

ПРИЛОЖЕНИЕ № 3

к схеме и программе развития
электроэнергетических систем России
на 2025–2030 годы

ПЕРЕЧЕНЬ И ОПИСАНИЕ

территорий технологически необходимой генерации, на которых определено наличие в нормальной или единичной ремонтной схеме дефицита активной мощности, не покрываемого с использованием объектов по производству электрической энергии и мероприятий по развитию электрических сетей

1. Иркутско-Черемховский и Тулуно-Зиминский районы Иркутской области, Западный, Юго-Восточный и Читинский районы Забайкальского края, Южная часть Республики Бурятия

Иркутско-Черемховский и Тулуно-Зиминский районы Иркутской области, Западный, Юго-Восточный и Читинский районы Забайкальского края, Южная часть Республики Бурятия включают в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

– территория Иркутской области, включающая Аларский, Балаганский, Баяндаевский, Боханский, Жигаловский, Заларинский, Зиминский, Иркутский, Качугский, Куйтунский, Нижнеудинский, Нукутский, Ольхонский, Осинский, Слюдянский, Тулунский, Усольский, Усть-Удинский, Черемховский, Шелеховский и Эхирит-Булагатский муниципальные районы, Ангарский городской округ, г. Ангарск, г. Зима, г. Иркутск, г. Нижнеудинск, г. Саянск, г. Свирск, г. Тулун, г. Усолье-Сибирское, г. Черемхово, г. Шелехов;

– территория Республики Бурятия, включающая Баргузинский, Баунтовский эвенкийский, Бичурский, Джидинский, Еравнинский, Заиграевский, Закаменский, Иволгинский, Кабанский, Кижингинский, Курумканский, Кяхтинский, Мухоршибирский, Окинский, Прибайкальский, Селенгинский, Тарбагатайский, Тункинский и Хоринский муниципальные районы и г. Улан-Удэ;

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Пропускная способность электропередачи Братск – Иркутск в единичной ремонтной схеме	1792	1792	1792	1792	1792	1792
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	-2205	-2657	-3065	-3172	-2438	-2480
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-2610	-3062	-3470	-3577	-2843	-2885

Примечание – ¹⁾ с учетом мощности отобранных генерирующих объектов по итогам проведенных конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов, в том числе Улан-Удэнская ТЭЦ-2 (155 МВт), Иркутская ТЭЦ-11 (690 МВт), Харанорская ГРЭС (460 МВт).

Анализ баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» показывает, что непокрываемый дефицит мощности составит 2480 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2030 году, 2885 МВт в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности.

Исходя из анализа перспективных режимов работы юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» с учетом:

- планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями в рамках действующих договоров об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям, учтенных при разработке прогноза потребления электрической мощности на рассматриваемый перспективный период;

- существующей динамики развития рассматриваемого региона, роста валового регионального продукта и промышленного производства, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону;

- величины прогнозируемого непокрываемого дефицита мощности, определенной в том числе по результатам многокритериальной оценки новых инвестиционных проектов;

- величины прогнозируемого дефицита электрической энергии в ОЭС Сибири и ее восточной части в средневодный и маловодный годы;

- необходимости повышения уровня балансовой надежности;

- необходимости покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск»,

для покрытия прогнозируемого дефицита мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» в объеме 2885 МВт целесообразно рассматривать комбинированный вариант развития со строительством дополнительных объектов генерации в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» совместно с использованием мощности существующих и вновь сооружаемых генерирующих объектов в других частях ЕЭС России с передачей в дефицитный энергорайон за КС «Братск – Иркутск» путем сооружения ЛЭП с использованием технологии постоянного тока, как наиболее эффективной для передачи значительных объемов мощности на большие расстояния.

Для обеспечения покрытия части прогнозируемого дефицита мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» предлагается строительство двухполюсной передачи постоянного тока (далее – ППТ) из центральной части ОЭС Сибири (со строительством преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)) в юго-восточную часть ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» пропускной способностью порядка 1500 МВт с установкой преобразовательного оборудования. Места размещения преобразовательных подстанций подлежат определению в рамках разработки отдельной проектной документации.

Реализация ППТ позволит обеспечить экономию затрат на сооружение альтернативных технических решений по строительству протяженных ЛЭП переменного тока напряжением 500 кВ, возможность управления потоками мощности с максимальной эффективностью использования пропускной способности электрической сети, возможность масштабировать реализованный проект с увеличением его пропускной способности.

При этом для покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» объем генерирующих объектов, подлежащих строительству, должен составлять не менее 1462 МВт установленной мощности объектов генерации, обеспечивающих техническую возможность выработки электрической энергии с числом часов использования установленной мощности не менее 6500 часов в году без наличия

сезонных ограничений (далее – Гарантированная генерация) в южных частях энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия, в том числе не менее 216 МВт в южной части энергосистемы Забайкальского края.

