, МВА	Контрольный замер 20,12,17 г, (собственный максимум по ПС)			Загрузка трансформаторов центра питания на рассматриваемый перспективный период (приросты нагрузки учтены равномерно с разбивкой по каждому году)				
					S, МВА	P, МВт	Q, МВА р	2019	2020	2021	2022	2023
75	ПС 110 кВ Коктебель	110/35/10	Т-1	10	5,14	4,72	2,04	6,05	6,97	7,88	8,80	9,71

Анализ перспективной загрузки трансформаторного оборудования центров питания 110-220 кВ подстанций ГУП РК «Крымэнерго» при отключении одного наиболее мощного трансформатора (аварийное отключение или вывод в ремонт) выполнялся на основании сравнения расчетной нагрузки трансформатора с его номинальной нагрузкой и выявил превышение номинальной (длительно-допустимой) нагрузки на ряде рассматриваемых ПС 110 кВ в перспективном периоде:

- ПС 110 кВ Алушта: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-1 (Т-2) 25 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 25 МВА составит 133,7 %  $S_{ном}$ ;
- ПС 110 кВ Лучистое: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-2 6,3 МВА при отключении Т-1 10 МВА составит 277,3 %  $S_{ном}$ , загрузка Т-1 10 МВА при отключении Т-2 6,3 МВА составит 174,7 %  $S_{ном}$ ;
- ПС 110 кВ Шарха: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-1 (Т-2) 10 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 10 МВА составит 154,2 %  $S_{ном}$ ;
- ПС 110 кВ Артек: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-1 (Т-2) 10 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 10 МВА составит 201,9 %  $S_{ном}$ ;
- ПС 110 кВ Массандра: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-1 10 МВА при отключении Т-2 16 МВА составляет 293,1%  $S_{ном}$ , загрузка Т-2 16 МВА при отключении Т-1 10 МВА составляет 183,2%  $S_{ном}$ ;
- ПС 110 кВ Дарсан: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-1 (Т-2) 16 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 16 МВА составит 150,3 %  $S_{ном}$ ;
- ПС 110 кВ Ялта: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-1 (Т-2) 25 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 25 МВА составит 166,9 %  $S_{ном}$ ;
- ПС 110 кВ Гаспра: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-1 (Т-2) 16 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 16 МВА составит 144,1 %  $S_{ном}$ ;
- ПС 110 кВ Гаспра: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-1 (Т-2) 16 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 16 МВА составит 108,6 %  $S_{ном}$ ;
- ПС 110 кВ Заря: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-1 (Т-2) 16 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 16 МВА составит 190,1 %  $S_{ном}$ ;
- ПС 110 кВ Центральная: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-2 15 МВА при отключении Т-2 25 МВА составит 124,2%  $S_{ном}$ ;
- ПС 110 кВ Солнечная: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-1 6,3 МВА при отключении Т-2 10 МВА составит 168,3 %  $S_{ном}$ , загрузка Т-2 10 МВА при отключении Т-1 6,3 МВА составит 106 %  $S_{ном}$ ;

- ПС 110 кВ Стекло: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-2 10 МВА при отключении Т-1 25 МВА составит 115,6 % Sном;
- ПС 110 кВ Соляная: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-2 6,3 МВА при отключении Т-1 10 МВА составит 122,8 % Sном;
- ПС 110 кВ Альбатрос: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-1 (Т-2) 6,3 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 6,3 МВА составит 192,7% Sном;
- ПС 110 кВ Нижнегорская: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-1 (Т-2) 6,3 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 6,3 МВА составит 192,7% Sном;
- ПС 110 кВ Судак: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-1 10 МВА при отключении Т-2 16 МВА составляет 171,0% Sном, загрузка Т-2 16 МВА при отключении Т-1 10 МВА составляет 106,9% Sном;
- ПС 110 кВ Капсель: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-1 (Т-2) 6,3 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 6,3 МВА составит 155,7 % Sном;
- ПС 110 кВ Старый Крым: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-1 (Т-2) 16 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 16 МВА составит 116,7 % Sном;
- ПС 110 кВ Евпатория: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-2 15 МВА при отключении Т-3 25 МВА составит 182,7 %, загрузка Т-3 25 МВА при отключении Т-2 15 МВА составит 109,6 %;
- ПС 110 кВ Мойнаки: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-1 (Т-2) 16 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 16 МВА составит 250,8 % Sном;
- ПС 110 кВ Дозорное: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-1 10 МВА при отключении Т-2 16 МВА составляет 212 % Sном, загрузка Т-2 16 МВА при отключении Т-1 10 МВА составляет 132,5 % Sном.
- ПС 110 кВ Саки: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-1 (Т-2) 25 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 25 МВА составит 148,1 % Sном;
- ПС 110 кВ Центральная: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-1 (Т-2) 40,5 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 40,5 МВА составляет 187,4 % Sном;
- ПС 110 кВ Южная: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, загрузка Т-1 16 МВА при отключении Т-2 25 МВА составляет 219,7% Sном, загрузка Т-2 25 МВА при отключении Т-1 16 МВА составляет 140,6% Sном;

- ПС 110 кВ Набережная: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, нагрузка Т-1 (Т-2) 25 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 25 МВА составляет 134,7% Sном;
- ПС 110 кВ Марьино: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, нагрузка Т-1 10 МВА при отключении Т-2 16 МВА составляет 225,0% Sном, нагрузка Т-2 16 МВА при отключении Т-1 10 МВА составляет 140,6% Sном;
- ПС 110 кВ Восточная: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, нагрузка Т-1 (Т-2) 25 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 25 МВА составляет 195,4% Sном;
- ПС 110 кВ Завокзальная: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, нагрузка Т-1 (Т-2) 16 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 16 МВА составляет 126,1% Sном;
- ПС 110 кВ Северная: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, нагрузка Т-1 16 МВА при отключении Т-2 15 МВА составит 275,9% Sном, нагрузка Т-2 15 МВА при отключении Т-1 16 МВА составит 294,3% Sном;
- ПС 110 кВ Перевальное: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, нагрузка Т-1 (Т-2) 6,3 МВА при отключении Т-2 (Т-1) 6,3 МВА составит 234,6% Sном;
- ПС 110 кВ Белогорск: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, нагрузка Т-1 25 МВА при отключении Т-2 16 МВА составляет 240,1% Sном; нагрузка Т-2 16 МВА при отключении Т-1 25 МВА составляет 375,1% Sном;
- ПС 110 кВ Холодильник: ожидается значительный прирост нагрузок в центре питания (индустриальный парк «Евпатория»), в связи с чем необходимо предусмотреть его реконструкцию с установкой двух трансформаторов;
- ПС 220 кВ Марьяновка: с учетом прироста мощности, учитываемого в умеренно-оптимистическом прогнозе, нагрузка Т-2 20 МВА при отключении Т-1 40 МВА составит 132% Sном. Т-4 выведен из работы из-за короткозамкнутого контура в обмотке РО фазы А.

Таким образом, по результатам анализа перспективной загрузки трансформаторного оборудования, учитывая возможности перевода нагрузки на соседние центры питания, можно сделать вывод о необходимости разработки следующих мероприятий по центрам питания, где при отключении наиболее мощного трансформатора возникает перегрузка оставшегося в работе трансформатора:

- ПС 110/10 кВ Алушта, замена трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА;
- ПС 110/10 кВ Лучистое, замена трансформаторов Т-1 10 МВА, Т-2 6,3 МВА на 2×25 МВА;
- ПС 110/10 кВ Шарха, замена трансформаторов 2×10 МВА на 2×25 МВА;
- ПС 110/10 кВ Артек, замена трансформаторов 2×10 МВА на 2×25 МВА;
- ПС 110/10 кВ Массандра, замена трансформаторов Т-1 10 МВА, Т-2 16 МВА на 2×40 МВА;

- ПС 110/10 кВ Дарсан, замена трансформаторов 2×16 МВА на 2×40 МВА;
- ПС 110/10 кВ Ялта, замена трансформаторов 2×25 МВА на 2×63 МВА;
- ПС 110/10 кВ Гаспра, замена трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА;
- ПС 110/10 кВ Алушка, замена трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА;
- ПС 110/10 кВ Заря, замена трансформаторов 2×16 МВА на 2×40 МВА;
- ПС 110/10 кВ Центральная, замена трансформатора Т-2 15 МВА на 25 МВА;
- ПС 110/10 кВ Солнечная, замена трансформаторов Т-1 6,3 МВА, Т-2 10 МВА на 2×16 МВА;
- ПС 110/10 кВ Стекло, замена трансформатора Т-2 10 МВА на 16 МВА;
- ПС 110/10 кВ Альбатрос, замена трансформаторов 2×6,3 МВА на 2×16 МВА;
- ПС 110/10 кВ Нижнегорская, замена трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА;
- ПС 110/10 кВ Капсель, замена трансформаторов 2×6,3 МВА на 2×16 МВА;
- ПС 110/35/10 кВ Старый Крым, замена трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА;
- ПС 110/35/10 кВ Евпатория, замена трансформаторов Т-2 15 МВА, Т-3 25 МВА на 2×40 МВА;
- ПС 110/35/10 кВ Мойнаки, замена трансформаторов 2×16 МВА на 2×63 МВА;
- ПС 110/35/10 кВ Дозорное, замена трансформатора Т-1 10 МВА на 25 МВА;
- ПС 110/35/10 кВ Центральная, замена трансформаторов 2×40,5 МВА на 2×63 МВА;
- ПС 110/35/10 кВ Южная, замена трансформаторов Т-1 и Т-2 на 40 МВА;
- ПС 110/10 кВ Набережная, замена трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА;
- ПС 110/10 кВ Марьино, замена трансформаторов на 2×25 МВА;
- ПС 110/10 кВ Завокзальная, замена трансформаторов на 2×25 МВА.

### **ПС 220 кВ Марьяновка**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 220 кВ Марьяновка составляет: Т-1 40 МВА, Т-2 20 МВА, Т-4 20 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 18,7 МВА (18 МВт). В соответствии с актом технического состояния трансформатор Т-4 имеет дефект, препятствующий его эксплуатации – короткозамкнутый контур в обмотке РО фазы А, поэтому в нормальной схеме трансформатор Т-4 выведен из работы. При отключении Т-1 загрузка оставшегося в работе Т-2 составляет 93% от Sном.

С учетом технологического присоединения новых потребителей (ТУ менее 5 МВт) в объеме 7,2 МВт загрузка центра питания составит 26,46 МВА (25,5 МВт). При отключении Т-1 загрузка оставшегося в работе Т-2 составляет 132% от Sном.



В целях недопущения указанной перегрузки требуется осуществить реконструкцию ПС 110 кВ Марьино с заменой существующего Т-2 и Т-3 мощностью 20 МВА каждый на трансформатор мощностью не менее 32 МВА.

### ПС 110 кВ Мирная

В настоящее время строительная компания ООО «Столичная Коммерческая группа» имеет планы по застройке на территории села Мирное. В настоящее время в ГУП РК «Крымэнерго» поданы заявки на выполнение застройки согласно следующим очередям:

1 пуск 3 очереди – 1,948 МВт

1 пуск 4 очереди – 1,501 МВт

2 пуск 4 очереди – 1,739 МВт

Указанный отбор мощности планируется организовать с шин 10 кВ ПС 35 кВ Красная, ПС 35 кВ Пригородная.

В планах застройщика ООО «Столичная Коммерческая группа» - реализация проектов строительства третьей, четвертой, пятой, шестой очереди строительства жилого микрорайона «Жигулина Роща» РК, Симферопольский район, село Мирное, Мирновское с/п суммарной ожидаемой мощностью порядка 8 МВт. Также имеется информация о планируемой застройке участка 61,5 Га (застройщик – ОАО «Группа компаний «АРС»»), расположенного по адресу: с. Мирное Симферопольского района, ул. Белова с планируемой мощностью потребления порядка 10,8 МВт. Указанный набор мощности невозможно осуществить от существующих центров питания: ПС 35 кВ Красная и ПС 35 кВ Пригородная ввиду недостаточной существующей трансформаторной мощности указанных центров питания:

Таблица 4.6.10 – Ожидаемые приросты мощности села Мирное

Наименование центра питания	Диспетчерское наименование	Номинальная мощность трансформаторов, МВА	Контрольный замер 20.12.2017, МВА	Прирост мощности по действующим ТУ на ТП (менее 5 МВт) в период 2019-2023, МВт	Ожидаемый прирост мощности по данным потребителей, МВт
ПС 35 кВ Красная	Т-1	4	1,51		8,000
	Т-2	6,3			
ПС 35 кВ Пригородная	Т-2	4	2 МВА	5,188	"Столичная Коммерческая группа". 10,8 ОАО «Группа компаний «АРС»»

В рамках умеренно-оптимистического варианта развития в районе села Мирное целесообразно рассмотреть сооружение новой ПС 110 кВ Мирная с установкой двух трансформаторов мощностью не менее 16 МВА.

## **ПС 110 кВ Юнга**

В настоящее время электроснабжение поселка Коктебель осуществляется от ПС 35/6 кВ Планерское. Установленная мощность трансформаторов на ПС 35кВ Планерское составляет 2х6,3 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС по данным летнего максимума нагрузок в день контрольного замера 2018 г. составила 6.01 МВА (5.78 МВт).

С учетом технологического присоединения новых потребителей (ТУ менее 5 МВт) в объеме 2,39 МВт загрузка центра питания составит 8,51 МВА (8,17 МВт). При отключении Т-2 (Т-1) загрузка оставшегося в работе Т-1 (Т-2) составляет 135% от S<sub>ном</sub>. По информации ГУП РК «Крымэнерго» возможность перевода нагрузки по сети 6 кВ отсутствует.

Расширение ПС 35/6 Планерская невозможно из-за плотной застройки. Кроме того, в поселке Коктебель планируется организация застройки в северо-восточном направлении, вдоль дороги на Феодосию и в сторону поселка Наниково, а также запланировано строительство канализационных очистных сооружений и развитие рекреационной зоны в сторону Тихой бухты (туристическо-рекреационный комплекс «Коктебель»).

Для исключения перегрузки трансформатора ПС 35/6 кВ Планерское в послеаварийном режиме, а также для обеспечения развития поселка Коктебель в рамках умеренно-оптимистического сценария развития целесообразно рассмотреть сооружение новой ПС 110 кВ Юнга с установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью не менее 16 МВА.

### **Т1, Т2 ПС 110/35/10 кВ Судак (ПС 110 кВ Судак Новая)**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Судак составляет: Т-1 10 МВА, Т-2 16 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 12,2 МВА (11,2 МВт). При отключении Т-2 загрузка оставшегося в работе Т-1 составляет 122% от S<sub>ном</sub>.

