

ПРОТОКОЛ

41-го заседания Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК)

14-15 сентября 2022 года

г. Москва,
Российская Федерация

Список участников приведен в **Приложении 1**.

Комиссия приняла следующую Повестку дня 41-го заседания КОТК:

1. О выполнении решений 39-го и 40-го заседаний КОТК.
2. О мониторинге и анализе качества регулирования частоты и перетоков активной мощности при аварийных отключениях в энергосистемах стран СНГ, Балтии и Грузии.
3. О согласовании Методики определения и распределения объемов резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков активной мощности.
4. О ходе работ по актуализации Общих положений по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС от 29.05.2009.
5. Об анализе влияния работы генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ, на режимы работы энергосистем государств-участников параллельной работы, входящих в энергообъединение ЕЭС/ОЭС, в части вопросов планирования и управления режимов параллельной работы энергосистем.
6. О нецелесообразности актуализации Технических требований к автоматике ликвидации асинхронных режимов в энергообъединении ЕЭС/ОЭС от 25.05.2012 и прекращении их действия.
7. О ходе разработки Основных принципов организации системы мониторинга запасов устойчивости в государствах – участниках параллельной работы.
8. О реализации сопряжения ЦСПА энергосистем сопредельных государств.
9. О ходе работ по разработке карт-схем энергосистем государств – участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС.
10. Разное.
 - 10.1. Об актуализации Плана работы КОТК на 2022-2023 гг.
 - 10.2. О Председателе КОТК.

10.3. Об актуализации состава КОТК.

10.4. Об актуализации состава постоянных рабочих групп КОТК.

11. О подготовке энергосистем государств – участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, к работе в осенне-зимний период 2022/2023 гг.

12. О проведении очередного 42-го заседания КОТК.

Пункт 1.

Заслушав и обсудив информацию Секретариата КОТК о выполнении решений 39-го и 40-го заседаний КОТК, Комиссия

Решила:

Принять к сведению информацию Секретариата КОТК о выполнении решений 39-го и 40-го заседаний КОТК.

Решение принято единогласно.

Пункт 2.

Заслушав и обсудив информацию руководителя РГ «Регулирование частоты и мощности» о мониторинге и анализе качества регулирования частоты и перетоков активной мощности при аварийных отключениях в энергосистемах стран СНГ, Балтии и Грузии, Комиссия

Решила:

1. Принять к сведению информацию руководителя РГ «Регулирование частоты и мощности» о мониторинге и анализе качества регулирования частоты и перетоков активной мощности при аварийных отключениях в энергосистемах стран СНГ, Балтии и Грузии.

2. Утвердить необходимое значение крутизны статической частотной характеристики (СЧХ) энергообъединения стран СНГ, Балтии и Грузии на 2022-2023 гг. равным **17394 МВт/Гц**.

3. Утвердить значения коэффициентов коррекции по частоте энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии для осуществления вторичного регулирования на 2022-2023 гг. (**Приложение 2**).

4. Утвердить величину аварийного расчетного небаланса мощности энергообъединения стран СНГ, Балтии и Грузии на 2022-2023 гг. равной **1200 МВт**.

5. Утвердить величины необходимых вторичных резервов для энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии на 2022-2023 гг. (**Приложение 3**).

6. Принять к сведению величины необходимых резервов мощности нормированного первичного регулирования энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии на 2022-2023 гг. (**Приложение 4**).

7. Решение вступает в силу с 15 сентября 2022 г.

Решение принято единогласно.

Пункт 3.

Заслушав и обсудив информацию руководителя РГ «Регулирование частоты и мощности» о согласовании Методики определения и распределения объемов резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков активной мощности, Комиссия

Решила:

1. Согласовать Методику определения и распределения объемов резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков активной мощности (**Приложение 5**).

2. Поручить Председателю КОТК Опадчему Ф.Ю. вынести проект Методики определения и распределения объемов резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков активной мощности на одобрение на очередное заседание Координационного Совета при Электроэнергетическом Совете СНГ с целью последующего утверждения на заседании Электроэнергетического Совета СНГ.

3. Поручить Председателю КОТК Опадчему Ф.Ю. вынести вопрос о признании утратившей силу Методике определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков, утвержденной решением 30-го заседания ЭЭС СНГ от 13.10.2006, на очередное заседание Электроэнергетического Совета СНГ.

Решение принято единогласно.

Пункт 4.

Заслушав и обсудив информацию руководителя РГ «Противоаварийное управление» о ходе работ по актуализации Общих положений по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС от 29.05.2009, Комиссия

Решила:

1. Принять к сведению информацию руководителя РГ «Противоаварийное управление» о ходе работ по актуализации Общих

положений по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС от 29.05.2009.

2. Одобрить актуализированный проект Общих положений по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС **(Приложение 6)**.

3. Вынести проект Общих положений по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС на окончательное согласование КОТК после утверждения ГОСТ 34045 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования» Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации СНГ.

Решение принято единогласно.

Пункт 5.

Заслушав и обсудив информацию Секретариата КОТК об анализе влияния работы генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ, на режимы работы энергосистем государств-участников параллельной работы, входящих в энергообъединение ЕЭС/ОЭС, в части вопросов планирования и управления режимов параллельной работы энергосистем, Комиссия

Решила:

1. Принять к сведению информацию Секретариата КОТК об анализе влияния работы генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ, на режимы работы энергосистем государств-участников параллельной работы, входящих в энергообъединение ЕЭС/ОЭС, в части вопросов планирования и управления режимов параллельной работы энергосистем.

2. Согласовать выводы, сформированные по результатам анализа **(Приложение 7)**.

3. Просить энергокомпаний-члены КОТК от Республики Казахстан, Киргизской Республики, Республики Таджикистан оказать содействие в представлении кандидатур в межминистерскую рабочую группу по анализу изменения режимов работы параллельно работающих энергосистем, исходя из актуальных и перспективных планов по вводу солнечной и ветровой генерации (письма Минэнерго России от 26.07.2022 № 13-26-М/Д, № 13-27-М/Д, № 13-28-М/Д, №13-29-М/Д).

Решение принято единогласно.

Пункт 6.

Заслушав и обсудив информацию руководителя РГ «Противоаварийное управление» о нецелесообразности актуализации Технических требований к автоматике ликвидации асинхронных режимов в энергообъединении ЕЭС/ОЭС от 25.05.2012 и прекращении их действия, Комиссия

Решила:

1. Принять к сведению информацию руководителя РГ «Противоаварийное управление» о нецелесообразности актуализации Технических требований к автоматике ликвидации асинхронных режимов в энергообъединении ЕЭС/ОЭС от 25.05.2012 и прекращении их действия.
2. С учетом утверждения ГОСТ 34045 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»:
 - а. Признать нецелесообразным актуализацию Технических требований к автоматике ликвидации асинхронных режимов в энергообъединении ЕЭС/ОЭС от 25.05.2012.
 - б. Согласовать исключение п. 3.1 «Актуализация Технических требований к автоматике ликвидации асинхронных режимов в энергообъединении ЕЭС/ОЭС от 25.05.2012» из Плана работы КОТК на 2022-2023 гг.

Решение принято единогласно.

Пункт 7.

Заслушав и обсудив информацию руководителя РГ «Регулирование частоты и мощности» о ходе разработки Основных принципов организации системы мониторинга запасов устойчивости в государствах – участниках параллельной работы, Комиссия

Решила:

1. Принять к сведению информацию руководителя РГ «Регулирование частоты и мощности» о ходе разработки Основных принципов организации системы мониторинга запасов устойчивости в государствах – участниках параллельной работы.
2. Поручить РГ «Регулирование частоты и мощности» продолжить работу по разработке Основных принципов организации системы мониторинга запасов устойчивости в государствах – участниках параллельной работы и представить проект документа на очередное заседание КОТК.

Решение принято единогласно.

Пункт 8.

Заслушав и обсудив информацию руководителя РГ «Противоаварийное управление» о реализации сопряжения ЦСПА энергосистем сопредельных государств, Комиссия

Решила:

1. Принять к сведению информацию руководителя РГ «Противоаварийное управление» о реализации сопряжения ЦСПА энергосистем сопредельных государств.

Решение принято единогласно.

Пункт 9.