При этом с учетом статистически подтвержденного аварийного снижения генерирующей мощности, определяемого на основании функции распределения вероятного объема снижения мощности генерирующего оборудования, формируемой в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 года № 1172, с применением метода математического моделирования случайных величин на основе характеристик, сформированных на основании статистических данных об определенных в соответствии с указанными правилами объемах неплановых снижений мощности генерирующего оборудования электростанций, расположенных в рассматриваемом энергорайоне, для нормативного значения, соответствующего одному событию в рабочие дни 10 последних сезонных периодов года (далее – статистически подтвержденная аварийность) в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск», величиной 1021 МВт, дефицит мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» может быть снижен до величины 2548 МВт.

С учетом статистически подтвержденной аварийности генерирующего оборудования в южных частях энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия величиной 850 МВт дефицит мощности в южных частях энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия может быть снижен до величины 1234 МВт, в том числе не менее 216 МВт в южной части энергосистемы Забайкальского края. При этом требуется создание механизма, направленного на выполнение собственниками объектов по производству электрической энергии необходимых мероприятий по приведению состояния оборудования в нормальное техническое состояние, обеспечивающее не превышение статистически подтвержденной аварийности.

Генерирующие объекты, подлежащие строительству, должны быть отобраны по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов.

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

2. ОЭС Востока

ОЭС Востока включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

- Амурская область;
- Приморский край;
- территория Хабаровского края, включающая Амурский, Бикинский, Ванинский, Верхнебуреинский, Вяземский, Комсомольский, Нанайский, Советско-Гаванский, Солнечный, Хабаровский муниципальные районы, городской округ «Город Хабаровск», городской округ «Город Комсомольск-на-Амуре»;
- Еврейская автономная область;
- территория Республики Саха (Якутия), включающая Алданский, Амгинский, Верхоянский, Верхневиллюйский, Горный, Мегино-Кангаласский, Ленский, Мирнинский, Намский, Нерюнгринский, Нюрбинский, Олекминский, Сунтарский, Таттинский, Томпонский, Усть-Алданский, Усть-Майский, Хангаласский и Чурапчинский муниципальные районы, городской округ «Город Якутск» (г. Якутск), городской округ «Жатай» (п. Жатай).

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в ОЭС Востока сформированы балансы электрической энергии.

Основные показатели баланса электрической энергии ОЭС Востока для условий средневодного года представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Баланс электрической энергии ОЭС Востока для условий среднегодового года, млн кВт·ч

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии	51006	55667	59984	63425	63963	64086
Экспорт электрической энергии	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Потребность в электрической энергии	55506	60167	64484	67925	68463	68586
Производство электрической энергии	46860	50655	54646	59426	59432	59433 ¹⁾
ГЭС	16316	16316	16316	16316	16316	16316
ТЭС	30544	34339	38330	43110	43116	43117
Дефицит (-)/избыток (+)	-8646	-9512	-9838	-8499	-9031	-9153
Сальдо перетоков электрической энергии в смежные энергосистемы (выдача «-»; прием «+»)	-1027	-1399	-1549	-1549	-1549	-1549
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом сальдо перетоков электрической энергии в смежные энергосистемы	-9672	-10911	-11387	-10048	-10580	-10702

Примечание – ¹⁾ с учетом реализации мероприятий по вводу мощности на Партизанской ГРЭС (280 МВт), Артемовской ТЭЦ-2 (Шкотовской ТЭЦ) (440 МВт), Владивостокской ТЭЦ-2 (37 МВт), Хабаровской ТЭЦ-4 (Южной ТЭЦ) (410 МВт), Нерюнградской ГРЭС (450 МВт), Якутской ГРЭС-2 (2-я очередь) (Туймаада ТЭЦ) (160 МВт), Южно-Якутской ТЭС (330 МВт), Якутской ГРЭС Новая (50 МВт), ГПЭС Вилюйск (33 МВт).

Баланс электрической энергии при среднемноголетней величине выработки электрической энергии ГЭС к 2030 году с учетом рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства складывается с дефицитом 10702 млн кВт·ч, что эквивалентно не менее 1647 МВт максимальной установленной мощности Гарантированной генерации.

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Бурейская ГЭС – Амурская» и КС «Районная – Городская», приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Бурейская ГЭС – Амурская» и КС «Районная – Городская», МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности за КС «Амурэнерго – Якутия» (потребление энергорайона между КС «Районная – Городская» и КС «Якутия – Амурэнерго»)	1322	1306	1314	1353	1353	1379
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций между КС «Районная – Городская» и КС «Якутия – Амурэнерго»	555	891	1190	1415	1415	1415