Для исключения перегрузки трансформатора в послеаварийном режиме, требуется отключение потребителей в объеме 2 МВт.

Объем прироста мощности на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Судак, учитываемый в умеренно-оптимистическом прогнозе, составляет 4,5 МВт в период 2019-2023 гг. В случае отключения трансформатора Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) в послеаварийном режиме составит соответственно 106,9% и 171%. Для исключения перегрузки трансформаторов в послеаварийном режиме требуется отключение потребителей в объеме 1 МВт и 6,6 МВт соответственно.

По информации ГУП РК «Крымэнерго» отсутствует возможность перевода нагрузки на прилегающие подстанции.

В связи с отсутствием возможности разгрузки Т2 мощностью 16 МВА путем перевода нагрузки на другие центры питания, данной работой рекомендуется

реконструкция ПС 110 кВ Судак с заменой трансформатора Т1 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА.

Учитывая стесненные условия, отсутствие подъездных путей к ПС 110 кВ Судак, а также отсутствие связей 10 кВ с ПС 110 кВ Капсель, выполнить замену трансформатора Т1 на 25 МВА без ограничения потребителей невозможно.

В соответствии с планами по развитию города Судак, планируется увеличение мощности нагрузки потребителей на 17 МВт в период 2019-2023гг.

Принимая во внимание обозначенные выше проблемы, связанные с реконструкцией существующей ПС 110 кВ Судак, а также имеющиеся планы по развитию города Судак, в рамках умеренно-оптимистического сценария развития целесообразно рассмотреть сооружение новой ПС 110 кВ Судак Новая с установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью не менее 16 МВА каждый.

### **ПС 110 кВ Чокрак**

В соответствии с заявкой, поданной Службой капитального строительства Республики Крым в ГУП РК «Крымэнерго» №53386 от 01.11.2018г., в районе села Курортное Ленинского района планируется строительство туристско-рекреационного кластера с максимальной нагрузкой 7 МВт. Для обеспечения электроэнергией туристско-рекреационного кластера целесообразно рассмотреть сооружение новой ПС 110 кВ Чокрак с установкой двух трансформаторов мощностью 10 МВА, с подключением ее к 1С, 2С ПС 110 кВ Очистная и соответствующей реконструкцией ОРУ-110 кВ Очистная в 2020г.

### **ПС 110 кВ Доброе**

В настоящее время на ПС 110 кВ Доброе установлен один силовой трансформатор ТДН-15000/110/10, 1974 года выпуска, физически и морально устаревший, требующий капитальный ремонт (дефектный акт от 21.11.2018г.). В период зимних максимальных нагрузок 2017 года нагрузка трансформатора ПС 110 кВ Доброе составила 4,69 МВА (4,23 МВт). Объем прироста мощности, учитываемый в умеренно-оптимистическом прогнозе на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Доброе составляет 7,1 МВт. При выводе трансформатора в ремонт (продолжительность ремонта 45 суток) обеспечить электроснабжение потребителей, в условиях отсутствия возможности перевода нагрузки по сети 10 кВ на другие центры питания, невозможно.

Учитывая техническое состояние трансформатора на ПС 110 кВ Доброе, а также планируемый прирост мощности предлагается рассмотреть в умеренно-оптимистическом варианте развития перенос трансформатора мощностью 16 МВА с ПС 110 кВ Белогорск (освободившийся Т-2 после замены на 25 МВА), либо с ПС 110 кВ Южная (освободившийся Т-1 после замены на 25 МВА), либо с ПС 110 кВ Завокзальная (освободившийся Т-1, Т-2 после замены на 25 МВА).

Таким образом, с учетом перспективного развития энергосистемы Республики Крым по умеренно-оптимистическому варианту, на основании выполненных расчетов электрических режимов выявлена необходимость реализации следующих мероприятий дополнительно к рекомендованным ранее:

1. Замена существующего провода М-70 ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Почтовая с отпайками на провод с ДДТН не менее, чем у провода АС-150 (2020 г.);
2. Для обеспечения замыкания транзита ВЛ 110 кВ Камыш-Бурун – Марат – Соляная – Керченская в нормальной схеме рекомендуется выполнить реконструкцию РЗА (2022 г.).

Указанные выше мероприятия по пп.1 – 2 связаны с появлением в 2020 году дополнительной генерации в Центральном энергоузле и в 2022 году в Феодосийско-Керченском энергоузле. Основные технические решения по организации схемы выдачи мощности предлагаемого к вводу генерирующего оборудования должны уточняться на этапе разработки проектных решений по схеме выдачи мощности.

**Разработка мероприятий, рекомендуемых для ликвидации схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений для умеренно-оптимистического варианта**

С учетом реализации всех мероприятий, предусмотренных и рекомендованных на основании выполненных расчетов электрических режимов для базового прогноза, дополнительно в условиях реализации умеренно-оптимистического прогноза выявлена необходимость реализации мероприятий, приведенных в таблице 4.6.10.

С учетом реализации предложенных мероприятий параметры режима в нормальной схеме, а также при нормативных возмущениях в нормальной схеме на весь рассматриваемый перспективный период находятся в области допустимых значений.

**Таблица 4.6.10 – Перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым, рекомендуемых к вводу и реконструкции в период 2019-2023 гг. для умеренно-оптимистического прогноза потребления (дополнительно к вводам по базовому прогнозу)**

№ пп	Электросетевой объект	Параметры объекта,		Основание для выполнения мероприятия
		МВА, МВА р	км	
<b>Мероприятия, рекомендуемые для возможного присоединения перспективных потребителей</b>				
<b>2019-2023гг.</b>				
1	Сооружение ПС 220 кВ Агроград с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и сооружение ВЛ 220 кВ Агроград – Насосная-3 I,II цепь длиной 18 км.	2x125 МВА	2x18 км	Предварительная схема присоединения энергопринимающих устройств ООО «АГРОГРАД», 125 МВт
2	Сооружение ПС 110 кВ РИЧ с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 80 МВА каждый и сооружение заходов ВЛ 110 кВ Симферопольская – Центральная на ПС 110 кВ РИЧ длиной 2 км.	2x80 МВА	2x2км	Предварительная схема присоединения энергопринимающих устройств ООО «РИЧ-ПЛЮС», 78,1 МВт
3	Сооружение ПС 110 кВ Курортное с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и сооружение отпаяк от ВЛ 110 кВ Феодосийская – Приморская I, II цепь на ПС 110 кВ Курортное длиной 1,5 км.	2x25 МВА	2x1,5 км	Предварительная схема присоединения энергопринимающих устройств ООО «Партнер Курорт Групп», 20 МВт
4	ПС 110 кВ Завокзальная, замена двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 40 МВА .	2x40 МВА	-	Предварительная схема присоединения энергопринимающих устройств ООО «КРЫМСКАЯ СТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ», 18 МВт
5	ПС 110 кВ Залив, замена двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 15 МВА каждый на трансформаторы 110/6 кВ мощностью 25 МВА .	2x25 МВА	-	Предварительная схема присоединения энергопринимающих устройств ООО «Ген инвест» 12 МВт
6	ПС 110 кВ Соляная, замена двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 10 и 6,3 МВА на трансформаторы 110/6 кВ мощностью 16 МВА .	2x16 МВА	-	Предварительная схема присоединения энергопринимающих устройств ООО ПКФ «Промснабресурс Крым» 10 МВт
7	Сооружение ПС 110 кВ Багерово тяговая с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 32 МВА каждый и сооружение захода ВЛ 110 кВ Керченская – Ленино на ПС 110 кВ Багерово тяговая длиной 2x15 км.	2x32 МВА	2x15 км	Предварительная схема присоединения энергопринимающих устройств ФГУП «КЖД» с.Багерово, 30 МВт
8	Сооружение ПС 110 кВ Петрово - тяговая с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 32 МВА каждый и сооружение захода ВЛ 110 кВ Феодосийская - Ленино на ПС 110 кВ Петрово-тяговая длиной 1 км.	2x32 МВА	2x1 км	Предварительная схема присоединения энергопринимающих устройств ФГУП «КЖД» с.Петрово, 25 МВт
9	Сооружение ПС 110 кВ	2x32 МВА	2x1 км	Предварительная схема

№ пп	Электросетевой объект	Параметры объекта,		Основание для выполнения мероприятия
		МВА, МВА р	км	
	Краснофлотская тяговая с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 32 МВА каждый и сооружение заходов ВЛ 110 кВ Насосная-2 – Нижнегорская на ПС 110 кВ Краснофлотская тяговая длиной 1 км.			присоединения энергопринимающих устройств ФГУП «КЖД» с.Краснофлотская, 25 МВт.
10	Сооружение ПС 220 кВ Джанкой тяговая с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и сооружение заходов ВЛ 220 кВ Джанкой – Насосная-2 на ПС 220 кВ Джанкой тяговая длиной 2 км	2х63 МВА	2х2 км	Предварительная схема присоединения энергопринимающих устройств ФГУП «КЖД» г.Джанкой, 50 МВт
11	Сооружение ПС 220 кВ Октябрьская тяговая с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и сооружение захода ВЛ 220 кВ Симферопольская ТЭЦ–Элеваторная на ПС 220 кВ Октябрьская тяговая длиной 2 км.	2х40 МВА	2х2 км	Предварительная схема присоединения энергопринимающих устройств ФГУП «КЖД» с.Октябрьское, 36,6 МВт
12	ПС 110 кВ Почтовое, замена двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 40 МВА .	2х40 МВА	-	Предварительная схема присоединения энергопринимающих устройств ФГУП «КЖД» с.Почтовое, 18,7 МВт
13	ПС 110 кВ Мекензиевы горы, замена двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА .	2х63 МВА	-	Предварительная схема присоединения энергопринимающих устройств ФГУП «КЖД», 23,5 МВт
14	Сооружение ПС 110 кВ Чокрак с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый с сооружением двухцепной ВЛ 110 кВ до ПС 110 кВ Очистная	2х10 МВА	2х10,6 км	Предварительная схема присоединения энергопринимающих устройств туристско-рекреационного кластера
<b>Замена трансформаторного оборудования выявленная на основании анализа загрузки центров питания в рамках умеренно-оптимистического прогноза развития в период 2019-2023 гг.</b>				
1	ПС 110/10 кВ Алушта, замена трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА	2х40 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
2	ПС 110/10 кВ Лучистое, замена трансформаторов Т-1 10 МВА, Т-2 6,3 МВА на 2х25 МВА	2х25 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
3	ПС 110/10 кВ Шарха, замена трансформаторов 2х10 МВА на 2х25 МВА	2х25 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
4	ПС 110/10 кВ Артек, замена трансформаторов 2х10 МВА на 2х25 МВА	2х25 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
5	ПС 110/10 кВ Массандра, замена трансформаторов Т-1 10 МВА, Т-2 16 МВА на 2х40 МВА	2х40 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
6	ПС 110/10 кВ Дарсан, замена трансформаторов 2х16 МВА на	2х40 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период

№ пп	Электросетевой объект	Параметры объекта,		Основание для выполнения мероприятия
		МВА, МВА р	км	
	2×40 МВА			
7	ПС 110/10 кВ Ялта, замена трансформаторов 2×25 МВА на 2×63 МВА	2×63 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
8	ПС 110/10 кВ Гаспра, замена трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА	2×25 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
9	ПС 110/10 кВ Алушка, замена трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА	2×25 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
10	ПС 110/10 кВ Заря, замена трансформаторов 2×16 МВА на 2×40 МВА	2×40 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
11	ПС 110/10 кВ Центральная, замена трансформатора Т-2 15 МВА на 25 МВА	25 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
12	ПС 110/10 кВ Солнечная, замена трансформаторов Т-1 6,3 МВА, Т-2 10 МВА на 2×16 МВА	2×16 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
13	ПС 110/10 кВ Стекло, замена трансформатора Т-2 10 МВА на 16 МВА	16 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
14	ПС 110/10 кВ Альбатрос, замена трансформаторов 2×6,3 МВА на 2×16 МВА	2×16 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
15	ПС 110/10 кВ Нижнегорская, замена трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА	2×40 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
16	ПС 110/10 кВ Капсель, замена трансформаторов 2×6,3 МВА на 2×16 МВА	2×16 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
17	ПС 110/35/10 кВ Старый Крым, замена трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА	2×25 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
18	ПС 110/35/10 кВ Евпатория, замена трансформаторов Т-2 15 МВА, Т-3 25 МВА на 2×40 МВА	2×40 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
19	ПС 110/35/10 кВ Мойнаки, замена трансформаторов 2×16 МВА на 2×63 МВА	2×63 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
20	ПС 110/35/10 кВ Дозорное, замена трансформатора Т-1 10 МВА на 25 МВА	25 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
21	ПС 110/35/10 кВ Центральная, замена трансформаторов 2×40,5 МВА на 2×63 МВА	2×63 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
22	ПС 110/35/10 кВ Южная, замена трансформатора Т-1 16 МВА на 40 МВА	2×40 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
23	ПС 110/10 кВ Набережная, замена трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА	2×40 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
24	Сооружение новой ПС 110 кВ Мирная с установкой двух трансформаторов мощностью не менее 16 МВА	2×16 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период

№ пп	Электросетевой объект	Параметры объекта,		Основание для выполнения мероприятия
		МВА, МВА р	км	
25	Сооружение новой ПС 110 кВ Юнга с установкой двух трансформаторов мощностью не менее 16 МВА	2x16МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
26	Сооружение новой ПС 110 кВ Судак Новое с установкой двух трансформаторов мощностью не менее 16 МВА	2x16МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
27	ПС 220 кВ Марьяновка, замена существующих Т-2 20 МВА, Т-4 20 МВА на один трансформатор 32 МВА	1x32 МВА	-	Исключение ввода ГВО на перспективный период
<b>Иные мероприятия по реконструкции центров питания</b>				
1	ПС 110 кВ Белогорск, выполнение реконструкции с приведением схемы ПС к типовой	-	-	Приведение схемы ПС к типовой
2	ПС 110 кВ Евпатория, выполнение реконструкции с приведением схемы ПС к типовой	-	-	Приведение схемы ПС к типовой

#### 4.7. Разработка основных технических решений по оснащению электрической сети и электростанции энергосистемы Республики Крым оборудованием системы мониторинга переходных процессов (СМПР)

Для повышения наблюдаемости параметров режима работы энергосистемы (текущая оценка запасов устойчивости), обеспечения максимальной корректности настройки противоаварийной автоматики, верификации расчетных моделей энергосистемы, для обеспечения соответствия требованиям ГОСТ Р 55105-2012 «Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем» необходима установка на ряде энергообъектов Республики Крым устройств синхронизированных векторных измерений российского производства:

- - ПС 220 кВ Феодосийская;
- - ПС 220 кВ Насосная-2;
- - ПС 220 кВ Насосная-3.

