

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Дефицит (-)/профицит (+) в нормальной схеме	392	182	-246	-615	-679	-820
Дефицит (-)/профицит (+) после наиболее тяжелого нормативного возмущения	-13	-223	-651	-1020	-1084	-1225

Анализ баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» показывает, что непокрываемый дефицит мощности составит 246–820 МВт в нормальной схеме существующей сети в период 2026–2029 годов, 13–1225 МВт в ремонтной схеме существующей сети в период 2024–2029 годов.

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:

- распределения и планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями в рамках действующих договоров для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств, учтенных при разработке прогноза потребления электрической мощности на рассматриваемый перспективный период;

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

- исключения строительства линий электропередачи в особо охраняемых природных зонах озера Байкал и их параллельного прохождения в одном направлении;

- планируемого в 2028–2029 годах усиления межсистемных связей и реализации параллельной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири с возможностью покрытия дефицита электрической энергии в ОЭС Востока в средневодный и маловодный годы;

- величины прогнозируемого непокрываемого дефицита мощности, составляющей 1225 МВт и 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, покрытие которого не целесообразно путем сооружения электросетевых объектов,

наиболее целесообразным является строительство новых объектов генерации, обеспечивающих покрытие величины прогнозируемого непокрываемого дефицита мощности, путем строительства объектов генерации суммарной мощностью не менее 1225 МВт в южной части энергосистем Иркутской области, Забайкальского края и Республики Бурятия.

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ТЭС	33281	34027	40223	42738	45948	47873
Дефицит (-)/профицит (+)	-3457	-6031	-5403	-7376	-5264	-3715
Переток электрической энергии в смежные энергосистемы	1465	1473	1473	1473	3123	5048
Дефицит (-)/профицит (+) с учетом передачи электрической энергии в смежные энергосистемы	-4921	-7504	-6875	-8849	-8387	-8763
Требуемая мощность, МВт	757	1154	1058	1361	1290	1348

Баланс электрической энергии при среднемноголетней величине выработки электрической энергии ГЭС к 2029 году складывается с дефицитом величиной 8763 млн кВт·ч, что эквивалентно 1348 МВт максимальной мощности дополнительного генерирующего оборудования ТЭС с числом часов использования установленной мощности 6500 ч/год.

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

Исходя из анализа перспективных балансов электрической энергии и мощности ОЭС Востока с учетом:

- распределения и планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями в рамках действующих договоров для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств, учтенных при разработке прогноза потребления электрической мощности на рассматриваемый перспективный период;

- замещения выбывающих мощностей вследствие планируемого вывода из эксплуатации существующего генерирующего оборудования;

- минимизация затрат на строительство новой площадки для электростанций и наличия необходимой инфраструктуры;

- наличия проектов по строительству электростанций в рассматриваемом районе;

- покрытия дефицитов активной мощности в центральном энергорайоне энергосистемы Республики Саха (Якутия) за КС «Томмот – Майя», в центральной части энергосистемы Амурской области и левобережной части энергосистемы Хабаровского края, ограниченных КС «ОЭС – Запад Амурэнерго», КС «Переход через Амур» и КС «Хабаровск – Комсомольск», в южной части энергосистемы Приморского края за КС «ПримГРЭС – Юг», в правобережной части энергосистемы Хабаровского края и энергосистемы Приморского края, ограниченных КС «Переход через Амур» и КС «Хабаровскэнерго – ПримГРЭС», и в северной части энергосистемы Хабаровского края за КС «Хабаровск – Комсомольск»,

наиболее целесообразным является строительство объектов генерации суммарной мощностью не менее 1348 МВт и не более 1483 МВт, обеспечивающих покрытие величины прогнозируемого непокрываемого

дефицита электрической энергии, включая строительство объектов генерации, в том числе:

– мощностью не менее 453 МВт и не более 498 МВт на территории центральной части энергосистемы Амурской области и левобережной части энергосистемы Хабаровского края, ограниченной КС «ОЭС – Запад Амурэнерго», КС «Переход через Амур» и КС «Хабаровск – Комсомольск»;

– мощностью не менее 450 МВт и не более 495 МВт на территории правобережной части энергосистемы Хабаровского края и Приморского края, ограниченной КС «Переход через Амур» и КС «ПримГРЭС – Юг»;

– мощностью не менее 220 МВт и не более 242 МВт в южной части энергосистемы Приморского края, ограниченной КС «ПримГРЭС – Юг»;

– мощностью не менее 225 МВт и не более 247 МВт в северной части энергосистемы Хабаровского края, ограниченной КС «Хабаровск – Комсомольск».

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. Юго-Западная часть ОЭС Юга

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей Юго-Западной части ОЭС Юга выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «ОЭС – Кубань», включающем в себя ВЛ 500 кВ Кубанская – Тихорецк, ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная, ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань, ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк, ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки, ВЛ 220 кВ Брюховецкая – Каневская, ВЛ 220 кВ Тихорецк – Брюховецкая, ВЛ 220 кВ Тихорецк – Витаминкомбинат, ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская.