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Пропускная способность КС «Районная – Городская» в нормальной схеме	310	310	310	310	310	310
Потребность в мощности за КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» (энергорайон между КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» и КС «Якутия – Амурэнерго»)	684	766	759	771	771	775
Потребность в мощности за КС «Бурейская ГЭС – Амурская» (энергорайон между КС «Бурейская ГЭС – Амурская» и КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»)	2708	2701	2690	2723	2723	2734
в том числе экспорт в Китайскую Народную Республику	950	950	950	950	950	950
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций за КС «Бурейская ГЭС – Амурская» (энергорайон между КС «Бурейская ГЭС – Амурская» и КС «ОЭС – Запад Амурэнерго»)	1669	1669	1669	1669	1669	1669
Пропускная способность КС «Бурейская ГЭС – Амурская» в нормальной схеме	1541	1541	1541	1541	1541	1541
Пропускная способность КС «Бурейская ГЭС – Амурская» в единичной ремонтной схеме	800	800	800	800	800	800
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	-639	-362	-53	88	88	47
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-1380	-1103	-794	-653	-653	-694

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности	1207	1222	1267	1290	1294	1318
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	415	418	416	417	418	426
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	158	240	230	230	230	230
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	125	207	197	197	197	197
Пропускная способность КС «Районная – Городская» в нормальной схеме	310	310	310	310	310	310
Пропускная способность КС «Районная – Городская» в единичной ремонтной схеме	235	235	235	235	235	235
Пропускная способность КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18» в нормальной схеме	380	380	620	620	620	620

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Пропускная способность КС «Томмот – Майя» в нормальной схеме	130	130	130	130	130	130
Пропускная способность КС «Томмот – Майя» в единичной ремонтной схеме	100	65	65	65	65	65
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	-359	-292	-107	-130	-134	-158
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	-160	-81	-89	-90	-91	-99
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-434	-367	-182	-205	-209	-233
в том числе Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия)	-190	-146	-154	-155	-156	-164

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Хабаровск – Комсомольск», приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Хабаровск – Комсомольск», МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности	920	1097	1264	1264	1264	1274
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	757	757	670	670	670	670
Пропускная способность КС «Хабаровск – Комсомольск» в нормальной схеме	780	780	780	780	780	780
Пропускная способность КС «Хабаровск – Комсомольск» в единичной ремонтной схеме	450	450	450	450	450	450
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	617	441	186	186	186	175
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	287	111	-144	-144	-144	-155

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «Переход через Амур» приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «Переход через Амур», МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности	4239	4450	4594	4624	4644	4718
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	2130	2160	2972	2972	2972	3592
Пропускная способность КС «Переход через Амур» в нормальной схеме	1265	1265	1265	1265	1265	1265
Пропускная способность КС «Переход через Амур» в единичной ремонтной схеме	680	680	680	680	680	680

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	-845	-1025	-357	-387	-407	140
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-1430	-1610	-942	-972	-992	-445

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «ПримГРЭС – Юг» приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «ПримГРЭС – Юг», МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности	3022	3204	3285	3316	3337	3402
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	872	872	1381	1381	1381	1381
Пропускная способность КС «ПримГРЭС – Юг» в нормальной схеме	1745	2010	2010	2070	2070	2070
Пропускная способность КС «ПримГРЭС – Юг» в единичной ремонтной схеме	1260	1720	1720	1780	1780	1780
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	-405	-322	105	134	114	48
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-890	-612	-185	-156	-176	-242

При формировании балансов мощности отдельных энергорайонов ОЭС Востока учтено аварийное снижение мощности генерирующего оборудования, соответствующее статистически подтвержденной аварийности, достигаемой за счет реализации запланированной реконструкции (модернизации) генерирующего оборудования в рамках принятых решений.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и локальных дефицитов мощности.

При определении минимально необходимой для покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах ОЭС Востока величины генерирующей мощности должны учитываться следующие факторы:

- планы по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период;
- необходимость повышения уровня балансовой надежности;

- необходимость покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах ОЭС Востока;

- исключение строительства дополнительных протяженных электрических связей для передачи мощности вновь сооружаемых электростанций к узлам нагрузок.

В соответствии с Протоколом заочного заседания членов Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 4 июня 2024 года № 5пр предусмотрен ввод в эксплуатацию Свободненской ТЭС установленной мощностью 450 МВт.

Для покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах ОЭС Востока целесообразно рассматривать комбинированный вариант развития со строительством дополнительных объектов генерации совместно с развитием электрической сети. Исходя из анализа перспективных режимов работы ОЭС Востока, с учетом ввода Свободненской ТЭС, для покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах ОЭС Востока рассматривается следующий объем мероприятий:

- в энергорайоне ОЭС Востока, ограниченном КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», сооружение Гарантированной генерации установленной мощностью не менее 233 МВт, в том числе не менее 164 МВт в Центральном районе энергосистемы Республики Саха (Якутия);

- в энергорайоне за КС «Переход через Амур» сооружение Гарантированной генерации установленной мощностью не менее 445 МВт, в том числе не менее 242 МВт в южной части энергосистемы Приморского края. При этом в случае отсутствия возможности размещения новой генерации в объеме 242 МВт в южной части энергосистемы Приморского края дефицит мощности может быть покрыт путем строительства Гарантированной генерации в объеме не менее 445 МВт в энергорайоне, ограниченном КС «Переход через Амур» и КС «ПримГРЭС – Юг», со строительством второй ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг;

- строительство ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская с реконструкцией ПС 500 кВ Комсомольская с установкой второго автотрансформатора 500/220 кВ

мощностью 501 МВА для покрытия дефицита мощности в северной части энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области.