В соответствии со стандартом организации АО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования», СТО 59012820.29.020.011-2016, необходима реконструкция устройств СМПР на ряде энергообъектов Республики Крым:

- - ПС 330 кВ Западно-Крымская;
- - ПС 330 кВ Джанкой;
- - ПС 330 кВ Севастополь.
- - ПС 220 кВ Бахчисарай;
- - ПС 220 кВ Камыш-Бурун;
- - ПС 110 кВ Ялта;
- - ПС 110 кВ Алушта;



- - ПС 110 кВ Саки;
- - ПС 110 кВ Центральная.

Рекомендуемый срок реализации вышеуказанных мероприятий 2019-2020 гг.

#### 4.8. Сводный перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым

В таблице 4.8.1 приведены сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым на период 2019– 2023 годы согласно базовому сценарию развития, с учетом перечня планируемых к вводу электросетевых объектов, приведенного в таблице 4.6.7. В данной таблице для каждого года приведены суммарные величины протяженности вводимых ЛЭП 110 кВ и выше, а также суммарная установленная мощность вновь вводимых трансформаторов (автотрансформаторов) для каждого из рассматриваемых прогнозов.

Таблица 4.8.1 - Сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым на период 2019 – 2023 годы.

Наименование	Единицы измерения	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	Всего 2019 – 2023 годы
<b>Базовый вариант развития</b>							
ВЛ 220 кВ	км	1	–	–	–	–	1
ВЛ 110 кВ	км	109	271	177	–	–	556
АТ (Т) 220 кВ	МВА	–	250	–	–	–	250
Т 110 кВ	МВА	708	30	120	32	0	890
БСК 110 кВ	Мвар		75	–	–	–	75

#### 4.9. Предложения по уточнению перечня электросетевых объектов единой национальной (общероссийской) электрической сети, включенных в Схему и программу развития ЕЭС России на 2018-2024 гг.

Предложения по уточнению перечня электросетевых объектов единой национальной (общероссийской) электрической сети, включенных в Схему и программу развития ЕЭС России на 2018-2024 гг., отсутствуют.

#### 4.10. Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым, планируемых к вводу и реконструкции в период 2019-2023 гг. для базового и умеренно-оптимистического прогноза потребления, обеспечивающих надежное электроснабжение потребителей Республики Крым и оценка стоимости реализации разработанных мероприятий

Сводный перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым, рекомендуемых к сооружению и реконструкции в период до 2023 года для обеспечения возможности электроснабжения существующей и

перспективной нагрузки для базового прогноза потребления с указанием капитальных затрат приведен в таблице 4.10.1.

Сводный перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым, рекомендуемых к сооружению и реконструкции в период до 2023 года для обеспечения возможности электроснабжения существующей и перспективной нагрузки для умеренно-оптимистического прогноза потребления с указанием капитальных затрат приведен в таблице 4.10.2.

**Таблица 4.10.1 - Перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым, рекомендуемых к вводу и реконструкции в период 2019-2023 гг., для базового прогноза потребления**

Мероприятие	Год ввода	Стоимость, млн. руб. с НДС
<b>Мероприятия, необходимые для ликвидации «узких мест»</b>		
Установка устройства АОПО на ВЛ 220 кВ Симферопольская – Бахчисарай с действием на ограничение нагрузки потребителей в энергорайоне г. Севастополь.	2019	4,1
Переподключение ВЛ 330 кВ Джанкой – Каховская к РУ 220 кВ на ПС 330 кВ Джанкой, перезавод ВЛ 330 кВ Джанкой – Каховская в РУ ПС 220 кВ Титан с образованием ВЛ 220 кВ Джанкой – Титан	2019	20,1
Реконструкция транзита 110 кВ Севастополь – Ялта (участок ПС-10 - Ялта), 110 кВ Ялта - Лучистое с заменой опор, подвеской двух цепей проводом АС-240, с организацией заходов ВЛ 110 кВ Перевальное – Алушта на ПС 110 кВ Лучистое, переорганизацией присоединений транзитных подстанций	2020	3409,3
Сооружение заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками и ВЛ 110 кВ Феодосийская - Восход с отпайками на ПС 220 кВ Кафа.	2020	303,2
Реконструкция ПС 220 кВ Донузлав с установкой БСК	2020	191,49
Реконструкция ПС 110 кВ Дарсан с установкой БСК	2020	191,49
Реконструкция ПС 110 кВ Лучистое с установкой БСК	2020	190,22
ПС 110/10 кВ Массандра, замена Т-1 мощностью 10 МВА на 16 МВА	2019	27
ПС 110/10 кВ Судак, замена Т-1 мощностью 10 МВА на 16 МВА	2019	27
ПС 110/35/10 кВ Евпатория, замена Т-2 мощностью 15 МВА на 25 МВА	2019	31,9
Реконструкция транзита 110 кВ Старый Крым – Лучистое с заменой опор, подвеской двух цепей проводом АС-240 (АС-185), с переорганизацией присоединений транзитных подстанций.	2021	1478,1
ПС 110 кВ Южная, замена существующего Т-1 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА	2019	36,9
ПС 110 кВ Завокзальная, замена существующих Т-1, Т-2 16 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА	2019	73,8
ПС 110 кВ Марьино, замена существующего Т-1 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА	2019	33,05
<b>Мероприятия, необходимые для обеспечения возможности технологического присоединения</b>		
Реконструкция ПС 110 кВ Белогорск с заменой	2019	716,67

Мероприятие	Год ввода	Стоимость, млн. руб. с НДС
существующих Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА и 16 МВА соответственно на трансформаторы мощностью не менее 63 МВА. Сооружение второй цепи ВЛ 110 кВ Кафа – Старый Крым		
Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой Т-1 и Т-2 на силовые трансформаторы мощностью не менее 63 МВА каждый. Сооружение заходов ВЛ 110 кВ Кубанская – Белогорск на ПС 110 кВ Северная с образованием ЛЭП 110 кВ Кубанская-Северная и ЛЭП 110 кВ Белогорск – Северная, сооружение заходов вновь образованной ВЛ 110 кВ Белогорск – Северная на ПС 330 кВ Симферопольская с образованием ЛЭП 110 кВ Симферопольская – Северная и ЛЭП 110 кВ Симферопольская – Белогорск	2019-2020	247,5
Реконструкция ПС 220 кВ Бахчисарай с заменой автотрансформатора АТ-1 мощностью 63 МВА на автотрансформатор 220/110/35 кВ мощностью не менее 125 МВА и установкой автотрансформатора АТ-2 220/110/35 кВ мощностью не менее 125 МВА. Сооружение ЛЭП 35 кВ Бахчисарай – РП Тепличный №1,2	2020	1006,48
Сооружение двух ЛЭП 110 кВ Кафа – Виноградная 1,2 цепь. Сооружение ПС 110 кВ Виноградная с установкой двух трансформаторов 110/10/10 мощностью по 25 МВА каждый. Расширение ПС 220 кВ Кафа на 2 ячейки 110 кВ.	2019	156,1
ПС 110/10 кВ Артек, замена трансформаторов 2х10 МВА на 2х16 МВА	2019	63,8
Строительство ПС 110 кВ Аянская (Перевальное 2) с подключением её отпайками от ВЛ 110 кВ Доброе – Перевальное и ВЛ 110 кВ Алушта – Перевальное	2018	168,8
Реконструкция ПС 110 кВ Холодильник: замена Т-1 на силовой трансформатор мощностью 63 МВА, установка второго силового трансформатора Т-2 мощностью 63 МВА. Сооружение ЛЭП 110 кВ Западно-Крымская – Холодильник.	2019	350,1
Реконструкция ПС 110 кВ Солнечная с заменой существующего Т-1 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА	2020	24,31
Реконструкция ПС 110 кВ Альбатрос с заменой существующих Т-1, Т-2 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА	2020	48,62
Строительство ПС 110 кВ Альтцем с сооружением двух ЛЭП 110 кВ Камыш-Бурун – ГПП Альтцем №1,2	2021	188,2
Реконструкция ПС 220 кВ Камыш-Бурун с расширением РУ 110 кВ на две линейные ячейки в объеме, обеспечивающем присоединение ЛЭП 110 кВ Камыш-Бурун – ГПП Альтцем № 1 и ЛЭП 110 кВ Камыш-Бурун – ГПП Альтцем № 2	2021	89,3
Реконструкция ПС 110 кВ Трудовое с переводом ее на напряжение 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	2022	155,4
Реконструкция ПС 110 кВ Мойнаки с заменой существующих трансформаторов 2х16 на трансформаторы 2х25 МВА	2021	73,8
Реконструкция ПС 110 кВ Саки с заменой существующих трансформаторов 2х25 на трансформаторы 2х40 МВА	2019	14,49

**Таблица 4.10.2 – Перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше энергосистемы Республики Крым, рекомендуемых к вводу и реконструкции в период 2019-2023 гг., для умеренно-оптимистического прогноза**

Мероприятие	Год ввода	Стоимость, млн. руб. с НДС
<b>Мероприятия, необходимые для ликвидации «узких мест»</b>		
Установка устройства АОПО на ВЛ 220 кВ Симферопольская – Бахчисарай с действием на ограничение нагрузки потребителей в энергорайоне г. Севастополь.	2019	4,1
Переподключение ВЛ 330 кВ Джанкой – Каховская к РУ 220 кВ на ПС 330 кВ Джанкой, перезавод ВЛ 330 кВ Джанкой – Каховская в РУ ПС 220 кВ Титан с образованием ВЛ 220 кВ Джанкой – Титан	2019	20,1
Реконструкция транзита 110 кВ Севастополь – Ялта (участок ПС-10 - Ялта), 110 кВ Ялта - Лучистое с заменой опор, подвеской двух цепей проводом АС-240, с организацией заходов ВЛ 110 кВ Перевальное – Алушта на ПС 110 кВ Лучистое, переорганизацией присоединений транзитных подстанций	2020	3409,3
Сооружение заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками и ВЛ 110 кВ Феодосийская – Восход с отпайками на ПС 220 кВ Кафа.	2020	303,2
Реконструкция ПС 220 кВ Донузлав с установкой БСК	2020	191,49
Реконструкция ПС 110 кВ Дарсан с установкой БСК	2020	191,49
Реконструкция ПС 110 кВ Лучистое с установкой БСК	2020	190,22
ПС 110/10 кВ Массандра, замена Т 1 мощностью 10 МВА на 16 МВА	2019	27
Реконструкция транзита 110 кВ Старый –Крым – Лучистое с заменой опор, подвеской двух цепей проводом АС-240 (АС-185), с переорганизацией присоединений транзитных подстанций.	2021	1478,1
ПС 110 кВ Марьино, замена существующего Т-1 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА	2019	33,05
<b>Мероприятия, необходимые для обеспечения возможности технологического присоединения</b>		
Реконструкция ПС 110 кВ Белогорск с заменой существующих Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА и 16 МВА соответственно на трансформаторы мощностью не менее 63 МВА. Сооружение второй цепи ВЛ 110 кВ Кафа – Старый Крым	2019	716,67
Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой Т-1 и Т-2 на силовые трансформаторы мощностью не менее 63 МВА каждый. Сооружение заходов ВЛ 110 кВ Кубанская – Белогорск на ПС 110 кВ Северная с образованием ЛЭП 110 кВ Кубанская-Северная и ЛЭП 110 кВ Белогорск – Северная, сооружение заходов вновь образованной ВЛ 110 кВ Белогорск – Северная на ПС 330 кВ Симферопольская с образованием ЛЭП 110 кВ Симферопольская – Северная и ЛЭП 110 кВ Симферопольская – Белогорск	2019-2020	247,5
Реконструкция ПС 220 кВ Бахчисарай с заменой автотрансформатора АТ-1 мощностью 63 МВА на автотрансформатор 220/110/35 кВ мощностью не менее 125 МВА и установкой автотрансформатора АТ-2 220/110/35 кВ мощностью не менее 125 МВА.	2020	1006,48

Мероприятие	Год ввода	Стоимость, млн. руб. с НДС
Сооружение ЛЭП 35 кВ Бахчисарай – РП Тепличный №1,2		
Сооружение двух ЛЭП 110 кВ Кафа – Виноградная 1,2 цепь. Сооружение ПС 110 кВ Виноградная с установкой двух трансформаторов 110/10/10 мощностью по 25 МВА каждый. Расширение ПС 220 кВ Кафа на 2 ячейки 110 кВ.	2019	156,1
Строительство ПС 110 кВ Аянская (Перевальное 2) с подключением её отпайками от ВЛ 110 кВ Доброе – Перевальное и ВЛ 110 кВ Алушта – Перевальное	2018	168,8
Реконструкция ПС 110 кВ Холодильник: замена Т-1 на силовой трансформатор мощностью 63 МВА, установка второго силового трансформатора Т-2 мощностью 63 МВА. Сооружение ЛЭП 110 кВ Западно-Крымская – Холодильник.	2019	350,1
Строительство ПС 110 кВ Альтцем с сооружением двух ЛЭП 110 кВ Камыш-Бурун – ГПП Альтцем №1,2	2021	188,2
Реконструкция ПС 110 кВ Трудовое с переводом ее на напряжение 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	2022	155,4
Реконструкция ПС 220 кВ Камыш-Бурун с расширением РУ 110 кВ на две линейные ячейки в объеме, обеспечивающем присоединение ЛЭП 110 кВ Камыш-Бурун – ГПП Альтцем № 1 и ЛЭП 110 кВ Камыш-Бурун – ГПП Альтцем № 2	2021	89,3
Реконструкция ПС 110 кВ Саки с заменой существующих трансформаторов 2х25 на трансформаторы 2х40 МВА	2019	14,49
<b>Мероприятия, рекомендуемые для возможного присоединения перспективных потребителей</b>		
Сооружение ПС 220 кВ Агроград с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и сооружение ВЛ 220 кВ Агроград – Насосная-3 I,II цепь длиной 18 км	2019-2023	434,5
Сооружение ПС 110 кВ РИЧ с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 80 МВА каждый и сооружение захода ВЛ 110 кВ Симферопольская – Центральная на ПС 110 кВ РИЧ длиной 2 км	2019-2023	213
Сооружение ПС 110 кВ Курортное с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и сооружение отпайк от ВЛ 110 кВ Феодосийская – Приморская I, II цепь на ПС 110 кВ Курортное длиной 1,5 км.	2019-2023	169
ПС 110 кВ Завокзальная, замена двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 40 МВА	2019-2023	98,5
ПС 110 кВ Залив, замена двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 15 МВА каждый на трансформаторы 110/6 кВ мощностью 25 МВА	2019-2023	63,5
ПС 110 кВ Соляная, замена двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 10 и 6,3 Мва на трансформаторы 110/6 кВ мощностью 16 МВА	2019-2023	54
Сооружение ПС 110 кВ Багерovo тяговая с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 32 МВА каждый и сооружение захода ВЛ 110 кВ Керчинская – Ленино на ПС 110 кВ Багерovo тяговая длиной 2х15 км	2019-2023	210,5
Сооружение ПС 110 кВ Петрово –тяговая с установкой двух	2019-2023	154,5