Заслушав и обсудив информацию представителя АО «СО ЕЭС» о ходе работ по разработке карт-схем энергосистем государств – участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, Комиссия

Решила:

1. Принять к сведению информацию представителя АО «СО ЕЭС» о ходе работ по разработке карт-схем энергосистем государств – участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС.
2. Просить Членов КОТК организовать в энергосистемах своих государств своевременное предоставление сведений, необходимых для актуализации карт-схем лицами, ответственными за формирование и направление сведений с соблюдением требований Регламента разработки карт-схем энергосистем государств – участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

Решение принято единогласно.

Пункт 10.1.

Заслушав и обсудив информацию руководителя Секретариата КОТК об актуализации Плана работы КОТК на 2022-2023 гг., Комиссия

Решила:

1. Согласовать внесение изменений в План работы КОТК на 2022-2023 гг. (**Приложение 8**).
2. Поручить Председателю КОТК Опадчему Ф.Ю. внести актуализированный План работы КОТК на 2022-2023 гг. на утверждение на очередное заседание Координационного Совета при ЭЭС СНГ.

Решение принято единогласно.

Пункт 10.2.

Заслушав и обсудив информацию руководителя Секретариата КОТК о Председателе КОТК, Комиссия

Решила:

1. В связи с истечением срока полномочий Председателя КОТК Опадчего Ф.Ю. просить Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ включить в проект повестки дня очередного заседания Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ вопрос о назначении Председателя КОТК.

2. Предложить Координационному совету при Электроэнергетическом Совете СНГ назначить Председателем КОТК на 2022-2024 годы Опадчего Федора Юрьевича, Председателя Правления АО «СО ЕЭС».

Решение принято единогласно.

Пункт 10.3.

Заслушав и обсудив информацию руководителя Секретариата КОТК об актуализации состава КОТК, Комиссия

Решила:

1. Изменить статус участия в работе КОТК представителей энергокомпаний ГП «Moldelectrica», Республика Молдова с «члена КОТК» на «наблюдатель КОТК» на основании письма члена КОТК от ГП «Moldelectrica» Заставнецкого В.А. (письмо ГП «Moldelectrica» от 25.03.2022 №46-54/495, **Приложение 9**).

2. Поручить Секретариату КОТК актуализировать состав КОТК с учётом поступивших предложений (**Приложение 10**).

3. Поручить Председателю КОТК Опадчему Ф.Ю. вынести вопрос об утверждении состава КОТК на очередное заседание Координационного Совета при Электроэнергетическом Совете СНГ.

Решение принято единогласно.

Пункт 10.4.

Заслушав и обсудив информацию руководителя Секретариата КОТК об актуализации состава постоянных рабочих групп КОТК, Комиссия

Решила:

1. Утвердить составы рабочих групп КОТК «Планирование и управление», «Регулирование частоты и мощности» и «Противоаварийное управление» (**Приложение 11**).

Решение принято единогласно.

Пункт 11.

Заслушав и обсудив информацию членов КОТК о подготовке энергосистем государств – участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, к работе в осенне-зимний период 2022/2023 гг., Комиссия

Решила:

Принять к сведению информацию членов КОТК о подготовке энергосистем государств – участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, к работе в осенне-зимний период 2022/2023 гг.

Решение принято единогласно.

Пункт 12.

Заслушав и обсудив информацию руководителя Секретариата КОТК о проведении очередного 42-го заседания КОТК, Комиссия

Решила:

Провести очередное 42-е заседание КОТК в заочном формате в марте 2022 года.

Решение принято единогласно.

Председатель КОТК



Ф.Ю. Опадчий

Список участников

41-го заседания Комиссии по оперативно-технологической координации
совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК)
(14-15 сентября 2022 г., г. Москва, Российская Федерация,
формат очный/ВКС)

№ п/п	Ф.И.О.	Должность, страна	Формат участия
1	2	3	4
Республика Армения			
1.	Балян Гарник Арменакович	Заместитель генерального директора- главный инженер ЗАО «Оператор электроэнергетической системы»	Очно
Республика Беларусь			
2.	Ковалев Денис Васильевич	Заместитель генерального директора по оперативной работе – главный диспетчер ГПО «Белэнерго»	Очно
3.	Ефременко Андрей Александрович	Заместитель начальника управления электрических режимов ГПО «Белэнерго»	Очно
Азербайджанская Республика			
4.	Тагиев Садир Садыг оглы	Заместитель начальника Центрального Диспетчерского Управления – главный диспетчер ОАО «Азербэнерго»	ВКС
5.	Караев Юсиф Кадыр оглы	Начальник Службы Электрических Режимов Центрального Диспетчерского Управления ОАО «Азербэнерго»	ВКС
Республика Казахстан			
6.	Дидоренко Евгений Владимирович	Главный диспетчер филиала АО «KEGOC» «НДС СО»	ВКС
Кыргызская Республика			
7.	Абдырасулов Улан Токтобаевич	Начальник ЦДС ОАО «НЭС Кыргызстана»	Очно
ОЭС Центральной Азии			
8.	Шамсиев Хамидулла Аманович	Директор МННО КДЦ «Энергия»	ВКС
Республика Таджикистан			
9.	Тоиров Дустмурод Нурмуродович	Начальник Центральной диспетчерской службы ОАХК «Барки Точик»	Очно
10.	Сулаймони Косим	Советник Председателя ОАХК «Барки Точик»	Очно

Республика Узбекистан			
11.	Бобоев Музаффар Камилджанович	Директор ГУП «Национальный диспетчерский центр», Республика Узбекистан	ВКС
12.	Зуфаров Аваз Мамурович	Заместитель директора ГУП «Национальный диспетчерский центр», Республика Узбекистан	ВКС
13.	Ким Ольга Аркадьевна	Ведущий специалист ГУП «Национальный диспетчерский центр», Республика Узбекистан	ВКС
Российская Федерация			
14.	Опадчий Федор Юрьевич	Председатель Правления АО «СО ЕЭС»	Очно
15.	Бондаренко Александр Федорович	Советник директора по управлению режимами ЕЭС АО «СО ЕЭС»	Очно
16.	Афанасьев Дмитрий Александрович	Заместитель руководителя дирекции по развитию ЕЭС, руководитель Секретариата КОТК АО «СО ЕЭС», руководитель рабочей группы КОТК «Планирование и управление»	Очно
17.	Алексеев Павел Анатольевич	Директор по техническому контроллингу АО «СО ЕЭС»	Очно
18.	Сацук Евгений Иванович	Начальник Службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики АО «СО ЕЭС», руководитель рабочих групп КОТК «Регулирование частоты и мощности», «Противоаварийное управление»	Очно
19.	Утц Станислав Андреевич	Главный специалист отдела технологий параллельной работы Департамента параллельной работы и стандартизации АО «СО ЕЭС», член Секретариата КОТК	Очно
20.	Поторочин Дмитрий Николаевич	Руководитель департамента коммерческого диспетчирования Блока трейдинга ПАО «Интер РАО»	Очно
21.	Шамонов Роман Геннадьевич	Начальник управления сопровождения ОТУ и режимов Департамента оперативно- технологического управления ПАО «Россети /ФСК ЕЭС»	Очно
22.	Зинкина Елизавета Владимировна	Главный специалист Департамента международного сотрудничества, член Секретариата КОТК АО «СО ЕЭС»	Очно
23.	Бастрыгина Ирина Владимировна	Ведущий специалист Отдела протокола Департамента управления делами АО «СО ЕЭС»	Очно

Исполком Электроэнергетического Совета СНГ			
24.	Купчиков Тарас Вячеславович	Председатель Исполнительного Комитета Электроэнергетического Совета СНГ	Очно
25.	Чирков Кирилл Сергеевич	Заместитель директора Департамента гармонизации нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики и взаимопомощи в случаях аварий и чрезвычайных ситуаций на объектах электроэнергетики Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ	Очно
26.	Герих Валентин Платонович	Советник Председателя Исполнительного Комитета Электроэнергетического Совета СНГ	Очно

Значения коэффициентов коррекции по частоте для энергосистем стран – участниц параллельной работы для осуществления вторичного регулирования на 2022–2023 гг.