При этом оставшаяся часть дефицита электрической энергии, эквивалентная 519 МВт Гарантированной генерации, может быть покрыта путем строительства на территории ОЭС Востока солнечных электростанций (далее – СЭС) и ветроэлектрических станций (далее – ВЭС) суммарной установленной мощностью порядка 1700 МВт.

Генерирующие объекты, подлежащие строительству, должны быть отобраны по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов.

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

3. ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов»

ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

- Республика Калмыкия;
- Ростовская область;
- Краснодарский край;
- Ставропольский край;
- Республика Адыгея;
- Карачаево-Черкесская Республика;
- Кабардино-Балкарская Республика;
- Республика Северная Осетия – Алания;
- Республика Ингушетия;
- Чеченская Республика;
- Республика Дагестан;
- Республика Крым;
- город федерального значения Севастополь;

- Херсонская область;
- Запорожская область;
- Донецкая Народная Республика;
- Луганская Народная Республика.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов», выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Волгоград – Ростов», включающим в себя ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Георгиевская, ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты, ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2, ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково, ВЛ 220 кВ Волгодонск – ГОК.

Основные показатели баланса мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Баланс мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности за КС «Волгоград – Ростов»	19963	20350	20751	21078	21419	21697
в том числе потребление энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя	1700	1735	1771	1806	1843	1878
потребление энергосистемы Донецкой Народной Республики	1150	1167	1185	1202	1263	1326
потребление энергосистемы Луганской Народной Республики	863	876	889	903	916	930
потребление энергосистемы Херсонской области	145	148	151	153	156	159
потребление энергосистемы Запорожской области	308	312	316	321	331	340
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	17353	17485	17654	17944	17944	18014
Пропускная способность КС «Волгоград – Ростов» в нормальной схеме	1580	1580	1580	1580	1580	1580
Пропускная способность КС «Волгоград – Ростов» в единичной ремонтной схеме	820	820	820	820	820	820
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	-1030	-1285	-1516	-1553	-1895	-2103
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-1790	-2045	-2276	-2313	-2655	-2863

Анализ баланса мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителей,

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	-1108	-1351	-1540	-1750	-1828	-1873
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-1664	-1907	-2096	-2306	-2384	-2429
С учетом ввода в работу ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк						
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в нормальной схеме	3590	3590	3590	3590	3590	3590
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в единичной ремонтной схеме	3158	3158	3158	3158	3158	3158
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	-938	-1181	-1370	-1580	-1658	-1703
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-1370	-1613	-1802	-2012	-2090	-2135

Анализ баланса мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» без учета строительства ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителей, реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства на электростанциях Юго-Западной части ОЭС Юга в связи с невозможностью обеспечения его обслуживания, а также с учетом планов развития транспортной инфраструктуры в рассматриваемом регионе в период 2025–2030 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 1108–1873 МВт и 1664–2429 МВт соответственно.

Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк снизит дефицит мощности за КС «ОЭС – Кубань» в ремонтной схеме до 2135 МВт в 2030 году.

Кроме того, в целях оптимизации решений по развитию электрических сетей с исключением строительства (реконструкции) дополнительных межсистемных связей 220 кВ (строительство ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская, реконструкция ВЛ 220 кВ Ново-Лабинская – Усть-Лабинск) целесообразно обеспечить покрытие части дефицита мощности за КС «ОЭС – Кубань» за счет размещения Гарантированной генерации в объеме не менее 260 МВт располагаемой мощности на территории северной части Центрального энергорайона энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, ограниченного электрическими сетями 110-220 кВ, прилегающими к ПС 220 кВ Витаминкомбинат, ПС 220 кВ НПС-7, ПС 110 кВ Кореновская, ПС 110 кВ Динская, ПС 110 кВ Журавская (далее – энергорайон «Северная часть Центральной Кубани»).

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей Юго-Западной части ОЭС Юга в Сочинском энергорайоне энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Шепси – Дагомыс», включающим в себя КВЛ 220 кВ Центральная – Дагомыс, КВЛ 220 кВ Шепси – Дагомыс, ВЛ 110 кВ Шепси – Аше, ВЛ 110 кВ Шепси – Магри тяговая.