Мероприятие	Год ввода	Стоимость, млн. руб. с НДС
трансформаторов 110/10 кВ мощностью 32 МВА каждый и сооружение захода ВЛ 110 кВ Феодосийская – Ленино на ПС 110 кВ Петрово-тяговая длиной 1 км.		
Сооружение ПС 110 кВ Краснофлотская тяговая с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 32 МВА каждый и сооружение захода ВЛ 110 кВ Насосная-2 – Нижегородская на ПС 110 кВ Краснофлотская тяговая длиной 1 км	2019-2023	154,5
Сооружение ПС 220 кВ Джанкой тяговая с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и сооружение заходов ВЛ 220 кВ Джанкой – Насосная-2 на ПС 220 кВ Джанкой тяговая длиной 2 км	2019-2023	326,5
Сооружение ПС 220 кВ Октябрьская тяговая с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и сооружение захода ВЛ 220 кВ Симферопольская ТЭЦ– Элеваторная на ПС 220 кВ Октябрьская тяговая длиной 2 км	2019-2023	294
ПС 110 кВ Почтовое, замена двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 40 МВА	2019-2023	99
ПС 110 кВ Мекензиевы горы, замена двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	2019-2023	114,5
Сооружение ПС 110 кВ Чокрак с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый с сооружением двухцепной ВЛ 110 кВ до ПС 110 кВ Очистная	2020	360,92
<b>Замена трансформаторного оборудования выявленная на основании анализа загрузки центров питания в рамках умеренно-оптимистическом прогноза развития в период 2019-2023 гг.</b>		
ПС 110/10 кВ Алушта, замена трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА	2019-2023	96,67
ПС 110/10 кВ Лучистое, замена трансформаторов Т-1 10 МВА, Т-2 6,3 МВА на 2×25 МВА	2019-2023	73,8
ПС 110/10 кВ Шарха, замена трансформаторов 2×10 МВА на 2×25 МВА	2019-2023	73,8
ПС 110/10 кВ Артек, замена трансформаторов 2×10 МВА на 2×25 МВА	2019-2023	73,8
ПС 110/10 кВ Массандра, замена трансформаторов Т-1 10 МВА, Т-2 16 МВА на 2×40 МВА	2019-2023	96,67
ПС 110/10 кВ Дарсан, замена трансформаторов 2×16 МВА на 2×40 МВА	2019-2023	96,67
ПС 110/10 кВ Ялта, замена трансформаторов 2×25 МВА на 2×63 МВА	2019-2023	114,4
ПС 110/10 кВ Гаспра, замена трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА	2019-2023	73,8
ПС 110/10 кВ Алупка, замена трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА	2019-2023	73,8
ПС 110/10 кВ Заря, замена трансформаторов 2×16 МВА на 2×40 МВА	2019-2023	96,67
ПС 110/10 кВ Центральная, замена трансформатора Т-2 15	2019-2023	73,8

Мероприятие	Год ввода	Стоимость, млн. руб. с НДС
МВА на 25 МВА		
ПС 110/10 кВ Солнечная, замена трансформаторов Т-1 6,3 МВА, Т-2 10 МВА на 2×16 МВА	2019-2023	66,1
ПС 110/10 кВ Стекло, замена трансформатора Т-2 10 МВА на 16 МВА	2019-2023	33,05
ПС 110/10 кВ Альбатрос, замена трансформаторов 2×6,3 МВА на 2×16 МВА	2019-2023	66,1
ПС 110/10 кВ Нижнегорская, замена трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА	2019-2023	96,67
ПС 110/10 кВ Капсель, замена трансформаторов 2×6,3 МВА на 2×16 МВА	2019-2023	66,1
ПС 110/35/10 кВ Старый Крым, замена трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА	2019-2023	73,8
ПС 110/35/10 кВ Евпатория, замена трансформаторов Т-2 15 МВА, Т-3 25 МВА на 2×40 МВА	2019-2023	96,67
ПС 110/35/10 кВ Мойнаки, замена трансформаторов 2×16 МВА на 2×63 МВА	2019-2023	114,4
ПС 110/35/10 кВ Дозорное, замена трансформатора Т-1 10 МВА на 25 МВА	2019-2023	36,9
ПС 110/35/10 кВ Центральная, замена трансформаторов 2×40,5 МВА на 2×63 МВА	2019-2023	114,4
ПС 110/35/10 кВ Южная, замена трансформатора Т-1 и Т-2 на 2×40 МВА	2019-2023	96,66
ПС 110/10 кВ Набережная, замена трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА	2019-2023	96,67
Сооружение новой ПС 110 кВ Мирная с установкой двух трансформаторов мощностью не менее 16 МВА	2019-2023	155,4
Сооружение новой ПС 110 кВ Юнга с установкой двух трансформаторов мощностью не менее 16 МВА	2019-2023	155,4
Сооружение новой ПС 110 кВ Судак Новое с установкой двух трансформаторов мощностью не менее 16 МВА	2019-2023	155,4
ПС 220 кВ Марьяновка, замена существующих Т-2 20 МВА, Т-4 20 МВА на один трансформатор 32 МВА	2019-2023	122,35
<b>Иные мероприятия, рекомендуемые в рамках реализации умеренно-оптимистического прогноза</b>		
ПС 110 кВ Белогорск, выполнение реконструкции с приведением схемы ПС к типовой	2019-2023	89,3
ПС 110 кВ Евпатория, выполнение реконструкции с приведением схемы ПС к типовой	2019-2023	107,1

Мероприятия по развитию генерирующих мощностей и электросетевому строительству таблицы 4.10.2 носят предварительный характер. Необходимость реализации указанных мероприятий, итоговый вариант и сроки строительства подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 с учетом

выполненных внестадийных работ, схем развития систем электроснабжения городов и промышленных предприятий и пр. для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

Таким образом, на реализацию всех мероприятий, заложенных по базовому варианту развития энергосистемы Республики Крым на период 2019-2023 гг. требуется 9322 млн руб с НДС. На реализацию мероприятий по умеренно-оптимистическому прогнозу требуется 14373 млн руб с НДС (без учета капитальных затрат на ввод дополнительных генерирующих мощностей в энергосистеме Республики Крым).

#### **4.11. Рекомендации по выдаче мощности электростанций, планируемых к сооружению на территории энергосистемы на период 2019-2023 годы**

В базовом варианте прогноза потребления в период 2019-2023гг. вводы генерирующего оборудования на территории Республики Крым не предусматриваются.

В умеренно-оптимистическом прогнозе потребления, в целях обеспечения покрытия прогнозируемых нагрузок и учитывая пропускную способность энергомоста Крым – Кубань, выявлена необходимость ввода дополнительных генерирующих мощностей в энергосистеме Республики Крым. Предлагается:

1. Обеспечить ввод генерирующих мощностей в Центральном энергоузле в объеме 50 МВт в 2021 г. и еще 100 МВт в 2022 г. (всего 150 МВт в рассматриваемом перспективном периоде).
2. Обеспечить ввод генерирующих мощностей в Феодосийско-Керченском энергоузле в районе ПС 220 кВ Камыш-Бурун в объеме 100 МВт в 2022 г.

Также прогнозируется возможное развитие объектов распределенной генерации на базе возобновляемых источников энергии суммарно в объеме 317,5 МВт (Степная ВЭС, Восточная ВЭС, Присивашская ВЭС, Зольненская ВЭС).

Необходимость реализации указанных мероприятий, итоговый вариант и сроки строительства подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 с учетом выполненных внестадийных работ, схем развития систем электроснабжения городов и промышленных предприятий и пр. для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

#### **4.12. Разработанные рекомендации по схемам внешнего электроснабжения объектов, сооружаемых на территории энергосистемы на период 2019-2023 годы**

В базовом варианте прогноза потребления в период 2019-2023гг. для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей в соответствии с утвержденными техническими условиями предусматриваются мероприятия, приведенные в таблице 4.12.1.



**Таблица 4.12.1 – Мероприятия для технологического присоединения новых крупных потребителей в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение**

№ п/п	Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт	Год ввода	Схема подключения
				Мероприятия, учитываемые в схеме внешнего электроснабжения потребителей
1	ПС 110 кВ Аянская (Перевальное 2)	8,16	2019	Строительство ПС 110 кВ Аянская с подключением её отпайками от ВЛ 110 кВ Доброе – Перевальное и ВЛ 110 кВ Алушта – Перевальное
2	ООО «Альтцем»	43,7	2021	Строительство ПС 110 кВ Альтцем с сооружением двух ЛЭП 110 кВ Камыш-Бурун – ГПП Альтцем №1,2.
				Реконструкция ПС 220 кВ Камыш-Бурун с расширением ОРУ 110 кВ с установкой двух ячеек выключателей 110 кВ для присоединения двух ЛЭП 110 кВ Камыш-Бурун-Альтцем.
3	ООО «Тепличный комбинат «Белогорский»	30	2019	Реконструкция ПС 110 кВ Белогорск с заменой Т-1, Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 63 МВА. Сооружение заходов ВЛ 110 кВ Феодосийская – Старый Крым с отпайками на ПС 220 кВ Кафа, Сооружение второй цепи ВЛ 110 кВ Кафа – Старый Крым.
4	Жилой массив ООО «Строительная компания «АКУРА»	9,4 – 2019 год 21,0 – 2020 год 30,3 – 2024 год	2019	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой Т-1 и Т-2 на силовые трансформаторы мощностью не менее 63 МВА каждый. Сооружение заходов ВЛ 110 кВ Кубанская – Белогорск на ПС 110 кВ Северная с образованием ЛЭП 110 кВ Кубанская-Северная и ЛЭП 110 кВ Белогорск – Северная, сооружение заходов вновь образованной ВЛ 110 кВ Белогорск – Северная на ПС 330 кВ Симферопольская с образованием ЛЭП 110 кВ Симферопольская – Северная и ЛЭП 110 кВ Симферопольская – Белогорск.
5	Индустриальный парк «Евпатория»	36,2	2019	Реконструкция ПС 110 кВ Холодильник: замена Т-1 на силовой трансформатор мощностью 63 МВА, установка второго силового трансформатора Т-2 мощностью 63 МВА. Сооружение ЛЭП 110 кВ Западно-Крымская – Холодильник, отсоединение ВЛ 220 кВ Титан – Каховская от ПС 220 кВ Титан, Переподключение ВЛ 330 кВ Джанкой – Каховская к РУ 220 кВ на ПС 330 кВ Джанкой, перезавод ВЛ 330 кВ Джанкой – Каховская в РУ ПС 220 кВ Титан, образованием ВЛ 220 кВ Джанкой – Титан
6	Индустриальный парк «Бахчисарай»	43,41	2020	Реконструкция ПС 220 кВ Бахчисарай с заменой автотрансформатора АТ-1 мощностью 63 МВА на автотрансформатор 220/110/35 кВ мощностью не менее 125 МВА и установкой автотрансформатора АТ-2 220/110/35 кВ мощностью не менее 125 МВА
7	Тепличный комбинат «Солнечный»	40	2020	Реконструкция ПС 220 кВ Бахчисарай с установкой автотрансформатора АТ-2 220/110/35 кВ мощностью не менее 125 и заменой АТ-1 на трансформатор мощностью не менее 125 МВА, Замена Т-3 35/10 на трансформатор мощностью не менее 40 МВА
8	Индустриальный парк «Феодосия»	20,1	2019	Сооружение двух ЛЭП 110 кВ Кафа – Виноградная 1,2 цепь, Сооружение ПС 110 кВ Виноградная с установкой двух трансформаторов 110/10/10 мощностью по 25 МВА каждый. Расширение ПС 220 кВ Кафа на 2 ячейки 110 кВ.

В умеренно-оптимистическом варианте прогноза потребления в период 2019-2023гг. для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей разработаны предварительные мероприятия по схеме внешнего электроснабжения, приведенные в таблице 4.12.2.