№ п/п	Страна	Годовая выработка электроэнергии, 10 ³ МВт*час	Коэффициент распределения, о.е.	Коэффициент коррекции по частоте, МВт/Гц
1	Российская Федерация	1114550,00	0,7901	13743
2	Азербайджанская Республика	25037,79	0,0177	309
3	Грузия	12645,03	0,0090	156
4	Кыргызская Республика	15052,00	0,0107	186
5	Латвия	5609,59	0,0040	69
6	Литва	4693,60	0,0033	58
7	Республика Беларусь	40999,48	0,0291	506
8	Республика Казахстан	114450,00	0,0811	1411
9	Республика Узбекистан	71281,67	0,0505	879
10	Эстония	6333,71	0,0045	78
	Суммарное значение	1410652,87	1,000	17394

**Российской Федерации, осуществляющей общее вторичное регулирование в энергообъединении стран СНГ и Балтии, устанавливается общий коэффициент коррекции по частоте энергообъединения стран СНГ и Балтии – 17394 МВт/Гц*

Величины необходимых вторичных резервов для энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии на 2022–2023 гг.

№ п/п	Страна	Максимум нагрузки, МВт	R, МВт	Величина установ- ленной мощности самого крупного энерго- блока, МВт	Величина мощности наиболее крупного узла электро- потребления, потеря которого возможна при расчетном нормативном возмущении, МВт	Резерв на загруз- ку, МВт	Резерв на разгруз- ку, МВт
1	Российская Федерация	161418	1129	1200	1000	1200	1129
2	Азербайджанская Республика	4106	102	400	315	400	315
3	Грузия	2338	64	300	285	300	285
4	Кыргызская Республика	3317	86	300	90	300	90
5	Латвия	1251	37	442	80	442	80
6	Литва	2219	61	700	733	700	733
7	Республика Беларусь	6272	142	1170	250	1170	250
8	Республика Казахстан	16156	279	500	950	500	950
9	Республика Узбекистан	11340	219	800	500	300*	500
10	Эстония	1595	46	657	671	657	671

**Резерв на загрузку, обеспечивающий компенсацию потери самого крупного энергоблока/узла генерации/ мощности передачи (вставки) постоянного тока, с учетом работы противоаварийной автоматики*

I. Суммарный резерв первичного регулирования в энергообъединении стран СНГ, Балтии и Грузии на 2022–2023 гг. составляет **±1200 МВт**.

II. Величины необходимых резервов нормированного первичного регулирования в энергосистемах стран СНГ, Балтии и Грузии на 2022–2023 гг.

№ п/п	Страна	Годовая выработка электроэнергии, 10 ³ МВт*час	Коэффициент участия в НПРЧ, %	Необходимый резерв НПРЧ, МВт
1	Российская Федерация	1114550,00	79,01	948
2	Азербайджанская Республика	25037,79	1,77	21
3	Грузия	12645,03	0,90	11
4	Кыргызская Республика	15052,00	1,07	13
5	Латвия	5609,59	0,40	5
6	Литва	4693,60	0,33	4
7	Республика Беларусь	40999,48	2,91	35
8	Республика Казахстан	114450,00	8,11	97
9	Республика Узбекистан	71281,67	5,05	61
10	Эстония	6333,71	0,45	5
	Суммарное значение	1410652,87	100,000	1200,000

УТВЕРЖДЕНА
Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол № _____ от _____

Основные технические требования к параллельно работающим
энергосистемам стран СНГ и Балтии

**МЕТОДИКА
ОПРЕДЕЛЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМОВ РЕЗЕРВОВ
АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕГУЛИРОВАНИЯ
ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ**

СОГЛАСОВАНА
решением КОТК
Протокол № ____ от _____

Москва, 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ВВЕДЕНИЕ.....	17
1.1. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ	17
1.2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ	17
1.3. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ РАЗРАБОТКИ.....	17
1.4. УЧИТЫВАЕМЫЕ ПРИНЦИПЫ И ТРЕБОВАНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕТОДИКИ	18
2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНО НЕОБХОДИМОГО ОБЪЕМА РЕЗЕРВОВ ПЕРВИЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ	18
3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНО НЕОБХОДИМОГО ОБЪЕМА РЕЗЕРВОВ ВТОРИЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ	20

1. ВВЕДЕНИЕ

1.1. Назначение и область применения

Настоящая Методика определения и распределения объемов резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков активной мощности (далее – Методика) разработана в соответствии с Правилами и рекомендациями по регулированию частоты и перетоков активной мощности, утвержденными решением 48-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 23.10.2015 (далее – Правила). Термины и определения, использованные в настоящей Методике, приняты в соответствии с Правилами.

Методика предназначена для организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление энергосистемами государств-участников параллельной работы, входящими в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

Методика устанавливает правила расчета и распределения минимально необходимых объемов резервов первичного и вторичного регулирования в энергосистемах государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

Определение и распределение объемов резервов третичного регулирования настоящей Методикой не устанавливаются. Объем и распределение резервов третичного регулирования между электростанциями устанавливаются организациями, осуществляющими оперативно-диспетчерское управление энергосистемами.

1.2. Основание для разработки

Настоящая редакция Методики разработана в соответствии с Планом работы КОТК на 2019-2021 гг. (утвержден решением 54-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 10.09.2019) с целью актуализации документов, регламентирующих основные технические требования к энергосистемам государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, взамен Методики определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков, утвержденной решением 30-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 13.10.2006.

1.3. Цели и задачи разработки

Методика разработана с целью координации деятельности организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, в части регулирования частоты и перетоков активной мощности и определяет алгоритм расчета и распределения минимально необходимых объемов резервов первичного и вторичного регулирования в энергосистемах.

1.4. Учитываемые принципы и требования при разработке Методики

При разработке Методики учитывались:

- общие технологические принципы совместного участия в регулировании частоты и перетоков активной мощности энергосистем государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС;

- принципы независимости и свободы выбора решений, обеспечивающих выполнение требований к параллельной работе энергосистем государств-участников, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, в части регулирования частоты и перетоков активной мощности.

При разработке Методики учтены требования:

- Договора об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств (утвержден главами правительств СНГ 25 ноября 1998 г.) в редакции Протокола о внесении изменений в Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств СНГ от 25 ноября 1998 г. (утвержден главами правительств СНГ 30 мая 2012 г.);

- Концепции регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии, утвержденной решением 28-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 27.10.2005 (далее – Концепция);

- Методики определения величин и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков, утвержденной решением 30-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 13.10.2006;

- ГОСТ 34184-2017 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в энергообъединении. Общие требования».

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНО НЕОБХОДИМОГО ОБЪЕМА РЕЗЕРВОВ ПЕРВИЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

Первичное регулирование частоты должно осуществляться для удержания значений частоты в допустимых пределах при небалансах активной мощности в синхронной зоне.

Минимально необходимый объем резервов первичного регулирования на загрузку и разгрузку должен быть не менее соответствующей величины расчетного (нормативного) аварийного небаланса мощности в энергообъединении ЕЭС/ОЭС.

В соответствии с Правилами, величины расчетных аварийных небалансов мощности и, соответственно, минимально необходимый объем резервов первичного регулирования на загрузку и разгрузку в

энергообъединении ЕЭС/ОЭС устанавливаются Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК).

Минимально необходимый объем резервов первичного регулирования может пересматриваться КОТК при изменении величин расчетных (нормативного) аварийных небалансов мощности в энергообъединении ЕЭС/ОЭС.

Резервы первичного регулирования должны размещаться на выделенном для нормированного первичного регулирования частоты (НПРЧ) генерирующем оборудовании электростанций.

Минимально необходимый объем резервов первичного регулирования распределяется между энергосистемами государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, пропорционально их годовой выработке электроэнергии. Коэффициенты распределения C_i минимально необходимого объема резервов первичного регулирования между энергосистемами (областями регулирования) рассчитываются в соответствии с формулой (1):

$$C_i = E_i / E_{\text{сум}}, \quad (1)$$

где E_i – годовая выработка электроэнергии в i -ой энергосистеме, МВт*ч;

$E_{\text{сум}}$ – суммарная годовая выработка электроэнергии во всех энергосистемах (областях регулирования) синхронной зоны (энергообъединения ЕЭС/ОЭС) в году, предшествующему расчету, МВт*ч.

Размещение резервов первичного регулирования на электростанциях в пределах каждой энергосистемы производится органами оперативно-диспетчерского управления энергосистем государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, самостоятельно.