Основные показатели баланса мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Баланс мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозируемое потребление мощности в приемной части энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края относительно КС «ОЭС – Кубань»	5009	5173	5449	5499	5599	5647
Переток мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополя	850	850	850	850	850	850
Переток мощности в энергосистему Грузии	0	0	0	0	0	0

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Переток мощности в энергосистему Республики Абхазии	0	0	0	0	0	0
Потребность в мощности	5859	6023	6299	6349	6449	6497
Располагаемая мощность электростанций, находящихся за КС «ОЭС – Кубань»	2482	2482	2482	2482	2482	2482
Требуемый переток мощности	-3377	-3541	-3816	-3867	-3967	-4015
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в нормальной схеме	3420	3420	3420	3420	3420	3420
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в ремонтной схеме	2864	2864	2864	2864	2864	2864
Дефицит (-)/профицит (+) в нормальной схеме	43	-121	-396	-447	-547	-595
Дефицит (-)/профицит (+) после наиболее тяжелого нормативного возмущения	-513	-677	-952	-1003	-1103	-1151
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» с учетом ввода в работу ВЛ 500 кВ Тихорецк – Тамань в нормальной схеме	3590	3590	3590	3590	3590	3590
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» с учетом ввода в работу ВЛ 500 кВ Тихорецк – Тамань в ремонтной схеме	3158	3158	3158	3158	3158	3158
Дефицит (-)/профицит (+) с учетом ввода в работу ВЛ 500 кВ Тихорецк – Тамань в нормальной схеме	213	49	-226	-277	-377	-425
Дефицит (-)/профицит (+) с учетом ввода в работу ВЛ 500 кВ Тихорецк – Тамань после наиболее тяжелого нормативного возмущения	-219	-383	-658	-709	-809	-857

Анализ баланса мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителей прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и ремонтной схемах 121–595 МВт и 513–1151 МВт соответственно.

При оценке территорий размещения дополнительных генерирующих мощностей также проведен анализ баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на период 2024–2029 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 5.

Таблица 5 – Баланс мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя	1800	1828	1847	1853	1858	1864
Переток мощности в энергосистему Херсонской и Запорожской областей	550	550	550	550	550	550
Потребность в мощности	2350	2378	2397	2403	2408	2414
Располагаемая мощность электростанций	1568	1568	1568	1568	1568	1568
Требуемый переток мощности	-782	-810	-829	-835	-840	-846
Пропускная способность в КС «ОЭС Юга – Крым» в нормальной схеме	850	850	850	850	850	850
Пропускная способность в КС «ОЭС Юга – Крым» в ремонтной схеме (при отключении блока Балаклавской ТЭС (251,5 МВт))	790	790	790	790	790	790
Дефицит (-)/профицит (+) в нормальной схеме	68	40	21	15	10	4
Дефицит (-)/профицит (+) в ремонтной схеме (при отключении блока Балаклавской ТЭС (251,5 МВт))	-243	-271	-290	-296	-301	-307

Анализ баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в период собственного максимума нагрузки энергосистемы показывает, что с учетом передачи мощности в энергосистему 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 2024 года возникает превышение требуемого перетока мощности величины максимально допустимого перетока. Дефицит мощности на уровне 2029 года составит 307 МВт.

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

Исходя из анализа перспективных режимов работы Юго-Западной части ОЭС Юга снизить дефицит в нормальной и ремонтной схеме за КС «ОЭС – Кубань» позволит сооружение ВЛ 500 кВ Тихорецк – Тамань. При этом, с учетом ввода в работу ВЛ 500 кВ Тихорецк – Тамань непокрываемый дефицит мощности в ремонтной схеме составит 857 МВт в 2029 году.

В случае дополнительного усиления электрической сети в целях ликвидации прогнозного дефицита мощности потребуются существенное электросетевое строительство, предполагающее сооружение протяженных линий электропередачи 500 кВ из соседних энергосистем до центров нагрузок за КС «ОЭС – Кубань», что сопряжено с высокой стоимостью реализации и трудностями отвода земли в условиях большей части горно-лесистой

местности, протяженных рек и особо охраняемых природных зон, а также плотной городской застройки непосредственно в точках роста нагрузки. Кроме того, с учетом высокой динамики развития Юго-Западной части ОЭС Юга наиболее целесообразно размещение собственных генерирующих мощностей, приближенных к центрам роста нагрузок в целях минимизации потерь на передачу электроэнергии и наиболее эффективного распределения потоков мощности.

Таким образом, исходя из анализа перспективных режимов работы Юго-Западной части ОЭС Юга с учетом:

- распределения и планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями в рамках действующих договоров для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств, учтенных при разработке прогноза потребления электрической мощности на рассматриваемый перспективный период;

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

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

- исключения строительства линий электропередачи в особо охраняемых природных зонах и зонах плотной городской застройки,

в целях исключения перспективного дефицита мощности наиболее целесообразным является строительство объектов генерации суммарной мощностью не менее 857 МВт и не более 943 МВт в Юго-Западной части ОЭС Юга, в том числе:

- не менее 307 МВт и не более 338 МВт в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя;

- не менее 550 МВт и не более 605 МВт в приемной части энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края относительно КС «ОЭС – Кубань».

В случае размещения нового генерирующего объекта в Юго-западном энергорайоне энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края необходимо дополнительно обеспечить реализацию следующих мероприятий по развитию электрической сети:

- строительство высоковольтной линии электропередачи (220 кВ) Тихорецк – Ново-Лабинская;

- реконструкция высоковольтной линии электропередачи (220 кВ) Ново-Лабинская – Усть-Лабинск с увеличением пропускной способности.

Возможным альтернативным решением может быть сооружение генерации в объеме не менее 857 МВт в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края за КС «ОЭС – Кубань». При этом, в данном случае

потребуется усиление пропускной способности электрической сети между энергосистемой Республики Адыгея и Краснодарского края и энергосистемой Республики Крым и г. Севастополя с сооружением дополнительных связей от ПС 500 кВ Тамань до центра нагрузок Республики Крым (г. Симферополь) с частично подводным исполнением через Керченский пролив, что не целесообразно в виду сложной технической реализации, а также высокой стоимости.

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.