**Таблица 4.12.2 – Предварительные мероприятия по схеме внешнего электроснабжения для подключения крупных потребителей в умеренно-оптимистическом варианте прогноза**

№ п/п	Наименование потребителя	Заявляемая мощность, МВт	Планируемый срок реализации	Предварительные решения по схеме внешнего электроснабжения
1	ООО «АГРОГРАД»	125	2019-2023	Сооружение ПС 220 кВ Агроград с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и сооружение ВЛ 220 кВ Агроград – Насосная-3 I,II цепь длиной 18 км.
2	ООО «РИЧ-ПЛЮС»	78,1	2019-2023	Сооружение ПС 110 кВ РИЧ с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 80 МВА каждый и сооружение захода ВЛ 110 кВ Симферопольская – Центральная на ПС 110 кВ РИЧ длиной 2 км.
3	ООО «Партнер Курорт Групп»	20	2019-2023	Сооружение ПС 110 кВ Курортное с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и сооружение отпаяк от ВЛ 110 кВ Феодосийская – Приморская I, II цепь на ПС 110 кВ Курортное длиной 1,5 км.
4	ООО «КРЫМСКАЯ СТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ»	18	2019-2023	Подключение к шинам 10 кВ ПС 110 кВ Завокзальная с заменой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 40 МВА.
5	ООО «Ген инвест»	12	2019-2023	Подключение к шинам 6 кВ ПС 110 кВ Залив с заменой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 15 МВА каждый на трансформаторы 110/6 кВ мощностью 25 МВА.
6	ООО ПКФ «Промснабресурс Крым»	10	2019-2023	Подключение к шинам 6 кВ ПС 110 кВ Соляная с заменой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 10 и 6,3 МВА на трансформаторы 110/6 кВ мощностью 16 МВА.
7	ООО «Столичная коммерческая группа»	10	2019-2023	Подключение к шинам 10 кВ ПС 110 кВ Таврия
8	ФГУП «КЖД» с.Багерovo	30	2020-2023	Сооружение ПС 110 кВ Багерovo тяговая с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 32 МВА каждый и сооружение захода ВЛ 110 кВ Керчинская – Ленино на ПС 110 кВ Багерovo тяговая длиной 2x15 км.
9	ФГУП «КЖД» с.Краснофлотская	25	2020-2023	Сооружение ПС 110 кВ Краснофлотская тяговая с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 32 МВА каждый и сооружение захода ВЛ 110 кВ Насосная-2 – Нижнегорская на ПС 110 кВ Краснофлотская тяговая длиной 1 км.
10	ФГУП «КЖД» с.Петрово	25	2020-2023	Сооружение ПС 110 кВ Петрово -тяговая с установкой двух трансформаторов 110/10

№ п/п	Наименование потребителя	Заявляемая мощность, МВт	Планируемый срок реализации	Предварительные решения по схеме внешнего электроснабжения
				кВ мощностью 32 МВА каждый и сооружение захода ВЛ 110 кВ Феодосийская - Ленино на ПС 110 кВ Петрово-тяговая длиной 1 км.
11	ФГУП «КЖД» г.Джанкой	50	2020-2023	Сооружение ПС 220 кВ Джанкой тяговая с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и сооружение заходов ВЛ 220 кВ Джанкой – Насосная-2 (Марьяновка) длиной 2 км
12	ФГУП «КЖД» с.Октябрьское	36,6	2020-2023	Сооружение ПС 220 кВ Октябрьская тяговая с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и сооружение захода ВЛ 220 кВ Симферопольская ТЭЦ– Элеваторная на ПС 220 кВ Октябрьская тяговая длиной 2 км.
13	ФГУП «КЖД» с.Почтовое	18,7	2020-2023	Подключение к шинам 10 кВ ПС 110 кВ Почтовое с заменой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 40 МВА.
14	ФГУП «КЖД»	23,5	2020-2023	Подключение к шинам 35 кВ ПС 110 кВ Мекензиевы горы с заменой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА.

Мероприятия по развитию генерирующих мощностей и электросетевому строительству таблицы 4.12.2 носят предварительный характер. Необходимость реализации указанных мероприятий, итоговый вариант и сроки строительства подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 с учетом выполненных внестадийных работ, схем развития систем электроснабжения городов и промышленных предприятий и пр. для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

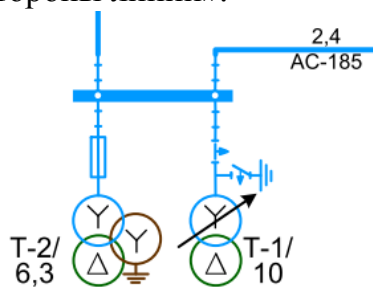
#### 4.13. Рекомендации по обеспечению качества и надёжности электроснабжения с учётом требований ПУЭ по надёжности электроснабжения потребителей

Расчеты электрических режимов показали, что предложенные в настоящей работе мероприятия по сетевому строительству и мероприятия по противоаварийному управлению в энергосистеме Республики Крым обеспечивают требования по качеству и надёжности электроснабжения потребителей в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013 и ПУЭ в части параметров в электрической сети 110 кВ и выше.

Тем не менее, в энергосистеме Республики Крым присутствует ряд ПС, спроектированных и функционирующих в условиях нетиповых схем распределительных устройств (РУ). В настоящем разделе проведен анализ и сформированы рекомендации по обеспечению качества и надёжности электроснабжения потребителей на основании анализа схем существующих ПС энергорайона Республики Крым.

##### *ПС 110 кВ Соляная*

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Соляная не типовая (рисунок 4.13.1). В настоящее время на ПС 110 кВ Соляная в цепи Т-1 установлены ОД и КЗ 110 кВ, в цепи Т-2 предохранитель 110 кВ, а также отсутствует ремонтная перемычка. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, отсутствие СВ 110 кВ и РП 110 кВ значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключённых к данной подстанции, а также риски нарушения работы транзита 110 кВ Керченская – Соляная – Марат – Камыш-Бурун в целом. Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ Соляная с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т-1 и предохранителя 110 кВ в цепи Т-2, установкой выключателей 110 кВ в цепи отходящих ВЛ 110 кВ (Керченская, Марат), установкой СВ 110 кВ и монтажом РП 110 кВ со сторон ВЛ 110 кВ, в результате чего схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему № 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».



**ПС СОЛЯНАЯ**

**Рисунок 4.13.1 – ПС 110 кВ Соляная**

##### *ПС 110 кВ Марат*

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Марат не типовая (рисунок 4.13.2). В настоящее время на ПС 110 кВ Марат в цепях Т-1 и Т-2 установлены ОД и КЗ 110 кВ. Наличие ОД и КЗ 110 кВ, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ в цепи Т-1 и Т-2, значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключённых к данной подстанции, а также риски нарушения работы транзита 110 кВ Керченская – Соляная – Марат – Камыш-Бурун в целом. Требуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ Марат с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ в цепях Т-1

и Т-2, установкой выключателей 110 кВ в цепи отходящих ВЛ 110 кВ (Соляная, Камыш-Бурун). В результате схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему № 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

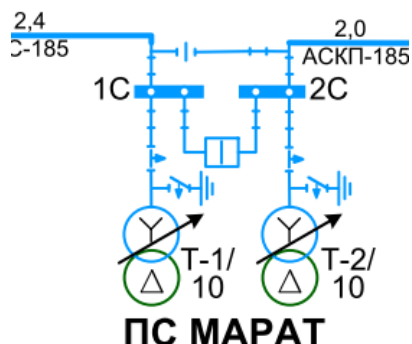


Рисунок 4.13.2 – ПС 110 кВ Марат

#### ПС 110 кВ Очистная

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Очистная не типовая (рисунок 4.13.3). В настоящее время на ПС 110 кВ Очистная в цепи Т-1 установлены ОД и КЗ 110 кВ, а также отсутствует ремонтная перемычка. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, отсутствие РП 110 кВ значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключённых к данной подстанции, а также риски нарушения работы транзита 110 кВ Керченская – Очистная – Камыш-Бурун в целом. Требуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ Очистная с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т-1, установкой выключателей 110 кВ в цепи отходящих ВЛ 110 кВ (Керченская, Камыш-Бурун) и монтажом РП 110 кВ со сторон ВЛ 110 кВ. В результате схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему № 110 – 6 «Заход – выход».

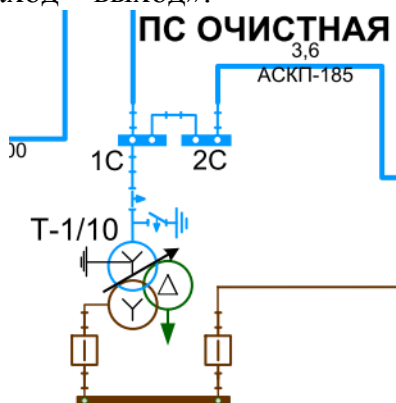


Рисунок 4.13.3 – ПС 110 кВ Очистная

#### ПС 110 кВ Ленино

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Ленино не типовая (рисунок 4.17.4). В настоящее время на ПС 110 кВ Ленино в цепях Т-1 и Т-2 установлены ОД и КЗ 110 кВ, а также отсутствует ремонтная перемычка. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, отсутствие СВ 110 кВ и РП 110 кВ значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключённых к данной подстанции, а также риски нарушения работы транзита 110 кВ Феодосийская – Ленино – Керченская в целом. Требуется выполнить реконструкцию РУ

110 кВ ПС Ленино с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ в цепях Т-1 и Т-2, установкой СВ 110 кВ и монтажом РП 110 кВ со сторон ВЛ 110 кВ. В результате схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему № 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

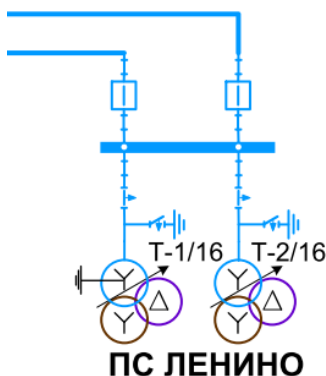


Рисунок 4.13.4 – ПС 110 кВ Ленино

#### ПС 220 кВ Феодосийская

Схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ Феодосийская не типовая (рисунок 4.13.5). В настоящее время схема РУ 220 кВ ПС Феодосийская – «треугольник» с пятью присоединениями. Отключение любой цепи ВЛ 220 кВ Кафа – Феодосийская приводит к отключению подключенного вместе с ней АТ 220/110 кВ. Наличие АТ 220/110 кВ разной мощности (№ 3 60 МВА и № 4 125 МВА) с высокой нагрузкой (суммарная нагрузка 116 МВА в день зимнего контрольного замера 2017 г.) приводит к необходимости деления шин 110 кВ во избежание перегрузки АТ-3. Перечисленные недостатки схемы приводят к высоким рискам нарушения работы сети 110 кВ, запитанной от ПС 220 кВ Феодосийская, а также потребителей, подключённых к данной подстанции. Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 220 кВ ПС 220 кВ Феодосийская с переходом к типовой схеме № 220-13.

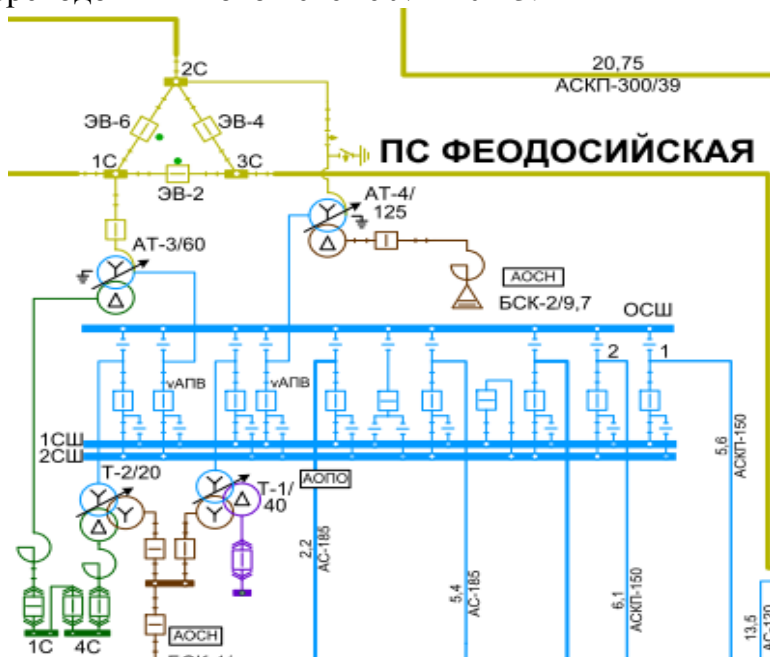


Рисунок 4.13.5 – ПС 220 кВ Феодосийская

### ПС 220 кВ Марьяновка

Схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ Марьяновка не типовая (рисунок 4.13.6). В настоящее время на ПС 220 кВ Марьяновка в цепях Т-1 и Т-2, 4 установлены ОД и КЗ 220 кВ. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, значительно повышает риски нарушения электроснабжения потребителей, подключённых к данной подстанции, а также риски нарушения работы транзита 220 кВ Джанкой – Марьяновка – Элеваторная – Симферопольская ТЭЦ в целом. Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 220 кВ Марьяновка с демонтажем ОД и КЗ 220 кВ в цепях Т-1 и Т-2, 4 установкой выключателей 220 кВ в цепи отходящих ВЛ 220 кВ Джанкой – Марьяновка и ВЛ 220 кВ Марьяновка – Элеваторная. В результате схема РУ 220 кВ преобразуется в типовую схему № 220-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной переключкой со стороны линий». Также рекомендуется выполнить замену существующих Т2, Т4 20 МВА каждый на один трансформатор мощностью 40 МВА.

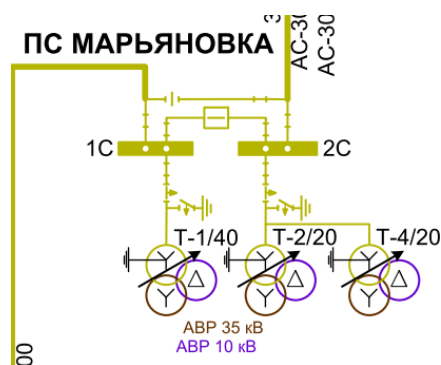
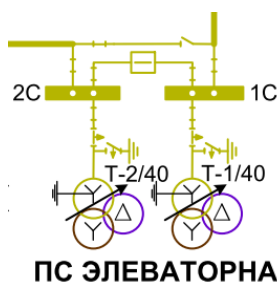


Рисунок 4.13.6 – ПС 220 кВ Марьяновка

### ПС 220 кВ Элеваторная

Схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ Элеваторная не типовая (рисунок 4.13.7). В настоящее время на ПС 220 кВ Элеваторная в цепях Т-1 и Т-2 установлены ОД и КЗ 220 кВ. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, значительно повышает риски нарушения электроснабжения потребителей, подключённых к данной подстанции, а также риски нарушения работы транзита 220 кВ Джанкой – Марьяновка – Элеваторная – Симферопольская ТЭЦ в целом. Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 220 кВ с демонтажем ОД и КЗ 220 кВ в цепях Т-1 и Т-2 установкой выключателей 220 кВ в цепи отходящих ВЛ 220 кВ (Марьяновка, Симферопольская ТЭЦ). В результате схема РУ 220 кВ преобразуется в типовую схему № 220-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной переключкой со стороны линий».



ПС ЭЛЕВАТОРНАЯ  
Рисунок 4.13.7 – ПС 220 кВ Элеваторная

### ПС 220 кВ Насосная-2

Схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ Насосная-2 не типовая (рисунок 4.13.8). В настоящее время на ПС 220 кВ Насосная-2 на пять присоединений установлен один выключатель, в цепях Т-1, Т-2 и АТ-4 установлены ОД и КЗ 220 кВ. При аварийном отключении ВЛ 220 кВ Кафа – Насосная-2 отключаются Т-2 и АТ-4. Перечисленные недостатки схемы РУ 220 кВ значительно повышают риски нарушения работы сети 110 кВ, запитанной от ПС 220 кВ Насосная-2, а также потребителей, подключённых к данной подстанции. Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 220 кВ ПС Насосная-2 с демонтажем ОД и КЗ 220 кВ в РУ 220 кВ и преобразованием ее в типовую схему № 220-13. В случае отсутствия возможности расширения территории подстанции для реконструкции ОРУ-220 кВ по типовой схеме рассмотреть вариант применения КРУЭ.