Основные показатели баланса мощности Сочинского энергорайона за КС «Шепси – Дагомыс» приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Баланс мощности Сочинского энергорайона ОЭС Юга за КС «Шепси – Дагомыс» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности в приемной части Сочинского энергорайона относительно КС «Шепси – Дагомыс»	977	982	1033	1054	1027	1040
в том числе переток мощности в энергосистему Республики Абхазия	0	0	0	0	0	0
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	297	297	297	238	238	238
Пропускная способность КС «Шепси – Дагомыс» в нормальной схеме	585	585	585	585	585	585
Пропускная способность КС «Шепси – Дагомыс» в единичной ремонтной схеме	242	242	242	242	242	242
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	-95	-101	-152	-231	-204	-217
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме	-438	-444	-495	-574	-547	-560

Анализ баланса мощности Сочинского энергорайона энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края за КС «Шепси – Дагомыс» показывает, что в период 2025–2030 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 95–217 МВт и 438–560 МВт соответственно.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «Юго-Запад», включающим в себя ВЛ 500 кВ Кубанская – Тихорецк, ВЛ 500 кВ Кубанская – Центральная, ВЛ 500 кВ Ростовская –

Тамань, ВЛ 220 кВ Афипский НПЗ – Кирилловская с отпайками, ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Кольцевая, ВЛ 220 кВ Афипская – Ильская.

При оценке территорий размещения дополнительных генерирующих мощностей также проведен анализ баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на период 2025–2030 годов для периода зимних максимальных нагрузок, учитывая, что собственный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя наблюдается в зимний период.

Основные показатели баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Баланс мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя	2359	2397	2437	2476	2515	2555
в том числе переток мощности в энергосистемы Херсонской и Запорожской областей	490	490	490	490	490	490
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	1529	1529	1529	1529	1529	1529
Пропускная способность КС «ОЭС Юга – Крым» в нормальной схеме	850	850	850	850	850	850
Пропускная способность КС «ОЭС Юга – Крым» в единичной ремонтной схеме (при отключении блока Балаклавской ТЭС (251,5 МВт))	790	790	790	790	790	790
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	20	-18	-57	-96	-136	-176
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме (при отключении блока Балаклавской ТЭС (251,5 МВт))	-291	-329	-369	-408	-448	-488

Анализ баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в период собственного максимума нагрузки энергосистемы показывает, что с учетом передачи мощности в энергосистемы Херсонской и Запорожской областей и использования мощности мобильных ГТЭС на уровне располагаемой мощности, в случае отключения одного из наиболее крупных энергоблоков энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя (энергоблока Балаклавской ТЭС мощностью

251,5 МВт) с 2025 года возникает превышение перетоком мощности величины максимально допустимого значения в КС «ОЭС Юга – Крым». Таким образом, в период 2025–2030 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 18–176 МВт и 291–488 МВт соответственно.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности.

Исходя из анализа перспективных режимов работы ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» с учетом:

– планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период;

– существующей динамики развития рассматриваемого региона, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону;

– рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства на электростанциях ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» в связи с невозможностью обеспечения его обслуживания;

– выявленного дефицита мощности за КС «ОЭС – Кубань», а также в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя;

– исключения строительства протяженных ЛЭП 500 кВ из соседних энергосистем до центров нагрузок за КС «ОЭС – Кубань» в условиях высокой стоимости реализации и трудностей отвода земли;

– необходимости повышения уровня балансовой надежности,

наиболее целесообразным является строительство Гарантированной генерации суммарной располагаемой мощностью не менее 2863 МВт (при температуре наружного воздуха +35 °С) в ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов». При этом с учетом статистически подтвержденной аварийности генерирующего оборудования в ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов», включающей в себя энергосистемы ОЭС Юга за исключением Волгоградской и Астраханской областей, величиной 2100 МВт, суммарный дефицит мощности в ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» может быть

снижен до величины 1325 МВт. При этом требуется создание механизма, направленного на выполнение собственниками объектов по производству электрической энергии необходимых мероприятий по приведению состояния оборудования в нормальное техническое состояние, обеспечивающее не превышение средней аварийности.

С учетом непокрываемого дефицита в Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» необходимо строительство Гарантированной генерации суммарной мощностью не менее 2135 МВт располагаемой мощности (при температуре наружного воздуха +35 °С) в Юго-Западной части ОЭС Юга.

В соответствии с протоколом заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики под председательством Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 22.05.2024 № 4пр было принято решение об определении единственным исполнителем – поставщиком мощности новых генерирующих объектов на Таврической ТЭС в объеме не более 250 МВт установленной мощности или не более 220 МВт располагаемой мощности (при температуре наружного воздуха +35 °С), а также на Ударной ТЭС не более 250 МВт установленной мощности или не более 220 МВт располагаемой мощности (при температуре наружного воздуха +35 °С).

С учетом вышеуказанных решений в целях покрытия оставшегося дефицита мощности в ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» необходимо строительство Гарантированной генерации суммарной располагаемой мощностью не менее 1695 МВт (при температуре наружного воздуха +35 °С) (ориентировочная установленная мощность не менее 1926 МВт), в том числе для покрытия дефицитов активной мощности в отдельных энергорайонах:

– не менее 560 МВт располагаемой мощности в Сочинском энергорайоне энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края за КС «Шепси – Дагомыс»;

– не менее 220 МВт располагаемой мощности в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя;

– не менее 260 МВт располагаемой мощности в энергорайоне «Северная часть Центральной Кубани».

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

4. Южная часть энергосистемы г. Москвы и Московской области

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

- город Москва;
- Московская область.