Распределение резервов первичного регулирования внутри каждой энергосистемы рекомендуется выполнять таким образом, чтобы пропускная способность электрической сети не ограничивала их полную реализацию при возникновении аварийных небалансов мощности.

В Таблице 1 приведен пример расчета и распределения минимально необходимого объема резервов первичного регулирования (РПР) в энергосистемах государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, с использованием формулы (1) на 2021 год на основании показателей работы энергосистем за 2020 год.

Таблица 1. Пример расчета и распределения минимально необходимого объема резервов первичного регулирования в энергосистемах государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, на 2021 год

№ п.п.	Государство-участник параллельной работы*	Годовая выработка, млн. кВт.ч	Коэффициент участия в НПРЧ, C_i , %	Минимально необходимый объем РПР, МВт
1.	Грузия	11159,82	0,748	± 9
2.	Латвия	5509,89	0,369	± 4
3.	Литва	5142,26	0,345	± 4
4.	Республика Азербайджан	23033,79	1,544	± 19
5.	Республика Беларусь	38516,99	2,582	± 31
6.	Республика Казахстан	108070	7,245	± 87
7.	Республика Кыргызстан	15343	1,029	± 12
8.	Республика Молдова	6062,6	0,406	± 5
9.	Республика Узбекистан	65014	4,358	± 52
10.	Российская Федерация	1063696,6	71,306	± 856
11.	Украина	141761	9,503	± 114
12.	Эстония	8433,64	0,565	± 7
	Суммарное значение	1491743,58	100	± 1200

*энергосистемы Республики Армения, Республики Таджикистан и Туркменистана не представлены в примере, так как в 2021 году не планировалась их работа в составе энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНО НЕОБХОДИМОГО ОБЪЕМА РЕЗЕРВОВ ВТОРИЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

Минимально необходимый объем резервов вторичного регулирования в каждой энергосистеме (области регулирования) определяется величинами небалансов мощности, которые должны компенсироваться вторичным регулированием в данной энергосистеме (области регулирования). К таким небалансам мощности относятся небалансы мощности, обусловленные:

- отклонением фактического графика потребления от планового;
- наибольшей мощностью отключенного генерирующего оборудования при нормативном возмущении в энергосистеме (области регулирования);
- аварийным отключением передачи (вставки) постоянного тока в энергосистеме (области регулирования);
- наибольшей мощностью отключенной нагрузки при нормативном возмущении.

Минимально необходимый объем резерва вторичного регулирования на загрузку и разгрузку в энергосистеме (области регулирования),

обусловленный отклонением фактического графика потребления от планового, определяется по формуле (2):

$$R = 3\sqrt{P_{\text{макс}}}, \quad (2)$$

где: $P_{\text{макс}}$ – максимум нагрузки в энергосистеме (области регулирования), МВт.

Минимально необходимый объем резерва вторичного регулирования на загрузку принимается равным наибольшему из значений величины R , определенной по формуле (2), и расчетного небаланса мощности в энергосистеме (области регулирования), связанного с отключением наибольшей мощности генерирующего оборудования при нормативном возмущении или передачи (вставки) постоянного тока с направлением перетока мощности в энергосистему (область регулирования), с или без учета работы противоаварийной автоматики, действующей при отключении генерирующего на отключение нагрузки с целью балансировки (по решению органа оперативно-диспетчерского управления энергосистемы государства-участника параллельной работы).

Минимально необходимый объем резерва вторичного регулирования на разгрузку принимается равным наибольшему из значений расчетного небаланса мощности в энергосистеме (области регулирования), связанного с отключением наибольшей мощности нагрузки или передачи (вставки) постоянного тока с направлением перетока мощности из энергосистемы (области регулирования), и величины R , определенной по формуле (2).

С учетом указанного выше, в Таблице 2 для примера приведен расчет минимально необходимых объемов резервов вторичного регулирования (РВР) в энергосистемах государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, на 2021 год на основании показателей работы энергосистем за 2020 год.

Минимально необходимые объемы резервов вторичного регулирования для энергосистем государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, устанавливаются КОТК. Резервы вторичного регулирования обеспечиваются, распределяются между электростанциями и контролируются органами оперативно-диспетчерского управления этих энергосистем самостоятельно.

При размещении резервов вторичного регулирования на электростанциях следует учитывать их регулировочные возможности. При необходимости, резервы вторичного регулирования должны использоваться для разгрузки перегруженных связей и сечений.

Таблица 2. Пример расчета минимально необходимых объемов резервов вторичного регулирования в энергосистемах государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, на 2021 год

№ п.п.	Государство-участник параллельной работы*	Максимум нагрузки**, МВт	R, МВт	Величина наибольшей мощности генерирующего оборудования/ мощности передачи (вставки) постоянного тока, МВт	Величина наибольшей мощности нагрузки/ мощности передачи (вставки) постоянного тока, МВт	Минимально необходимый объем РВР на загрузку, МВт	Минимально необходимый объем РВР на разгрузку, МВт
1.	Грузия	2141	±139	300	295	300	295
2.	Латвия	1184	±103	442	75	442	103
3.	Литва	1939	±132	700	733	700	733
4.	Республика Азербайджан	3605	±180	400	315	400	315
5.	Республика Беларусь	5981	±232	1170	250	1170	250
6.	Республика Казахстан	15761	±377	500	1100	500	1100
7.	Республика Кыргызстан	3274	±172	300	90	300	172
8.	Республика Молдова	1127	±101	250	100	250	101
9.	Республика Узбекистан	10900	±313	800	500	300	500
10.	Российская Федерация	150434	±1164	1200	1000	1200	1164
11.	Украина	22638	±451	1000	421	1000	451
12.	Эстония	1420	±113	657	671	657	671

*энергосистемы Республики Армения, Республики Таджикистан и Туркменистана не представлены в примере, т.к. в 2021 году не планировалась их работа в составе энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

**без учета нагрузки энергорайонов, работающих изолированно от основной энергосистемы государства-участника параллельной работы и от энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

УТВЕРЖДЕНЫ

Решением Электроэнергетического
Совета СНГ

Протокол № __ от __ _____ 202__ года

**ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО СИСТЕМЕ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ
АВТОМАТИКИ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ ЕЭС/ОЭС**

СОГЛАСОВАНЫ

решением КОТК

Протокол № __ от __ _____ 202__ г.

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1. Настоящие Общие положения по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС (далее – Положения) устанавливают:

- общие требования к организации автоматического противоаварийного управления электроэнергетическими режимами объединения электроэнергетических систем стран Содружества Независимых Государств, Балтии и Грузии, а также электроэнергетических систем других государств, работающих параллельно (синхронно) с энергосистемами государств - участников Содружества Независимых Государств (далее – энергообъединение ЕЭС/ОЭС);

- общие требования к взаимодействию государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС (далее – Стороны), и их хозяйствующих субъектов при создании (модернизации) и организации эксплуатации устройств и комплексов противоаварийной автоматики.

1.2. Положения разработаны Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК), являющейся рабочим органом Электроэнергетического Совета СНГ, взамен Общих положений по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС, утвержденных решением 35-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 29.05.2009, и Общих технических требований к противоаварийной автоматике в энергообъединении ЕЭС/ОЭС, утвержденных решением 46-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 24.10.2014.

Изменения Положений рассматриваются КОТК и вносятся в соответствии с решением КОТК.

Положения утверждаются решением Электроэнергетического Совета СНГ.

1.3. Положения распространяются на устройства (комплексы) противоаварийной автоматики (далее – устройства (комплексы) ПА) межгосударственных линий электропередачи классом напряжения 110-750 кВ (далее – межгосударственные ЛЭП) и устройства (комплексы) ПА, использующие пусковые органы, управляющие воздействия, сигналы состояния ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования, доаварийную или аварийную информацию, которые формируются (реализуются, передаются) в электроэнергетических системах (далее – энергосистемах) нескольких Сторон.

1.4. Положения распространяются на организации, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике в энергосистемах Сторон (далее – субъекты оперативно-диспетчерского управления), иных субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии, организации, осуществляющие деятельность по разработке и эксплуатации устройств (комплексов) противоаварийной автоматики, проектные и научно-исследовательские организации Сторон.