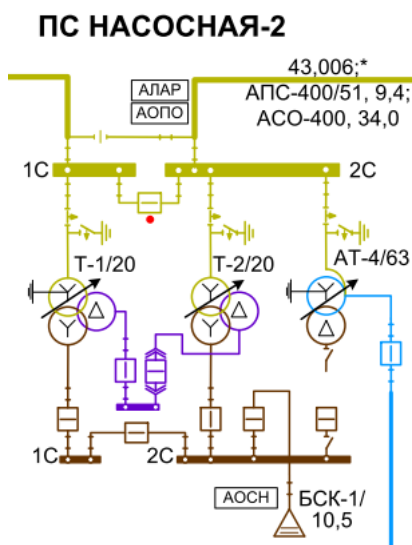


Рисунок 4.13.8 – ПС 220 кВ Насосная-2

### ПС 110/35/10 кВ Белогорск

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Белогорск не типовая (рисунок 4.13.9). На пять присоединений установлены 2 выключателя. В цепях Т-1 и Т-2 установлены ОД и КЗ 110 кВ. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключённых к данной подстанции, а также риски нарушения работы транзита 110 кВ Старый Крым – Белогорск – Кубанская - Симферопольская в целом. При КЗ на ВЛ 110 кВ Старый Крым – Белогорск или Белогорск – Кубанская отключаются не только ВЛ 110 кВ, но и трансформатор на ПС Белогорск, что, с учетом существующей высокой загрузки трансформаторов, недопустимо. Требуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Белогорск с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ в цепях Т-1 и Т-2 и установкой выключателей 110 кВ в цепях Т-1 и Т-2 и отходящих ВЛ 110 кВ. В результате схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему № 110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».



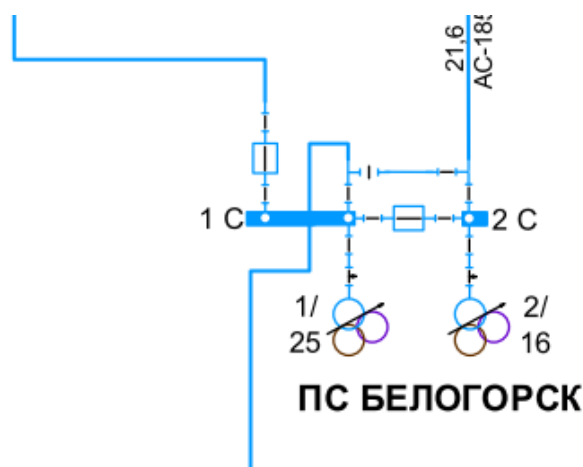


Рисунок 4.13.9 – ПС 110 кВ Белогорск

#### ПС 110/35/10/6 кВ Евпатория

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Евпатория не типовая (рисунок 4.13.10). На пять присоединений установлены 2 выключателя. В цепях Т-1, Т-2 и Т-3 установлены ОД и КЗ 110 кВ. При возникновении КЗ на одном из трансформаторов в бестоковую паузу отключаются остальные. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключённых к данной подстанции. Требуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Евпатория с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ в цепях Т-1 и Т-2 и установкой выключателей 110 кВ в цепях Т-1, Т-2, Т-3 и установкой секционного выключателя. В результате схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему № 110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

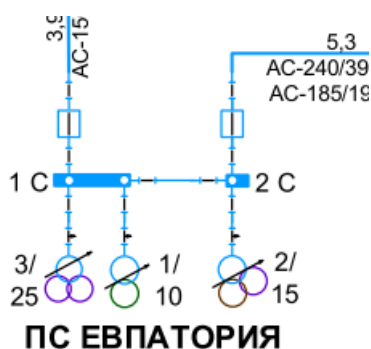


Рисунок 4.13.10 – ПС 110 кВ Евпатория

#### 4.14. Формирование сводных данных по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ

Информация по развитию электрической сети ГУП РК «Крымэнерго», класс напряжения которой ниже 110 кВ, принята в соответствии с инвестиционной

программой ГУП РК «Крымэнерго» на 2019-2021 гг. и приведена в таблице 4.14.1 в сводной форме.

**Таблица 4.14.1 – Сводные данные по развитию сетей 35-10-6-0,4 кВ с учетом перспективной потребности в бюджетной сфере, промышленности и строительстве жилья Республики Крым**

Наименование	Единицы измерения	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.
Строительство ПС/ТП	МВА	8	4	-	-	-
Строительство/реконструкция КЛ	км	92,03	73,04	63,37	-	-

## **5. Основные направления развития теплоэнергетики Республики Крым**

### **5.1. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований республики Крым с указанием новых объектов теплоснабжения (новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных)**

Информация по наличию выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований республики Крым представлена в таблице 5.1. Необходимо отметить, что строительство крупных источников тепловой энергии (более 10 Гкал/ч) схемами теплоснабжения не предполагается (в регионе напротив наблюдается тенденция перехода к децентрализации теплоснабжения). Единственным крупным источником тепловой энергии, планируемом к строительству, является котельная в ГО Краснопереконск мощностью 32,7 Гкал/ч. Строительство новых ПГУ (Сакская ТЭЦ и Таврической ТЭС) в схемах не рассмотрено и вынесено за рамки анализа в данной работе. Утвержденные схемы теплоснабжения разработаны на период 2016-2031 гг.

Однако, в связи с разработкой новых перспективных планов развития региона, схем газо- и водоснабжения, а также согласно ФЗ №190 «О теплоснабжении», наблюдается необходимость проведения актуализации схем теплоснабжения некоторых муниципальных образований:

- В схеме теплоснабжения г. Саки предполагалось провести полную децентрализацию системы теплоснабжения города в связи с перспективным выводом из эксплуатации технически устаревшей Сакской ТЭЦ с 2022г. Однако, по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов, прошедшего в 2017 году, запланирован ввод новой ПГУ-120 на Сакской ТЭЦ (АО «КрымТЭЦ»). Ввод новых мощностей ожидаемо приведет к пересмотру схемы теплоснабжения.

- В схеме теплоснабжения г. Керчь предусматривался поэтапный вывод из эксплуатации Камыш Бурунской ТЭЦ до 2028 года с переключением потребителей на индивидуальные источники тепла. Но по состоянию на 2018 год плановый вывод Камыш-Бурунской ТЭЦ из эксплуатации был скорректирован – станция, возможно, будет выведена с 1 января 2022 г. В связи с этим необходима корректировка сроков проведения мероприятий по переключению потребителей тепловой энергии на альтернативные источники.

- В схеме теплоснабжения г. Симферополь планировалась частичная децентрализация нескольких районных котельных и закрытие магистральной тепловой трассы «Симферопольская ТЭЦ-город» (в связи расположением подключенных потребителей тепловой энергии за пределами эффективного радиуса теплоснабжения источника). При этом не была спрогнозирована перспектива развития города с учетом нового строительства в зонах действия этих источников тепла. В связи утверждением генерального плана развития города и отсутствием технической возможности подключения к схемам поставки природного газа для производства тепловой энергии, застройщиками было принято решение о подключении строящихся объектов к существующим источникам тепла и тепловым сетям, имеющим достаточный резерв для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей.

**Таблица 5.1 – Мониторинг схем теплоснабжения муниципальных образований республики Крым.**

Наименование муниципального образования	Реквизиты нормативно-правового акта, утверждающего схему	Ссылка на размещение схемы
Городской округ Алушта	Постановление №1103 от 14.04.2017	<a href="https://alushta.rk.gov.ru/structure/339">https://alushta.rk.gov.ru/structure/339</a>
Городской округ Армянск	Постановление №127 от 28.02.2017	<a href="http://armgov.ru/files/postanovleniya/2017/march/127/127.pdf">http://armgov.ru/files/postanovleniya/2017/march/127/127.pdf</a>
Городской округ Джанкой	Информация отсутствует	<a href="https://dzhankoy.rk.gov.ru/file/11(43).pdf">https://dzhankoy.rk.gov.ru/file/11(43).pdf</a>
Городской округ Евпатория	Постановление №677-п от 21.03.2017	<a href="http://admin.my-evp.ru/wp-content/uploads/postan/2017/Sxema_teplo">http://admin.my-evp.ru/wp-content/uploads/postan/2017/Sxema_teplo</a>
Городской округ Керчь	Постановление №1103/1-п от 14.04.2017	<a href="http://керчь-город.рф/novosti/obshhestvo/sxema-teplosnabzheniya-municipalnogo-obrazovaniya-gorodskoj-okrug-kerch-respubliki-kryim.html">http://керчь-город.рф/novosti/obshhestvo/sxema-teplosnabzheniya-municipalnogo-obrazovaniya-gorodskoj-okrug-kerch-respubliki-kryim.html</a>
Городской округ Красноперекоск	Постановление №147 от 06.03.2017	<a href="https://rk.gov.ru/file/pub/pub_331148.pdf?1.0.7">https://rk.gov.ru/file/pub/pub_331148.pdf?1.0.7</a>
Городской округ Саки	Постановление №647 от 03.05.2017	<a href="http://adm-saki.ru/sxema-teplosnabzheniya-goroda-saki/">http://adm-saki.ru/sxema-teplosnabzheniya-goroda-saki/</a>
Городской округ Симферополь	Постановление №1031 от 19.04.2017	<a href="http://simadm.ru/bulletin/451/">http://simadm.ru/bulletin/451/</a>
Городской округ Судак	Информация отсутствует (доступ отсутствует)	<a href="http://sudak.rk.gov.ru:8880/sluzhby/zhkh/item/118-uvedomlenie-o-rassmotrenii-proekta-skemy-teplosnabzheniya-gorodskogo-okruga-sudak-respubliki-krym-na-2016-2031-gg">http://sudak.rk.gov.ru:8880/sluzhby/zhkh/item/118-uvedomlenie-o-rassmotrenii-proekta-skemy-teplosnabzheniya-gorodskogo-okruga-sudak-respubliki-krym-na-2016-2031-gg</a>
Городской округ Феодосия	Постановление №2632 от 25.08.2017	<a href="https://feo.rk.gov.ru/ru/structure/1070">https://feo.rk.gov.ru/ru/structure/1070</a>
Городской округ Ялта	Постановление №2032-п от 05.05.2017	<a href="https://yalta.rk.gov.ru/ru/structure/981">https://yalta.rk.gov.ru/ru/structure/981</a>
Ароматненское сельское поселение	Информация отсутствует	<a href="https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1045">https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1045</a>
Бахчисарайское городское поселение	Информация отсутствует	<a href="https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1044">https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1044</a>
Верхореченское сельское поселение	Информация отсутствует	<a href="https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1046">https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1046</a>
Вилинское сельское поселение	Информация отсутствует	<a href="https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1047">https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1047</a>
Голубинское сельское поселение	Информация отсутствует	<a href="https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1061">https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1061</a>
Долинское сельское поселение	Информация отсутствует	<a href="https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1048">https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1048</a>
Железнодороженское сельское поселение	Информация отсутствует	<a href="https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1049">https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1049</a>
Зеленовское сельское поселение	Информация отсутствует	<a href="https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1050">https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1050</a>
Каштановское сельское поселение	Информация отсутствует	<a href="https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1051">https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1051</a>
Красномакское сельское поселение	Информация отсутствует	<a href="https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1052">https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1052</a>
Куйбышевское сельское поселение	Информация отсутствует	<a href="https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1053">https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1053</a>

Наименование муниципального образования	Реквизиты нормативно-правового акта, утверждающего схему	Ссылка на размещение схемы
Песчановское сельское поселение	Информация отсутствует	<a href="https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1054">https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1054</a>
Плодовское сельское поселение	Информация отсутствует	<a href="https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1055">https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1055</a>
Почтовское сельское поселение	Информация отсутствует	<a href="https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1056">https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1056</a>
Скалистовское сельское поселение	Информация отсутствует	<a href="https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1060">https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1060</a>
Табачненское сельское поселение	Информация отсутствует	<a href="https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1057">https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1057</a>
Тенистовское сельское поселение	Информация отсутствует	<a href="https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1058">https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1058</a>
Угловское сельское поселение	Информация отсутствует	<a href="https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1059">https://bahch.rk.gov.ru/ru/structure/1059</a>
Белогорский район	Постановление №85 от 23.03.2017	<a href="https://belogorskiy.rk.gov.ru/file/shema_teplosnabjeniya_26012017_2.pdf">https://belogorskiy.rk.gov.ru/file/shema_teplosnabjeniya_26012017_2.pdf</a>
Джанскойский район	Информация отсутствует	<a href="http://djankoiadm.ru/p_900_shema_teplosnabzheniya_dzhan_kojskogo_municipalnogo_rajona_respubliki_krym_na_2016_-2031_gg.html">http://djankoiadm.ru/p_900_shema_teplosnabzheniya_dzhan_kojskogo_municipalnogo_rajona_respubliki_krym_na_2016_-2031_gg.html</a>
Кировский район	Информация отсутствует	<a href="https://kirovskiy.rk.gov.ru/ru/structure/53">https://kirovskiy.rk.gov.ru/ru/structure/53</a>
Красногвардейский район	Информация отсутствует	<a href="https://krgv.rk.gov.ru/ru/structure/1510">https://krgv.rk.gov.ru/ru/structure/1510</a> – схема теплоснабжения на ресурсе отсутствует
Краснопереконский район	Постановление №77 от 03.03.2017	<a href="https://rk.gov.ru/file/pub/pub_372534.pdf?1.0.19">https://rk.gov.ru/file/pub/pub_372534.pdf?1.0.19</a>
Щёлкинское городское поселение	Информация отсутствует	Информация отсутствует
Багеровское сельское поселение	Информация отсутствует	Информация отсутствует
Батальненское сельское поселение	Информация отсутствует	Информация отсутствует
Белинское сельское поселение	Информация отсутствует	Информация отсутствует
Виноградненское сельское поселение	Информация отсутствует	Информация отсутствует
Войковское сельское поселение	Информация отсутствует	Информация отсутствует
Глазовское сельское поселение	Информация отсутствует	Информация отсутствует
Горностаевское сельское поселение	Информация отсутствует	Информация отсутствует
Заветненское сельское поселение	Информация отсутствует	Информация отсутствует
Ильичевское сельское поселение	Информация отсутствует	<a href="https://lenino.rk.gov.ru/ru/structure/271">https://lenino.rk.gov.ru/ru/structure/271</a>
Калиновское сельское поселение	Информация отсутствует	Информация отсутствует
Кировское сельское поселение	Информация отсутствует	<a href="https://lenino.rk.gov.ru/ru/structure/479">https://lenino.rk.gov.ru/ru/structure/479</a>
Красногорское сельское поселение	Постановление №73 от 06.04.2017	Информация отсутствует