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

Основные показатели баланса мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Баланс мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление энергосистемы г. Москвы и Московской области	22309	22705	23048	23411	23723	24044
Возможность по покрытию потребления энергосистемы г. Москвы и Московской области	23631	23638	24572	24572	24572	24572
Дополнительная потребность в мощности для обеспечения стратегического резерва с учетом рисков непрогнозируемого роста потребления	2024	2473	1933	2351	2709	3079
С учетом мероприятий по усилению электрической сети, включая строительство заходов ВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино, строительство ЛЭП 220 кВ Дорохово – Созвездие, строительство ПС 500 кВ с установкой двух АТ 500/220 кВ с заходами ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская и ЛЭП 220 кВ, а также перекоммутацию в ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Михайловская						
Дополнительная потребность в мощности для обеспечения стратегического резерва с учетом рисков непрогнозируемого роста потребления	1824	2273	1733	1601	1509	1879

Анализ баланса мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности в период 2025–2030 годов потребность в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области составит 3079 МВт в 2030 году.

Согласно плану мероприятий (дорожная карта) по повышению надежности и развитию сетевой инфраструктуры и объектов генерации энергосистемы г. Москвы и Московской области планируется реализация следующих мероприятий:

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

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

- строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие (в 2028 году);

- строительство ПС 500 кВ на границе Московской и Тульской областей с автотрансформаторами 500/220 кВ с заходами ЛЭП 220 кВ и заходами ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская (в 2029 году).

Реализация вышеуказанных мероприятий снижает потребность в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области до 1879 МВт в 2030 году.

С учетом анализа режимно-балансовой ситуации за сечением, отделяющим южный энергорайон г. Москвы и Московской области от остальной энергосистемы г. Москвы и Московской области, а также от энергосистемы Калужской области, энергосистемы Рязанской области и энергосистемы Тульской области (далее – сечение Южного энергорайона) реализацию мероприятий по покрытию потребности в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области целесообразно выполнять в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области.

Сечение Южного энергорайона включает в себя ВЛ 500 кВ Белый Раст – Западная, ВЛ 500 кВ Ногинск – Каскадная, ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Новокаширская, ВЛ 220 кВ Дорохово – Кедрово, КВЛ 220 кВ Западная – Слобода I, II цепи, КВЛ 220 кВ Западная – Радищево, КВЛ 220 кВ Западная – Куркино, КВЛ 220 кВ Куркино –

Герцево, КЛ 220 кВ Яшино – Новобратцево № 1, № 2, КЛ 220 кВ Гражданская – Ваганьковская № 1, № 2, КЛ 220 кВ Белорусская – Бутырки № 1, № 2, КЛ 220 кВ Абрамово – Горьковская № 1, № 2, КВЛ 220 кВ Перерва – Баскаково, КВЛ 220 кВ Борисово – Баскаково, ВЛ 220 кВ Жулебино – Восточная, КЛ 220 кВ Красносельская – Кожевническая № 1, № 2, ЛЭП 220 кВ Каскадная – Руднево 1, 2, КВЛ 220 кВ ЦАГИ – Ногинск, ВЛ 220 кВ Шибаново – Нежино, ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Нежино I, II цепи, ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Пески, ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Крона, ВЛ 220 кВ Михайловская – Осетр, ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Каширская ГРЭС, ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая, КВЛ 220 кВ Приокская – Бугры, ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ока, ВЛ 220 кВ Шипово – Ока, ВЛ 220 кВ Метзавод – Кедрово, ВЛ 220 кВ Метзавод – Латышская, АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Новобратцево, АТ-1, АТ-2 на ПС 220 кВ Ивановская (после реконструкции ПС 110 кВ Ивановская с переводом на напряжение 220 кВ), АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Гражданская, ШСЭВ 220 кВ ПС 220 кВ Центральная, а также электрические связи 110 кВ.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности.

Исходя из анализа перспективных режимов работы энергосистемы г. Москвы и Московской и южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области с учетом:

– планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями в рамках действующих договоров об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям, учтенных при разработке прогноза потребления электрической мощности на рассматриваемый перспективный период;

– существующей динамики развития рассматриваемого региона, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону,

для покрытия потребности в мощности в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области в объеме 1879 МВт целесообразно рассматривать

комбинированный вариант развития со строительством дополнительных объектов генерации совместно с развитием электрической сети, включающий строительство:

- одной ЛЭП 750 кВ от ПС 750 кВ Грибово до новой ПС 750 кВ в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области в 2030 году;
- одной ЛЭП 750 кВ от Курской АЭС до новой ПС 750 кВ в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области в 2030 году;
- строительство Гарантированной генерации суммарной мощностью не менее 879 МВт в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области.

Дополнительно для обеспечения покрытия потребления мощности на период до 2036 года предусматривается сооружение ППТ от Нововоронежской АЭС до южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области в 2032 году.

Генерирующие объекты, подлежащие строительству, должны быть отобраны по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов.