1.5. Участие Сторон в организации разработки и эксплуатации противоаварийной автоматики в энергообъединении ЕЭС/ОЭС определяется взаимосогласованными договорами и данными Положениями.

1.6. Предусмотренные настоящими Положениями функции, мероприятия и действия Сторон осуществляются субъектами оперативно-диспетчерского управления энергосистем Сторон, а в случае если в соответствии со взаимосогласованными договорами об организации параллельной работы энергосистем Сторон и

утвержденными в соответствии с ними документами или иными документами Сторон выполнение соответствующих функций или действий возложено на иных уполномоченных хозяйствующих субъектов, осуществляющих деятельность в сфере электроэнергетики в энергосистемах Сторон - такими хозяйствующими субъектами.

2. ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

2.1. Термины и определения

В настоящих Положениях применены термины и определения, предусмотренные межгосударственным стандартом ГОСТ 34045 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования».

2.2. Принятые сокращения

АТ (Т)	– (авто) трансформатор;
ДЦ	– диспетчерский центр;
ЕЭС	– Единая энергетическая система;
КОТК	– Комиссия по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии;
ЛЭП	– линия электропередачи;
ОЭС	– Объединенная энергетическая система;
ПА	– противоаварийная автоматика;
РЗА	– релейная защита и автоматика;
СНГ	– Содружество Независимых Государств;
ТН	– трансформатор напряжения;
УПАСК	– устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд.

3. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ

3.1. Для обеспечения надежности параллельной работы энергообъединения ЕЭС/ОЭС, максимального использования пропускной способности межсистемных (межгосударственных) связей, а также локализации развития аварийных ситуаций каждая из Сторон должна участвовать в создании (модернизации) и поддержании эксплуатационной готовности противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

3.2. Для координации и обеспечения эффективной работы противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС субъекты оперативно-диспетчерского управления энергосистем Сторон выполняют следующие функции:

- определение условий участия в совместном противоаварийном управлении;
- определение правил (принципов) распределения управляющих воздействий ПА между энергосистемами;
- расчет, выбор и согласование параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования, логики действия, объемов и мест реализации управляющих воздействий ПА энергосистем, в том числе координация действия ПА, исключающая недопустимые набросы мощности на другие межсистемные связи.

3.3. Устройства (комплексы) ПА энергосистем Сторон, входящих в энергообъединение ЕЭС/ОЭС, должны обеспечивать согласованное

(скоординированное) решение задач противоаварийного управления энергообъединения ЕЭС/ОЭС и работать на единых принципах.

3.4. ПА каждой из параллельно работающих энергосистем Сторон должна ликвидировать или сводить к допустимому значению небаланс активной мощности или наброс активной мощности на связи энергосистем других Сторон, возникающие вследствие:

аварийного отключения генерирующего оборудования, крупных узлов нагрузки, внутренних связей, в том числе при ликвидации асинхронного режима;

– реализации управляющих воздействий, изменяющих баланс мощности, для предотвращения нарушения устойчивости по внутренним связям энергосистемы.

3.5. Виды противоаварийной автоматики, применяемой в энергосистемах Сторон, их назначение, функции и условия применения каждого из видов, реализуемые устройствами (комплексами) ПА управляющие воздействия, а также непосредственно устройства (комплексы) ПА, указанные в пункте 1.3 настоящих Положений, должны соответствовать требованиям межгосударственного стандарта ГОСТ 34045 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования».

4. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ СТОРОН ПРИ СОЗДАНИИ (МОДЕРНИЗАЦИИ) ПА

4.1. Взаимодействие Сторон при создании (модернизации) устройств (комплексов) ПА, указанных в пункте 1.3 Положений должно выполняться в соответствии с требованиями межгосударственного стандарта ГОСТ 34045 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования» с учетом следующего:

4.1.1. Согласование технического задания на выполнение проектной (рабочей) документации и проектной (рабочей) документации по созданию (модернизации) устройств (комплексов) ПА должно производиться в рамках официальной переписки Сторон.

4.1.2. Принятые и взаимно согласованные Сторонами решения по выбору аппаратуры передачи аварийных сигналов и команд ПА, вопросам организации каналов связи и передаваемых аварийных сигналов и команд, доаварийной и аварийной информации оформляются протоколами совещаний между Сторонами или официальными письмами.

5. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТРОЙСТВ ПА

5.1. Параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования устройств (комплексов) ПА

5.1.1. Взаимодействие Сторон в части выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования (далее – уставки) устройств (комплексов) ПА, указанных в пункте 1.3 Положений, должно выполняться в соответствии с требованиями межгосударственного стандарта ГОСТ 34045 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное

управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования» с учетом следующего:

5.1.1.1. Необходимую для выбора уставок устройств (комплексов) ПА информацию каждая Сторона предоставляет другой Стороне по официальному письменному запросу.

5.1.1.2. Взаимное согласование уставок устройств (комплексов) ПА должно производиться в рамках официальной переписки Сторон.

5.1.1.3. После окончания всех работ по реализации новых или изменению существующих уставок устройств (комплексов) ПА диспетчерский центр Стороны в согласованные сроки (но не позднее 2-х недель) должен в письменном виде сообщить диспетчерскому центру другой Стороны об их реализации.

5.2. Координация оперативных переключений в устройствах (комплексах) ПА

5.2.1. Распределение устройств (комплексов) ПА, указанных в пункте 1.3 Положений, по способу диспетчерского управления устанавливается Положениями по диспетчерскому управлению параллельной (синхронной) работой ОЭС и ЕЭС, утвержденными соответствующими Сторонами.

Координация оперативных переключений в устройствах (комплексах) ПА, указанных в пункте 1.3 Положений, осуществляется согласно инструкциям по обслуживанию устройств (комплексов) ПА, разрабатываемым диспетчерским центром:

- в чьем диспетчерском управлении находятся межгосударственные ЛЭП, на которых установлены устройства ПА;
- в энергосистеме которого установлены устройства (комплексы) ПА, использующие пусковые органы, управляющие воздействия, сигналы состояния ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования, доаварийную или аварийную информацию, формирующуюся в энергосистеме другой Стороны.

Вышеуказанные инструкции по обслуживанию устройств (комплексов) ПА должны быть согласованы с диспетчерским центром другой Стороны.

Местные инструкции по оперативному обслуживанию (эксплуатации) устройств (комплексов) ПА для оперативного персонала на объектах, на которых расположены устройства (комплексы ПА), разрабатываются каждой Стороной самостоятельно и не должны противоречить инструкциям по обслуживанию устройств (комплексов) ПА.

5.2.2. Инструкции по обслуживанию устройств (комплексов) ПА должны содержать:

а) Краткое описание устройств (комплексов) ПА, включающее, в том числе, сведения о типах применяемых устройств (комплексов) ПА, их назначении и особенностях функционирования и оперативного обслуживания в объеме, достаточном для диспетчерского персонала при выполнении им своих функций (организация цепей переменного тока и напряжения, выполнение блокировок, контроля состояния, организации каналов УПАСК и т.д.).

б) Информацию об операциях:

- выполняемых по диспетчерской команде и (или) с разрешения диспетчерского персонала;
- выполняемых оперативным персоналом объекта электроэнергетики самостоятельно с последующим уведомлением диспетчерского персонала.

в) Информацию о выполнении операций в установленной последовательности или одновременно:

- с выводимыми из работы (вводимыми в работу) устройствами (комплексами) ПА;
- с устройствами РЗА, связанными с выводимыми из работы (вводимыми в работу) устройствами (комплексами) ПА общими цепями, технологическими или режимными условиями;
- с устройствами (комплексами) ПА, технологический режим работы которых необходимо изменять (изменение уставок и т.п.);
- с технологически связанными устройствами телемеханики и связи;
- с устройствами РЗА, кратковременно выводимыми из работы на время производства переключений с выводимым из работы (вводимым в работу) устройством (комплексом) ПА (включая проверку исправности токовых цепей, наличия на этих устройствах цепей переменного напряжения и т.п.).