Наименование муниципального образования	Реквизиты нормативно-правового акта, утверждающего схему	Ссылка на размещение схемы
Лениновское сельское поселение	Информация отсутствует	Информация отсутствует
Ленинское сельское поселение	Информация отсутствует	<a href="http://len-selsovet.ru/index.php/поселение/жкх.html">http://len-selsovet.ru/index.php/поселение/жкх.html</a>
Луговское сельское поселение	Информация отсутствует	Информация отсутствует
Марфовское сельское поселение	Постановление №8 от 24.01.2017	<a href="http://marf-sovet.ru/index.php/поселение/жкх.html">http://marf-sovet.ru/index.php/поселение/жкх.html</a>
Марьевское сельское поселение	Постановление №12 от 25.01.2017	<a href="http://marievo.ru/index.php/поселение/жкх.html">http://marievo.ru/index.php/поселение/жкх.html</a>
Мысовское сельское поселение	Информация отсутствует	<a href="https://lenino.rk.gov.ru/ru/structure/445">https://lenino.rk.gov.ru/ru/structure/445</a>
Новониколаевское сельское поселение	Постановление №27 от 03.04.2017	Информация отсутствует
Октябрьское сельское поселение	Информация отсутствует	Информация отсутствует
Останинское сельское поселение	Информация отсутствует	Информация отсутствует
Приозерновское сельское поселение	Постановление №6 от 07.02.2017	<a href="http://приозерное-адм.рф/documents/339.html">http://приозерное-адм.рф/documents/339.html</a>
Семисотское сельское поселение	Постановление №28 от 07.04.2017	<a href="http://semisotsky-sp.ru/index.php/поселение/жкх.html">http://semisotsky-sp.ru/index.php/поселение/жкх.html</a>
Уваровское сельское поселение	Постановление №16 от 27.01.2017	<a href="https://lenino.rk.gov.ru/ru/structure/360">https://lenino.rk.gov.ru/ru/structure/360</a>
Челядиновское сельское поселение	Информация отсутствует	<a href="http://chelyadinovskoe.ru/index.php/2-uncategorised.html?start=36">http://chelyadinovskoe.ru/index.php/2-uncategorised.html?start=36</a>
Чистопольское сельское поселение	Постановление №09 от 08.02.2017	<a href="http://admin-chistopolskoe.ru/index.php/2-uncategorised.html?start=36">http://admin-chistopolskoe.ru/index.php/2-uncategorised.html?start=36</a>
Нижнегорский район	Информация отсутствует	<a href="https://nijno.rk.gov.ru/ru/structure/1939">https://nijno.rk.gov.ru/ru/structure/1939</a>
Первомайский район	Информация отсутствует	<a href="https://pervmo.rk.gov.ru/ru/structure/241">https://pervmo.rk.gov.ru/ru/structure/241</a>
Раздольненский район	Информация отсутствует	<a href="http://razdolnoe-rk.ru/content.php?cid=teplo&amp;mid=277">http://razdolnoe-rk.ru/content.php?cid=teplo&amp;mid=277</a>
Сакский район	Информация отсутствует	<a href="https://sakimo.rk.gov.ru/file/Схема%20теплоснабжения%20Сакского%20района.pdf">https://sakimo.rk.gov.ru/file/Схема%20теплоснабжения%20Сакского%20района.pdf</a>
Симферопольский район	Распоряжение №148-р от 24.03.2017	<a href="https://rk.gov.ru/file/pub/pub_323159.pdf?1.0.19">https://rk.gov.ru/file/pub/pub_323159.pdf?1.0.19</a>
Советский район	Постановление №602 от 13.10.2017	<a href="https://rk.gov.ru/file/pub/pub_370118.pdf">https://rk.gov.ru/file/pub/pub_370118.pdf</a>
Черноморский район	Постановление №280 от 22.02.2017	<a href="https://chero.rk.gov.ru/file/oo09012017.pdf">https://chero.rk.gov.ru/file/oo09012017.pdf</a>

## 5.2. Прогноз потребления тепловой энергии на период разработки НИР с выделением крупных потребителей, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований.

Прогноз потребления тепловой энергии на 2018-2023 гг., приведенный в Таблице 5.2, представлен в совокупности по всем системам теплоснабжения Республики Крым с выделением крупных систем теплоснабжения крупных муниципальных образований.

Таблица 5.2 – Потребление тепловой энергии в Республике Крым на 2018-2023 гг.

Параметр	Ед. изм.	Факт 2015	2018	2019	2020	2021-2023
Потребление тепловой энергии в Республике Крым	тыс. Гкал	н/д*	3274	3379	3516	3532
Симферополь	тыс. Гкал	1 059,1	1064	1092	1106	1122
Керчь	тыс. Гкал	323,8	324	324	324	324
Евпатория	тыс. Гкал	172,0	172	172	172	172
Ялта	тыс. Гкал	102,0	102	102	102	102
Феодосия	тыс. Гкал	94,8	95	95	95	95
Джанкой	тыс. Гкал	10,8	11	11	11	11
Красноперекопск	тыс. Гкал	50,4	50	50	50	50
Алушта	тыс. Гкал	101,0	101	101	101	101
Бахчисарай	тыс. Гкал	11,1	11	11	11	11
Саки	тыс. Гкал	32,0	32	32	32	32
Армянск	тыс. Гкал	9,1	9	9	9	9
Муниципальные образования	тыс. Гкал	н/д*	1303	1380	1503	1503

\*данные по муниципальным образованиям представлены не в полном объеме

Информация о структуре покрытия тепловых нагрузок потребителей в Республике Крым в разрезе по источникам теплоснабжения (в целом) приведена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Структура покрытия тепловой энергии в Республике Крым на 2018-2023 гг.

Параметр	Ед. изм.	Факт 2015*	2018	2019	2020	2021-2023
Потребление тепловой энергии в Республике Крым	тыс. Гкал	2940	3274	3379	3516	3532
Покрытие за счет ТЭС/ТЭЦ	тыс. Гкал	1386	1646	1696	1796	1796
Покрытие за счет котельных	тыс. Гкал	1554	1628	1683	1720	1736

\* отчетный год согласно утвержденным схемам теплоснабжения

Информация об основных крупных потребителях в утвержденных схемах теплоснабжения отсутствует, администрациями муниципальных образований подобная информация также не предоставлена. Однако, необходимо заметить, что схемами теплоснабжения в расчетный период до 2023 года не предполагается изменения существующего теплового баланса потребителей, за исключением г. Симферополь, где ожидается масштабное жилое строительство.

### 5.3. Определение на основании балансов электрической и тепловой энергии потребности электростанций (блок-станций) и котельных в топливе

Единый топливный баланс источников тепловой и электрической энергии Республики Крым составлен на основании следующих условий:

1. Потребность в топливе котельных определялась исходя из сохранения существующей структуры топливного баланса;
2. Новое строительство в части развития генерации предполагает собой ввод в 2018 году двух ПГУ-235 МВт на Таврической ТЭС;
3. Ввод ПГУ-120 на Сакской ТЭЦ.

Исходными данными для составления баланса послужили: схемы теплоснабжения муниципальных образований, а также программа развития тепло- и электроэнергетики региона на период 2016-2020 гг. Сводный топливный баланс Республики Крым приведен в таблице 5.4.

Таблица 5.4. Топливный баланс Республики Крым до 2023 года

Показатель	Ед.изм.	2018	2019	2020	2021-2023
<b>Существующие источники тепловой энергии</b>					
Расход топлива	тыс.тут	872	867	859	854
<b>Новые источники (Сакская ПГУ-120, ПГУ-470 Таврической ТЭС)</b>					
Расход топлива	тыс.тут	354	423	441	441
<b>ВСЕГО</b>					
Расход топлива	тыс.тут	1226	1290	1300	1295

### 5.4. Разработанные предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Республики Крым с учетом максимального развития в регионе когенерации на базе новых ПГУ-ТЭЦ с одновременным выбытием котельных (с указанием при необходимости мероприятий по реконструкции газовых сетей)

На основании утвержденных схем теплоснабжения строительство новых источников тепловой энергии, функционирующих на базе ПГУ-ТЭЦ с одновременным выбытием из работы действующих котельных, в республике не предполагается.

Необходимо отметить, что после актуализации схемы теплоснабжения г. Керчь будет принято решение о замещении источника тепловой энергии Камыш-Бурунской ТЭЦ с 2022г. на альтернативный. При актуализации схемы теплоснабжения также будет рассмотрена возможность установки когенерационных источников для производства электрической и тепловой энергии с учетом перспективы развития города.



### **5.5. Разработанные предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих ТЭЦ и производства на них электроэнергии и тепло с высокой эффективностью топливоиспользования**

Схемами теплоснабжения не предусматривается перевод на парогазовый цикл действующих ТЭЦ.

Необходимо отметить, что вне рамок утвержденных схем теплоснабжения планируется модернизация Сакской ТЭЦ с вводом на ней ПГУ-120.

### **5.6. Прогноз требуемого увеличения мощностей для удовлетворения спроса на электрическую энергию, предложения по реконструкции, модернизации ТЭЦ, котельных, их размещению**

Прогноз увеличения мощностей для удовлетворения спроса на электрическую энергию в утвержденных схемах теплоснабжения не представлен.

В целях повышения энергетической безопасности полуострова рассматриваются и реализуются мероприятия в части строительства новых источников генерации на территории Республики Крым в соответствии со Схемой и программой развития ЕЭС России на период 2018-2024гг.:

- двух ПГУ-235 МВт на Таврической ТЭС;
- ПГУ-120 МВт на Сакской ТЭЦ.

Ожидаемый ввод генерирующих мощностей – 2018 год.

В ходе анализа балансов электрической мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь с учетом умеренно-оптимистического прогноза выявлен дефицит электрической мощности порядка 350 МВт при ремонте (отключении) одного наиболее мощного блока ПГУ, покрытие которого необходимо осуществить вводом дополнительных генерирующих мощностей. Для покрытия прогнозируемого дефицита целесообразно рассматривать Центральный (до 150 МВт), Керченский (до 100 МВт) и Севастопольский (до 100 МВт) энергорайоны.

### **5.7. Предложения по рекомендуемой структуре генерирующих мощностей**

Схемами теплоснабжения не предполагается изменения существующей структуры теплогенерирующих мощностей.

Необходимо отметить, что согласно анализу схем теплоснабжения, в Республике наблюдается переход к децентрализованному теплоснабжению (переход потребителей на использование индивидуальных источников теплоснабжения).

Для покрытия прогнозируемого дефицита предлагается рассматривать площадки генерирующих источников АО «КРЫМТЭЦ» в Керченском и

Центральном энергорайонах, основывающихся на комбинированной выработке тепловой и электрической энергии. Решение о выборе площадки ввода новых генерирующих мощностей необходимо принимать в том числе с учетом развития систем теплоснабжения муниципальных образований и с утвержденными Генеральными планами муниципальных образований.

Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, утвержденной Распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2017 № 1209, в период 2021-2025 годы планируется расширение Симферопольской ТЭЦ. В настоящее время проводятся работы по разработке схемы размещения объекта на существующей площадке, схеме выдачи мощности и обеспечению инженерной инфраструктурой. Кроме того, между АО «КРЫМТЭЦ» и Республикой Крым предусмотрены соответствующие инвестиционные соглашения.

В пользу расширения проекта Симферопольской ТЭЦ указывают следующие факторы:

1. Местонахождение ТЭЦ в центре энергетических нагрузок работающая в комбинированном цикле производства электрической и тепловой энергии;
2. Существующая газораспределительная система;
3. Существующее водоснабжение и водоотведение;
4. Существующая схема выдачи электрической мощности в сеть;
5. Высокая маневренность планируемого к применению отечественного оборудования, в рамках реализации политики импортозамещения;
6. Развитая автодорожная и железнодорожная инфраструктура;
7. Наличие высококвалифицированного производственного персонала, не требующего дополнительных затрат;
8. Обеспечение тепловой энергией действующих потребителей в объеме до 150 Гкал/ч и перспективных потребителей с увеличением отпуска тепловой энергии до 204 Гкал/ч.
9. Реализация поставленных задач Президентом Российской Федерации В.В. Путиным на совещании с руководством Министерства обороны Российской Федерации 21.11.2018 в г. Сочи, в части диверсификации оборонно-промышленного комплекса как одной из ключевых, стратегических национальных задач.

Также отмечена инициатива АО «Мобильные ГТЭС» о возможных планах по развитию на территории Джанкойского района Республики Крым газотурбинной электрической станции установленной мощностью 90 МВт с использованием в качестве топлива природного газа: в случае реализации указанного строительства к вводу в работу предполагается 10 генераторов типа ТФЭ-10В-2В(3x2)/6000 установленной мощностью 9 МВт каждый, с номинальной частотой напряжения 106 Гц. Связь турбогенераторов с сетью промышленной частоты предполагается осуществлять через тиристорные преобразователи частоты, выполненные по схеме «управляемый выпрямитель – звено постоянного тока – сетевой инвертор». Напряжение на выходе тиристорных преобразователей

частоты составляет 3 кВ. Далее они будут подключены через блочные трансформаторы (десять трансформаторов 3/10 кВ) на распределительное устройство РУ-10 кВ электростанции.

### **5.8. Прогноз развития теплосетевого хозяйства на территории Республики Крым на период разработки НИР**

В части развития теплосетевого хозяйства подразумевается перекладка ветхих сетей и строительство новых участков для переключения и подключения нагрузок по существующим и перспективным источникам теплоснабжения.

### **5.9. Разработанные мероприятия по строительству когенерации, информацию о возобновляемых источниках энергии, местных видах топлива, модернизации систем теплоснабжения и объемов малой распределенной энергетики**

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) – это источники на основе постоянно действующих или периодически возникающих процессов в природе, а также жизненном цикле растительного и животного мира и жизнедеятельности человека (солнечная энергия, энергия ветра, гидроэнергия, геотермальная энергия, энергия приливов, биомасса, низкопотенциальное тепло различных сред: воды, воздуха, грунта и др.).