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

5. Анадырский энергорайон электроэнергетической системы Чукотского автономного округа

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в Анадырском энергорайоне электроэнергетической системы Чукотского автономного округа выполнен анализ режимно-балансовой ситуации.

Основные показатели баланса мощности Анадырского энергорайоне приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Баланс мощности Анадырского энергорайона электроэнергетической системы Чукотского автономного округа, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	26	26	26	26	26	26
Установленная мощность	70,7	70,7	70,7	70,7	70,7	70,7
АЭС	–	–	–	–	–	–

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ТЭС	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3
ВЭС	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Ограничения мощности	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Вводы после прохождения максимума	–	–	–	–	–	–
Итого покрытие потребности	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3
Требуемая мощность с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	–	–	–	–	–	–
Требуемая мощность с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-7,8	-7,8	-7,8	-7,8	7,8	-7,8

Анализ баланса мощности Анадырского энергорайона электроэнергетической системы Чукотского автономного округа показывает, что с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью прогнозируется непокрываемый дефицит мощности 7,8 МВт.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической мощности.

При определении минимально необходимой для покрытия дефицитов активной мощности Анадырского энергорайона электроэнергетической системы Чукотского автономного округа величины генерирующей мощности должны учитываться следующие факторы:

– планы по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период.

Для обеспечения резервирования при останове 2-й единицы генерирующего оборудования потребуются дополнительное сооружение резервных генерирующих мощностей (ДЭС, ГПА и другие) не менее 7,8 МВт. Запас топлива для таких мощностей должен обеспечивать их работу полной установленной мощностью в течение не менее чем 700 часов.

6. Чаун-Билибинский энергорайон электроэнергетической системы Чукотского автономного округа

Чаун-Билибинский энергорайон электроэнергетической системы Чукотского автономного округа включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

– территория Чукотского автономного округа, включающая Билибинский муниципальный район и городской округ Певек (г. Певек).

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в Чаун-Билибинском энергорайон электроэнергетической системы Чукотского автономного округа выполнен анализ режимно-балансовой ситуации.

Основные показатели баланса мощности Чаун-Билибинском энергорайон приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Баланс мощности Чаун-Билибинского энергорайон электроэнергетической системы Чукотского автономного округа, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	95	102	103	105	106	106
Установленная мощность	125	125	125	125	125	125
АЭС	70	70	70	70	70	70
ТЭС	55	55	55	55	55	55
Ограничения мощности	21	21	14	7	7	7
Вводы после прохождения максимума	–	–	–	–	–	–
Итого покрытие потребности	104	104	111	118	118	118
Требуемая мощность с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-19	-26	-27	-22	-23	-23
Требуемая мощность с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-47	-54	-55	-57	-58	-58

Анализ баланса мощности Чаун-Билибинского энергорайон показывает, что при увеличении потребления электрической мощности потребителей в период 2025–2030 годов, а также с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью прогнозируется непокрываемый дефицит мощности 47–58 МВт.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической мощности.

При определении минимально необходимой для покрытия дефицитов активной мощности в Чаун-Билибинском энергорайоне электроэнергетической системы Чукотского автономного округа величины генерирующей мощности должны учитываться следующие факторы:

– планы по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период.

Исходя из анализа перспективных режимов работы Чаун-Билибинского энергорайона, наиболее целесообразным является строительство Гарантированной генерации суммарной мощностью не менее 23 МВт.

Для обеспечения резервирования при останове 2-й единицы генерирующего оборудования потребуются дополнительное сооружение резервных генерирующих мощностей (ДЭС, ГПА и другие) не менее 35 МВт. Запас топлива для таких мощностей должен обеспечивать их работу полной установленной мощностью в течение не менее чем 700 часов.

В составе мероприятий, направленных на снижение (исключение) дефицита активной мощности, может быть рассмотрено строительство Арктической ТЭС с двумя энергоблоками установленной мощностью 25 МВт каждый.

7. Центральный энергорайон электроэнергетической системы Сахалинской области

Центральный энергорайон электроэнергетической системы Сахалинской области включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

– территория Сахалинской области, включающая городской округ «Город Южно-Сахалинск», городской округ «Александровск-Сахалинский район», Анивский, Долинский, Корсаковский, Макаровский, Невельский, Ногликский, Поронайский, Смирныховский; Томаринский, Тымовский, Углегорский, Холмский городские округа.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в центральном энергорайоне электроэнергетической системы Сахалинской области выполнен анализ режимно-балансовой ситуации для двух сценариев:

- сценарий 1 – с учетом генерирующего оборудования иностранного производства;
- сценарий 2 – с учетом реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства.

Основные показатели баланса мощности электроэнергетической системы Сахалинской области для двух сценариев приведены в таблицах 15, 16.