г) Указания:

- по операциям с устройствами (комплексами) ПА при выводе в ремонт и вводе в работу выключателей с указанием порядка проведения (до или после отключения (включения) выключателя) операций;
- по операциям с устройствами (комплексами) ПА при отключении (включении) ЛЭП, блоков, АТ(Т), систем шин с указанием порядка проведения (до или после отключения (включения) ЛЭП, блоков, АТ(Т), систем шин) операций;
- по операциям с устройствами (комплексами) ПА при неисправности цепей напряжения или отключении (включении) ТН (в том числе при переводе цепей напряжения устройств РЗА на резервный ТН);
- по операциям с устройствами (комплексами) ПА при операциях в токовых цепях;
- по выводу из работы комплекса ПА и входящих в его состав отдельных устройств;
- по операциям с устройствами (комплексами) ПА при выводе из работы или неисправности УПАСК;
- по операциям с устройствами (комплексами) ПА при выводе из работы по любой причине устройств телемеханики и связи.

5.2.3. Все работы в устройствах (комплексах) ПА и в их цепях производятся по диспетчерским заявкам, разрешаемым диспетчерскими центрами, в операционных зонах которых находятся данные устройства. Независимо от наличия диспетчерской заявки вывод из работы устройств (комплексов) ПА осуществляется по команде (с разрешения) дежурных диспетчеров соответствующих диспетчерских центров.

5.2.4. При оперативном или аварийном изменении режима ОЭС, влияющем на уставки устройств (комплексов) ПА, в диспетчерской заявке на оперативное изменение режима или на подтверждение послеаварийного режима должны быть указания на изменение соответствующих уставок. Изменение взаимосогласованных уставок должно быть произведено по команде дежурного диспетчера заинтересованной стороны под координацией дежурного диспетчера диспетчерского центра, в диспетчерском управлении которого находится данный элемент сети.

5.2.5. В случае, если устройства (комплексы) ПА имеют возможность выставления заранее нескольких наборов уставок для различных схемно-режимных ситуаций и их автоматического или оперативного переключения при изменении режима, то по факту изменения режима сети оперативный персонал объекта, на котором происходит переключение набора уставок, должен по местным инструкциям проверить их соответствие режиму и доложить об этом диспетчерскому персоналу.

5.2.6. Вывод из работы каналов УПАСК осуществляется со стороны приемника по всем выходным цепям.

5.2.7. При неисправности и угрозе неправильного действия устройства ПА (излишнее, ложное срабатывание или отказ), неисправное устройство должно быть выведено из работы согласно местным инструкциям (оперативным указаниям).

При выявлении неисправности, которая может привести к неправильным действиям устройств ПА, вывод из работы неисправного устройства производится без предварительного разрешения диспетчера, но с немедленным последующим его уведомлением. Во всех остальных случаях неисправное устройство выводится из работы с разрешения диспетчера диспетчерского центра, в диспетчерском управлении или ведении которого находится данное устройство.

5.2.8. Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния устройства (комплекса) ПА должно осуществляться на основании диспетчерской заявки, разрешенной ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится устройство (комплекс) ПА, и согласованной ДЦ, в диспетчерском ведении которых находится устройство (комплекс) ПА.

5.3. Техническое обслуживание устройств (комплексов) ПА

5.3.1. Техническое обслуживание устройств (комплексов) ПА производится на основе действующих у каждой Стороны норм технического обслуживания.

5.3.2. Устройства, расположенные по разным сторонам ЛЭП, которые по принципу действия работают совместно, должны проходить техническое обслуживание в одном и том же объеме и одновременно.

5.3.3. Вывод из работы устройств (комплексов) ПА, указанных в перечнях объектов диспетчеризации Сторон с распределением их по способу диспетчерского управления, для технического обслуживания осуществляется во взаимосогласованные сроки, которые включаются в годовой график, разрабатываемый каждой Стороной.

Предложения в годовые графики должны направляться Сторонами до 1 сентября года, предшествующего планируемому. Согласование должно быть выполнено в течение 20 дней.

5.3.4. Техническое обслуживание устройств ПА необходимо максимально совмещать с выводом в ремонт элемента сети, на котором установлены эти устройства, или защищаемого элемента сети, в том числе при планировании соответствующих работ согласно п. 5.3.3 Положений.

5.3.5. После каждого неправильного действия устройств (комплексов) ПА должна быть произведена послеаварийная проверка, независимо от срока планового техобслуживания. После такой проверки Стороны должны обмениваться информацией о причинах неправильного срабатывания и о принятых мерах.

5.3.6. Для обеспечения нормальной эксплуатации и повышения ее уровня Стороны обмениваются информацией о функционировании устройств (комплексов) ПА, выявленных неисправностях.

Анализ влияния работы генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ, на режимы работы энергосистем государств-участников параллельной работы, входящих в энергообъединение ЕЭС/ОЭС, в части вопросов планирования и управления режимов параллельной работы энергосистем

Мероприятие по анализу влияния работы генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ, на режимы работы энергосистем государств-участников параллельной работы, входящих в Энергообъединение ЕЭС/ОЭС, в части вопросов планирования и управления режимов параллельной работы энергосистем включено в План работы КОТК на 2022-2023 гг., утвержденный решением, принятым на 2-м заседании Координационного Совета при ЭЭС СНГ от 15.12.2021, срок исполнения – 2022 г., ответственный – Члены КОТК, Секретариат КОТК.

Письмом от 06.07.2022 № В31-I-1-19-7301 АО «СО ЕЭС» в адрес Членов КОТК направило Опросник. Результаты Опросника сведены в настоящем отчёте.

1. Основные показатели работы энергосистемы с учетом показателей генерации с использованием ВИЭ за отчётный год.

Таблица 1. Выработка электроэнергии электростанциями в 2020 и 2021 гг. с разделением по типу электростанций.

Показатель	2021 год, млн кВт·ч	2020 год, млн кВт·ч	2021/2020 г., %
ЭС Азербайджана (без учета электростанций Нахичеванской АР)			
Выработка электроэнергии, всего	25118,7	23120,9	108,6
в т.ч.: ТЭС	23904,9	22142,5	108,0
ГЭС	1132,9	891,3	127,1
АЭС	-	-	-
ВЭС	75,6 (0,3%)	81,3	93,0
СЭС	5,3 (0,02%)	5,8	91,4
ОЭС Беларуси			
Выработка электроэнергии, всего	40999,5	38517,0	106,4
в т.ч.: ТЭС	30615,0	33303,0	91,9
ГЭС	371,2	400,2	92,8
АЭС	5780,4	338,4	1708,2
ВЭС	170,9 (0,4%)	194,2	88,0
СЭС	173,8 (0,4%)	175,2	99,2
Станции на древесном топливе	5,3	5,9	89,8
Станции на биогазе	204,7	205,2	99,8
Станции на биомассе	331,8	262,9	126,2
Прочие	3346,3	3632,0	92,1
ЕЭС Казахстана			
Выработка электроэнергии, всего	114447,9	108085,8	105,5
в т.ч.: ТЭС	101866,0	96190,3	105,6
ГЭС	9184,9	9545,8	96,1
ВЭС	1758,0 (1,5%)	1092,7	137,8
СЭС	1636,5 (1,4%)	1252,1	123,5
БГУ	2,5 (0,003)	4,9	
ЕЭС России			
Выработка электроэнергии, всего	1 114 548,0	1 047 031,5	106,4
в т.ч.: ТЭС	676 908,0	620 566,8	109,1

Показатель	2021 год, млн кВт·ч	2020 год, млн кВт·ч	2021/2020 г., %
ГЭС	209 519,8	207 416,3	101,0
АЭС	222 244,8	215 682,1	103,0
ВЭС	3 621,7 (0,32%)	1 384,1	261,7
СЭС	2 253,8 (0,2%)	1 982,3	113,7
ЭС Таджикистана			
Выработка электроэнергии, всего	20400	19600	104,1
в т.ч.: ТЭС	1700	1700	100,0
ГЭС	18800	17900	105,0
ЭС Киргизии			
Генерация ВИЭ в структуре выработки электроэнергии отсутствует			