В отличие от истощаемого органического топлива, возобновляемые источники энергии неисчерпаемы и безопаснее с точки зрения экологии по сравнению с электростанциями на органическом топливе. Но неравномерность их проявления по территории и во времени не позволяют полностью заменить эксплуатируемые в настоящее время источники энергии, в связи с чем, ВИЭ необходимо рассматривать, скорее, как дополняющий энергоисточник, который позволяет вытеснить некоторую часть органического топлива, сэкономив тем самым средства на его закупку и доставку.

Применение возобновляемых источников энергии позволяет:

- вытеснить некоторую часть органического топлива и ослабить зависимость от внешних его поставок;
- снизить себестоимость производства энергии (без учета первоначальных затрат);
- сократить объемы бюджетных дотаций на энергоснабжение малых населенных пунктов;
- уменьшить негативное влияние энергетики на природную среду;
- создать дополнительный стимул для развития высоких технологий в России;
- улучшить комфортность проживания на территории.

Основной причиной незначительных масштабов применения возобновляемых источников энергии в настоящее время является их

капиталоемкость и низкое значение показателя использования установленной мощности, связанное с неравномерностью и неопределенностью энергоресурсов, а также неплотным графиком нагрузки изолированно работающих потребителей.

В утвержденных схемах теплоснабжения информация и развитии систем теплоснабжения на основе ВИЭ и местных видов топлива не представлена.

В рамках программы энергосбережения и оптимизации схемы теплоснабжения г. Симферополь, на трех районных котельных города предполагается сооружение трех мини-ТЭЦ установленной электрической мощностью по 24 МВт каждая, что в совокупности со всеми мероприятиями позволит гарантированно повысить энергетическую надежность Крыма при возникновении критических возмущений и аварийных ситуаций в энергосистеме, а также уменьшит дефицит электрической энергии в крымской энергосистеме. Внедрение распределенной генерации в рамках оптимизации схемы теплоснабжения позволит снизить тариф на тепловую энергию или сдержать темп его роста, а в совокупности с реализацией других мероприятий в сфере теплоснабжения позволит достичь тарифа на тепловую энергию равным тарифу «Альтернативной котельной».

### 5.10. Перечень планируемых к строительству источников теплоснабжения, предусмотренных утвержденными схемами теплоснабжения ГО и МО Республики Крым

Перечень мероприятий по строительству новых источников теплоснабжения по крупным ГО согласно утвержденным схемам теплоснабжения представлен в таблице 5.5.

**Таблица 5.5. Мероприятия по строительству источников теплоснабжения в крупных ГО Республики Крым до 2023 года**

№	Мероприятие	Год
<b>Алушта</b>		
1	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 9,0 МВт у ЦТП по адресу ул. Ялтинская, 21а	2018
2	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 6,5 МВт у ЦТП по адресу ул. Октябрьская, 31	2018
3	Проектирование и монтаж автоматизированной газовой шкафной модульной котельной производительностью 0,25 МВт по адресу ул. Симферопольская, 20	2017
4	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 3,0 МВт у ЦТП по адресу ул. Красноармейская, 15	2019
5	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 4,0 МВт у ЦТП по адресу ул. Судакская, 10	2019
6	Проектирование и монтаж автоматизированной шкафной котельной производительностью 0,04 МВт по адресу ул. Лесная, 4/8	2019
7	Проектирование и монтаж автоматизированной шкафной котельной производительностью 0,03 МВт по адресу ул. Коллективная, 4	2019
8	Проектирование и монтаж автоматизированной шкафной котельной производительностью 0,04 МВт по адресу ул. Коллективная, 8	2019
9	Проектирование и монтаж автоматизированной шкафной котельной производительностью 0,05 МВт по адресу ул. Коллективная, 10	2019
10	Проектирование и монтаж автоматизированной шкафной котельной производительностью 0,03 МВт по адресу ул. Заводская, 10	2018
11	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 7,0 МВт у ЦТП-4 по адресу ул. Строительная, 5	2018
12	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 0,45 МВт по адресу с. Малореченское, ул. Парковая 24а	2018
13	Проектирование и монтаж автоматизированной шкафной модульной котельной производительностью 0,3 МВт ул. Комсомольская рядом с музеем Сергеева-Ценского	2018
14	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 3,4 МВт пгт. Партенит ул.	2018

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№	Мероприятие	Год
	Нагорная	
15	Проектирование и монтаж автоматизированной шкафной модульной котельной производительностью 0,35 МВт ул. Комсомольская и ул. Сергеева- Ценского	2021
16	Проектирование и монтаж автоматизированной шкафной модульной котельной производительностью 0,3 МВт ул. Симферопольская и ул. Пуцатова	2021
<b>Армянск</b>		
1	г. Армянск, строительство котельной 0,65 МВт по ул. Симферопольская, 10а (Административное здание, 2)	2018
2	с. Перекоп, строительство котельной 0,25 МВт по ул. Театральная, 2а(строительство, ФАП, 1 эт)	2018
3	с. Перекоп, строительство котельной 0,16 МВт по ул. Театральная, 1	2018
4	г. Армянск, строительство индивидуальных котельных 0,8 МВт на четыре жилых 9-тиэтажных дома	2018
5	г. Армянск, строительство котельной 0,08 МВт Центра молодежного инновационного творчества	2019
6	г. Армянск, строительство котельной 0,09 МВт по ул. Симферопольская 7а (Дом пионеров)	2019
7	с. Перекоп, строительство котельной 0,07 МВт по ул. Иванищева, 15 (перекресток с ул. Школьной, Музей ВОВ, пристройка к МКЖД)	2020
8	с. Суворово, строительство котельной 0,02 МВт на ФАП	2020
9	г. Армянск, строительство котельной 0,15 МВт по ул. Промышленная 1 (инвестиционная площадка "Инкост")	2020
10	г. Армянск, строительство котельной 0,1 МВт по ул. Иванищева 9 (многофункциональное здание)	2020
<b>Джанкой</b>		
1	Ввод в эксплуатацию котельной для теплоснабжения детского сада № 3 «Берёзка» по ул.Титова,45-А	2018
2	Ввод в эксплуатацию котельных для теплоснабжения детского сада № 8 «Одуванчик» по ул.Проезжей,140-А, детского сада № 16 «Ручеёк» по ул.Советской,27-А	2019
<b>Евпатория</b>		
1	Строительство новых БМК в районе ул. Луговая, 9; ул. Симферопольская, 98	н/д
<b>Керчь</b>		
1	Ввод трех БМК для переключения нагрузок магистрали "ТЭЦ-Город": БМК Верхний Солнечный, БМК Марат-4, БМК Марат-5А	н/д
2	Ввод четырех БМК для переключения нагрузок котельной ул. Свердлова, 57: БМК ш. Героев Сталинграда, 8, БМК Ворошилова, 9А, БМК Рыбаков, 2, БМК Свердлова, 17	н/д
3	Ввод шести БМК для переключения нагрузок котельных Магистральное шоссе, 3 и ул. Славы, 4: БМК №1-МШЗ, БМК №2-МШЗ, БМК №3-МШЗ, БМК №4-МШЗ, БМК №5-МШЗ, БМК ул. Славы, 4	н/д
4	Ввод новой БМК №1-Е32 для переключения нагрузок котельных ул. Маршала Еременко, 32 и ул. Гудованцева, 6	н/д
<b>Краснопереконск</b>		
1	Проектирование и монтаж автоматизированной модульной котельной производительностью 38 МВт, по адресу перекресток ул.	2018

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№	Мероприятие	Год
	Калинина и ул. 50 лет Победы	
<b>Саки</b>		
1	Организация поквартирного отопления потребителей и строительство локальным БМК для обеспечения тепловых нагрузок объектов социально-культурного сектора	2021
<b>Симферополь</b>		
1	Строительство двух БМК в зоне действия котельной пер. Фруктовый, 13 с переключением на одну из них нагрузок котельной ул. Глинки, 66 а (частично)	н/д
2	Строительство четырех индивидуальных БМК в зонах действия котельных ул. Железнодорожная, 13, ул. Гайдара, 3а/8а, пер. Северный, 17, Евпаторийское ш., 39	н/д
<b>Феодосия</b>		
Вариант №1		
1	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 0,8 МВт по адресу ул. Насыпная	2018
2	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 2,2 МВт по адресу в районе малой Нефтебазы	2018
3	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 1,5 МВт по адресу в районе ул. Краснодонской	2018
4	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 0,6 МВт по адресу в районе ул. Десантников	2018
5	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 1,6 МВт по адресу: Симферопольское ш.11	2018
6	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 0,7 МВт по адресу в районе ул. Габрусева	2021
7	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 0,7 МВт по адресу в районе мкр. "Дружба"	2018
Вариант №2		
1	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 0,8 МВт по адресу ул. Насыпная	2018
2	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 2,2 МВт по адресу в районе малой Нефтебазы	2018
<b>Ялта</b>		
Вариант №1. Децентрализация		
1	Строительство восьми БМК в районе котельной ул. Васильева,16 с переключением ее нагрузок (мощность 12,98 МВт)	2017-2019

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№	Мероприятие	Год
2	Строительство восьми БМК в районе котельной ул. Тимирязева, 4 с переключением ее нагрузок (мощность 21,96 МВт)	2018-2024
3	Строительство двух БМК в районе котельной ул. Свердлова, 75 с переключением ее нагрузок (мощность 17 МВт)	2020-2021
4	Строительство двух БМК в районе котельной пгт. Никита с переключением ее нагрузок (мощность 3,1 МВт)	2017-2018
5	Строительство двух БМК в районе котельной 16 апреля 1944 года, 2 с переключением ее нагрузок (мощность 8 МВт)	2019
6	Проектирование и монтаж автоматизированной шкафной котельной производительностью по адресу ул. п.г.т. Ореадна, 21 (мощность 0,4 МВт)	2018
7	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной в поселке Санаторный с ликвидацией существующего теплового пункта (мощность 1,25 МВт)	2021
8	Проектирование и монтаж автоматизированной газовой блочной модульной котельной производительностью 0,6-1,0 МВт по адресу ул. Советская, 11А пгт. Симеиз	2020
9	Проектирование и монтаж автоматизированной газовой блочной модульной котельной производительностью 0,5-0,8 МВт по адресу ул. Ганского, 57А пгт. Симеиз	2020
10	Проектирование и монтаж автоматизированной газовой блочной модульной котельной производительностью 0,5 МВт по адресу ул. Виткевича, 12А пгт. Кацивели	2021
11	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной котельной с электродкотлами и теплоаккумулятором производительностью 0,375 0,5 МВт по адресу ул. Кипарисная, 24А пгт. Береговое	2018
12	Проектирование и монтаж автоматизированной газовой блочной модульной котельной производительностью 0,6-0,9 МВт по адресу ул. Октябрьская, 6а пгт. Олива	2021
13	Проектирование и монтаж автоматизированной газовой блочной модульной котельной производительностью 0,5-0,8 МВт по адресу Парковое шоссе, 1 пгт. Парковое	2021
15	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 0,5 МВт у теплового пункта по адресу ул. П. Тольятти, 13а	2018-2019
16	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 0,7 МВт по адресу ул. П. Тольятти (7-9)	2018-2019
17	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 1 МВт у котельной по адресу ул. Изобильная, 9а	2017-2018
18	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 0,7 МВт по адресу ул. Малышева, 6а	2022
19	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 0,6 МВт на территории школы ул. Ленинградская, 49	2018-2019
20	Проектирование и монтаж автоматизированной модульной котельной производительностью 5,0 МВт на месте существующей	2018



Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№	Мероприятие	Год
	котельной ул. Блюхера, 4	
21	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной парогенераторной котельной производительностью 1,0 МВт по адресу ул. Ломоносова 15	2018
22	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 1,5 МВт на месте существующей котельной ул. Кирова, 21а	2018
23	Проектирование и монтаж автоматизированной модульной котельной производительностью 5,0 МВт на месте существующей котельной ул. Винодела Егорова, 9	2019
24	Проектирование и монтаж автоматизированной модульной котельной производительностью 1,5 МВт на месте существующей котельной Гурзуф, ул.Строителей, 27	2020
Вариант №2. Модернизация существующих газовых котельных		
1	Проектирование и монтаж автоматизированной шкафной модульной котельной производительностью 0,2 МВт (ул. К.Маркса, 22)	2018
2	Проектирование и монтаж автоматизированной газовой блочной модульной котельной производительностью 0,6 МВт по адресу ул. Советская, 11А пгт. Симеиз	2020
3	Проектирование и монтаж автоматизированной газовой блочной модульной котельной производительностью 0,5 МВт по адресу ул. Ганского, 57А пгт. Симеиз	2020
4	Проектирование и монтаж автоматизированной газовой блочной модульной котельной производительностью 0,5 МВт по адресу ул. Ганского, 57А пгт. Симеиз	2021
5	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной котельной с электродотлами и теплоаккумулятором производительностью 0,375 МВт по адресу ул. Кипарисная, 24А пгт. Береговое	2018
6	Проектирование и монтаж автоматизированной газовой блочной модульной котельной производительностью 0,6 МВт по адресу ул. Советская, 11А пгт. Симеиз	2021
7	Проектирование и монтаж автоматизированной газовой блочной модульной котельной производительностью 0,5 МВт по адресу Парковое шоссе, 1 пгт. Парковое	2021
8	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 0,5 МВт у теплового пункта по адресу ул. П. Тольятти, 13а	2018-2019
9	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 0,7 МВт по адресу ул. П. Тольятти (7-9)	2018-2019
10	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 1 МВт у котельной по адресу ул. Изобильная, 9а	2017-2018
11	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 1,0 МВт по адресу ул. Ливадийская, 4	2020

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Крым на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа)

№	Мероприятие	Год
12	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 0,7 МВт по адресу ул. Малышева, 6а	2021
13	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 0,6 МВт на территории школы ул. Ленинградская, 49	2018-2019
14	Проектирование и монтаж автоматизированной модульной котельной производительностью 5,0 МВт на месте существующей котельной ул. Блюхера, 4	2018
15	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной парогенераторной котельной производительностью 1,0 МВт по адресу ул. Ломоносова 15	2018
16	Проектирование и монтаж автоматизированной блочной модульной котельной производительностью 1,5 МВт на месте существующей котельной ул. Кирова, 21а	2018
17	Проектирование и монтаж автоматизированной модульной котельной производительностью 5,0 МВт на месте существующей котельной ул. Виодела Егорова, 9	2019
18	Проектирование и монтаж автоматизированной модульной котельной производительностью 1,5 МВт на месте существующей котельной Гурзуф, ул. Строителей, 27	2020
<b>Бахчисарай</b>		
1	Строительство котельной в районе котельной ул. Мира, 1 с переключением на нее нагрузок близлежащих потребителей	н/д