Таблица 15 – Баланс мощности электроэнергетической системы Сахалинской области для сценария 1, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	589	609	620	623	624	625
Установленная мощность	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2
АЭС	–	–	–	–	–	–
ТЭС	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2
Ограничения мощности	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8
Вводы после прохождения максимума	–	–	–	–	–	–
Итого покрытие потребности	616,4	616,4	616,4	616,4	616,4	616,4
Требуемая мощность с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-83	-103	-114	-117	-118	-119
Требуемая мощность с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-143	-163	-174	-177	-178	-179

Таблица 16 – Баланс мощности электроэнергетической системы Сахалинской области для сценария 2, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	589	609	620	623	624	625
Установленная мощность	454,5	454,5	454,5	454,5	454,5	454,5
АЭС	–	–	–	–	–	–
ТЭС	454,5	454,5	454,5	454,5	454,5	454,5
Ограничения мощности	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8
Вводы после прохождения максимума	–	–	–	–	–	–
Итого покрытие потребности	431,7	431,7	431,7	431,7	431,7	431,7
Требуемая мощность с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-267	-287	-298	-301	-302	-303

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Требуемая мощность с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-327	-347	-358	-361	-362	-363

Анализ баланса мощности центрального энергорайона электроэнергетической системы Сахалинской области показывает, что при увеличении потребления электрической мощности потребителей в период 2025–2030 годов, а также с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью прогнозируется непокрываемый дефицит мощности 143–179 МВт. С учетом реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства дефицит мощности увеличится до 327–363 МВт.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической мощности.

При определении минимально необходимой для покрытия дефицитов активной мощности в центральном энергорайоне электроэнергетической системы Сахалинской области величины генерирующей мощности должны учитываться следующие факторы:

- планы по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период;
- необходимость повышения уровня балансовой надежности.

Исходя из анализа перспективных режимов работы центрального энергорайона электроэнергетической системы Сахалинской области, наиболее целесообразным является строительство Гарантированной генерации суммарной мощностью не менее 119 МВт. С учетом реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства на электростанциях электроэнергетической системы Сахалинской области в связи с невозможностью обеспечения его обслуживания и планов развития транспортной инфраструктуры в рассматриваемом регионе, объем необходимой Гарантированной генерации увеличится до 303 МВт.

Для обеспечения резервирования при останове 2-й единицы генерирующего оборудования потребуются дополнительное сооружение резервных генерирующих мощностей (ДЭС, ГПА и другие) не менее 60 МВт. Запас топлива для таких

мощностей должен обеспечивать их работу полной установленной мощностью в течение не менее чем 700 часов.

В составе мероприятий, направленных на снижение (исключение) дефицита активной мощности, могут быть рассмотрены следующие мероприятия:

- строительство второй очереди Сахалинской ГРЭС-2 с вводом четырех энергоблоков установленной мощностью 60 МВт каждый;
- ввод в работу на Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 пяти газотурбинных установок ЭГЭС-25 ПА установленной мощностью 25 МВт каждый.

8. Центральный энергорайон электроэнергетической системы Камчатского края

Центральный энергорайон электроэнергетической системы Камчатского края включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

- территория Камчатского края, включающая Елизовский, Усть-Большерецкий муниципальные районы, Мильковский муниципальный округ, Петропавловск-Камчатский и Вилючинский городские округа.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в центральном энергорайоне электроэнергетической системы Камчатского края выполнен анализ режимно-балансовой ситуации.

Основные показатели баланса мощности центрального энергорайона электроэнергетической системы Камчатского края приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Баланс мощности центрального энергорайона электроэнергетической системы Камчатского края, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности	329	330	331	332	333	334
Установленная мощность	485,2	485,2	485,2	485,2	485,2	485,2
ГЭС	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4
ТЭС	439,8	439,8	439,8	439,8	439,8	439,8
ВЭС	–	–	–	–	–	–
Ограничения мощности	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2
Вводы после прохождения максимума	–	–	–	–	–	–

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Итого покрытие потребности	463,0	463,0	463,0	463,0	463,0	463,0
Требуемая мощность с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	–	–	–	–	–	–
Требуемая мощность с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-26	-27	-28	-29	-30	-31

Анализ баланса мощности центрального энергорайона электроэнергетической системы Камчатского края показывает, что с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью прогнозируется непокрываемый дефицит мощности 26–31 МВт.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической мощности.

При определении минимально необходимой для покрытия дефицитов активной мощности центрального энергорайона электроэнергетической системы Камчатского края величины генерирующей мощности должны учитываться следующие факторы:

– планы по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период.

Для обеспечения резервирования при останове 2-й единицы генерирующего оборудования потребуются дополнительное сооружение резервных генерирующих мощностей (ДЭС, ГПА и другие) не менее 31 МВт. Запас топлива для таких мощностей должен обеспечивать их работу полной установленной мощностью в течение не менее чем 700 часов.

В составе мероприятий, направленных на снижение (исключение) дефицита активной мощности, могут быть рассмотрены следующие мероприятия:

– строительство бинарного энергоблока на Мутновской ГеоЭС-1 мощностью 16,5 МВт;

– строительство Мутновской ГеоЭС-2 с бинарным энергоблоком общей мощностью 66,5 МВт.