Таблица 2. Структура установленной мощности электростанций на 01.01.2022

Энергосистема	Всего, МВт	ТЭС		ГЭС		АЭС		ВЭС		СЭС		БГУ		Проч	
		МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
ЭС Азербайджана	6539,8	5397,5	82,53	1075,2	16,44	-	-	60,7	0,93	6,4	0,1	-	-	-	-
ОЭС Беларуси	11221,7	8800,2	78,4	96,3	0,9	1170,0	10,4	113,2	1,0	163,4	1,5	36,9	0,3	841,6	7,5
ЕЭС Казахстана	23 957,3	19456,2	81	2806,2	12	-	-	659,5	3	1034,3	4	1,1	0,0	-	-
ЕЭС России	246590,90	163097,07	66,14	49954,82	20,26	29542,99	11,98	2035,40	0,83	1960,62	0,79	-	-	-	-
ЭС Таджикистана (данные на конец 2020 года)	6406,47	718,0	11,2	5688,47	88,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 3. Коэффициенты использования установленной мощности электростанций в 2020 и 2021 годах, %

	2021 год						2020 год					
	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС	БГУ	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС	БГУ
Азербайджанская ЭС	46,1	12,6	-	14,2	9,5	-	45,5	9,5	-	15,3	10,4	-
ОЭС Беларуси	39,71	44,0	56,4*	17,23	12,14	63,33	-	-	-	-	-	-
ЕЭС Казахстана	59,8	37,9	-	35,0	18,5	25,9	56,5	39,9	-	33,4	17,0	50,7
ЕЭС России	46,05	47,89	83,89	28,31	14,40	-	41,34	47,33	81,47	27,47	15,08	-

* В 2021 году выполнялись пусконаладочные работы на энергоблоке №1 Белорусской АЭС. В промышленную эксплуатацию блок был введен 10.06.2021.

ЭС Азербайджана

Расположение объектов генерации с использованием ВИЭ в Азербайджанской ЭС находится в восточной части страны - в Яшминском и Апшеронском энергоузлах.

В 2020 году установленная мощность ВИЭ Азербайджанской ЭС составляла 67,1 МВт, из них 60,7 МВт ВЭС и 6,4 МВт СЭС.

В 2021 году в Азербайджанской ЭС генерирующего оборудования ВИЭ дополнительно не было введено в работу.

В 2022 году ввод в работу генерирующего оборудования ВИЭ в Азербайджанской ЭС не ожидается.

ЕЭС Казахстана

Расположение объектов генерации с использованием ВИЭ в Северной и Южной зонах ЕЭС Казахстана отличается относительной равномерностью, с небольшим преобладанием в Южной зоне ЕЭС РК - 1250 МВт, тогда как в Северной зоне ЕЭС Казахстана расположено порядка 915 МВт объектов ВИЭ. Наименьшее распространение получили объекты ВИЭ в Западной зоне ЕЭС РК – 118 МВт.

В 2020 году в ЕЭС РК введено в работу 670 МВт генерирующего оборудования, из них 226,4 МВт ВЭС, 360,8 МВт СЭС, 4,95 МВт малая ГЭС.

В 2021 году в ЕЭС Казахстана введено в работу 455,5 МВт генерирующего оборудования, из них 151 МВт ВЭС, 76 МВт СЭС, 59,9 МВт малых ГЭС.

В 2022 году в ЕЭС Казахстана ожидается ввод 782,9 МВт генерирующего оборудования, из них СЭС –161,9 МВт и ВЭС - 485 МВт.

ЕЭС России

Расположение объектов генерации с использованием ВИЭ в ЕЭС России неравномерно. Основная доля генерации с использованием ВИЭ расположена в южных регионах Российской Федерации. Также объекты ВЭС и СЭС представлены в энергосистемах Средней Волги, Урала и Сибири.

В 2020 году в ЕЭС России введено в работу 1865,2 МВт генерирующего оборудования, из них 843,4 МВт ВЭС и 364,0 МВт СЭС.

В 2021 году в ЕЭС России введено в работу 2716,1 МВт генерирующего оборудования, из них 1008,9 МВт ВЭС и 232,9 МВт СЭС.

В 2022 году в ЕЭС России ожидается ввод 2897,72 МВт генерирующего оборудования, из них СЭС –137,6 МВт и ВЭС - 734,32 МВт.

ЭС Таджикистана

В энергосистеме Таджикистан отсутствуют генерирующие электростанции с использованием ВИЭ (СЭС и ВЭС). В перспективе планируется ввод в работу генерации с использованием ВИЭ.

Таблица 4. Структура вводимых генерирующих объектов ЭС Таджикистан с высокой вероятностью реализации с разбивкой по видам электростанций на период до 2035 года.

ЭС Таджикистана	2018 факт	2019 факт	2020-2025 прогноз	2026-2030 прогноз	2019-2035 прогноз
Ввод в эксплуатацию, МВт	360	400	1850	2685	4935
в т.ч. ГЭС			650	350	1000
ГЭС	360	400	1200	2335	3935

2. Структура выработки электроэнергии и установленной мощности электростанций в соответствии с документами перспективного развития энергосистем.

Таблица 5. Выработка электроэнергии электростанциями, млрд кВт·ч.

Наименование	2021 факт	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ЭС Азербайджана	25,1	25,0	27,0	27,5	29,5	30	30,9	31,8	-	-
АЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭС	23,9	23,9	25,9	24,9	26,3	26,8	27,7	28,6	-	-
ГЭС	1,1	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	-	-
ВЭС, СЭС	0,1	0,1	0,1	1,6	2,1	2,1	2,1	2,1	-	-
ОЭС Беларуси	41,0	40,3	43,2	43,4	44,3	-	-	-	-	47,2
АЭС	5,8	7,2	18,5	18,5	18,5	-	-	-	-	19,2
ТЭС	30,6	28,3	18,8	19,0	19,7	-	-	-	-	21,7
ГЭС	0,4	1,5	1,7	1,8	1,9	-	-	-	-	2,1
ВЭС	0,2									
СЭС	0,2									
ЭС на древесном топливе	0,005									
ЭС на биогазе	0,2									
ЭС на биомассе	0,3									

Наименование	2021 факт	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Прочие	3,3	3,2	4,2	4,1	4,2	-	-	-	-	4,2
ЕЭС Казахстана	114,4	115,1	117,3	121,8	125,9	131,5	131,5	131,7	-	-
Существующие станции	-	110,5	107,1	107,4	106,2	105,8	105,9	106,1	-	-
Планируемые	-	4,6	10,2	14,3	19,7	25,6	25,6	25,6	-	-
В т.ч. ВИЭ	3,4	2,0	3,9	4,4	4,5	4,5	4,5	4,5	-	-
ЕЭС России	1114,5	1126,6	1141,7	1157,0	1171,6	1176,8	1180,0	1186,4	-	-
АЭС	222,2	217,6	204,9	204,8	191,8	201,5	198,1	202,2	-	-
ТЭС	676,9	709,5	737,2	750,6	777,1	771,3	776,7	777,8	-	-
ГЭС	209,5	191,6	189,7	189,8	190,0	190,0	190,0	190,2	-	-
ВЭС, СЭС	5,9	7,9	9,9	11,8	12,7	14,0	15,2	16,2	-	-
ЭС Таджикистана	20,4	-	-	-	21,76	-	-	-	-	29,87
ТЭС	1,7	-	-	-	2,0	-	-	-	-	2,5
ГЭС	18,8	-	-	-	19,76	-	-	-	-	27,37
ЭС Киргизии. Отсутствуют перспективные данные										

Таблица 6. Установленная мощность электростанций, МВт

Наименование	2021 факт	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ЭС Азербайджана	6539,8	6929,2	6929,2	8465,2	8845,2	9345,2	9345,2	9345,2	-	-
АЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭС	5397,5	5782,5	5782,5	6848,5	6848,5	7348,5	7348,5	7348,5	-	-
ГЭС	1075,2	1079,6	1079,6	1079,6	1219,6	1219,6	1219,6	1219,6	-	-
ГАЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЭС, СЭС	67,1	67,1	67,1	537,1	777,1	777,1	777,1	777,1	-	-
ОЭС Беларуси	11 221,7	12394,6	13367,5	13090	12502,9	-	-	-	-	-
АЭС	1 170,0	1170,0	2340,0	2340,0	2340,0	-	-	-	-	-
ТЭС	8800,2	9733,8	9536,8	9236,8	8508,8	-	-	-	-	-
ГЭС	96,3	713,7	728,6	751,1	892	-	-	-	-	-
ВЭС	113,2					-	-	-	-	-
СЭС	163,4					-	-	-	-	-
Станции на древесном топливе	3,2					-	-	-	-	-
Станции на биогазе	36,9	76,0				-	-	-	-	-
Станции на биомассе	76,0					-	-	-	-	-
Прочие	762,4	777,1	762,1	762,1	762,1	-	-	-	-	-
ЕЭС Казахстана (расп.мощность)	-	18205	18436	19113	19765	20748	20778	20831	-	-
Существующие станции	-	17696	17664	17715	17557	17498	17507	17538	-	-
Ввод новых мощностей	-	509	772	1398	2208	3250	3271	3293	-	-
ЕЭС России	246590,9	249497,4	250057,3	250491,1	252102,9	253394,9	254052,9	253270,3	-	-
АЭС	29543,0	29543,0	29543,0	28543,0	27743,0	27743,0	27 943,0	26943,0	-	-
ТЭС	163097,1	164962,0	164523,9	165179,3	166912,6	167498,5	167247,4	167406,8	-	-
ГЭС	48614,8	48784,4	48869,8	49020,8	49080,7	49168,9	49263,3	49321,3	-	-
ГАЭС	1340,0	1340,0	1340,0	1340,0	1340,0	1340,0	1340,0	1340,0	-	-
ВЭС, СЭС	3996,0	4868,0	5780,6	6408,0	7026,6	7644,5	8259,2	8259,2	-	-
ЭС Таджикистана	6406,47*	-	-	-	8256,47	-	-	-	-	10941,47
ТЭС	718*	-	-	-	1368	-	-	-	-	1718
ГЭС	5688,47*	-	-	-	6888,47	-	-	-	-	9223,47
ЭС Киргизии. Отсутствуют перспективные данные										

* данные представлены для 2020 года.

3. Примеры характерных суточных графиков выдачи мощности генерации с использованием ВИЭ в энергосистеме и характерных энергорайонах.

ЭС Азербайджана

В качестве характерных суточных графиков выдачи мощности генерации с использованием ВИЭ представлены:

- день исторического максимума нагрузки Азербайджанской ЭС 10.08.2021г.,
- день зимнего максимума нагрузки Азербайджанской ЭС 24.12.2021г.

На рисунке 1 показано, что значение выдачи мощности генерации с использованием ВИЭ Азербайджанской ЭС в час зимнего максимума потребления мощности (в 18⁰⁰ - 3598 МВт) составила 21 МВт, что соответствует 0,59% от суммарной генерации в час максимума потребления мощности. При этом выдача мощности ВЭС в течение дня в среднем составила более 60% от установленной мощности генерации ВЭС, достигает суточного максимума выдачи мощности 32 МВт в 15⁰⁰ и только три часа не выдавала мощности в энергосистему.

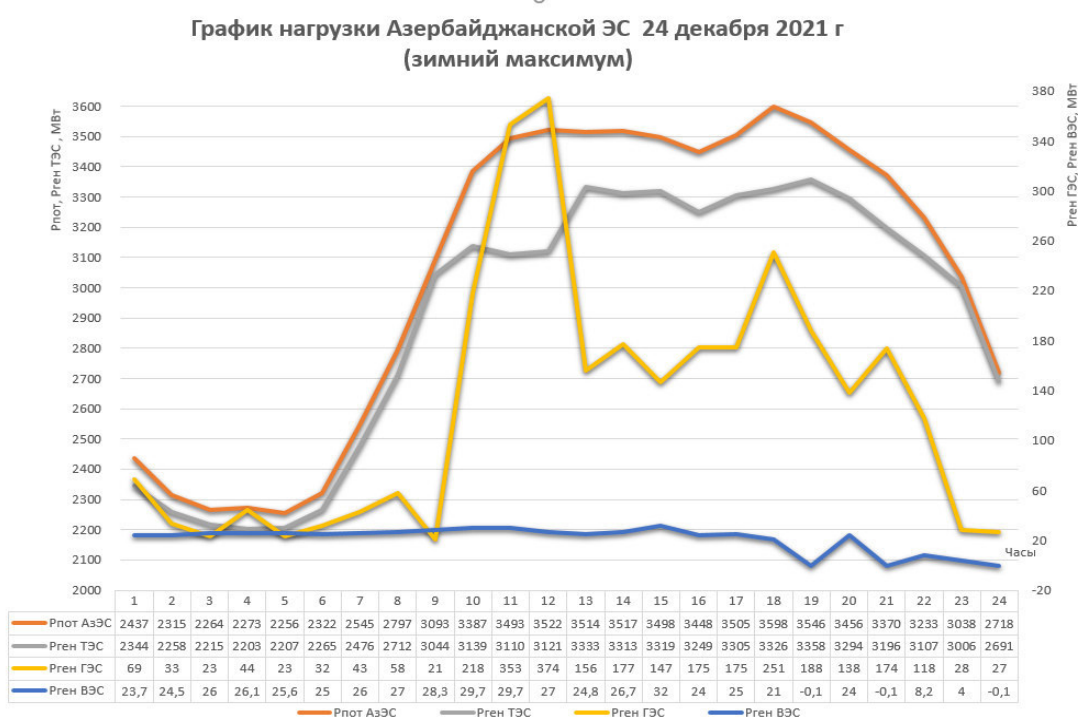


Рис. 1. График потребления мощности и выдачи мощности электростанций в день зимнего максимума нагрузки Азербайджанской ЭС 24.12.2021.

На рисунке 2 показано, что значение выдачи мощности генерации с использованием ВИЭ Азербайджанской ЭС в час летнего максимума (исторического) потребления мощности (в 21⁰⁰ - 4106 МВт) составила 14,6 МВт, что соответствует 29,2% от суммарной установленной мощности генерации с использованием ВИЭ или 0,36% от суммарной генерации в час максимума потребления мощности. При этом выдача мощности ВЭС в течение дня неравномерна, в среднем, в активные часы работы (семь часов), составила не более 29,2% от установленной мощности генерации ВЭС, семь часов работала с нагрузкой менее 11% от установленной мощности генерации ВЭС, достигает суточного максимума выдачи мощности 14,6 МВт в 21⁰⁰ и десять часов не выдавала мощности в энергосистему.

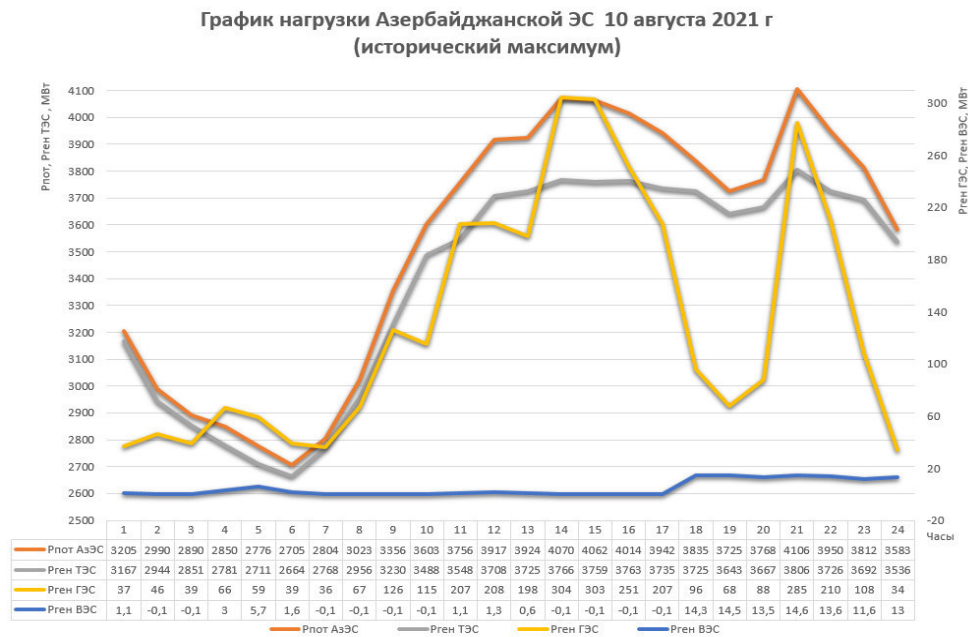


Рис. 2. График потребления мощности и выдачи мощности электростанций в день летнего максимума (исторического максимума) нагрузки Азербайджанской ЭС 10.08.2021.

ОЭС Беларуси

Представлены примеры характерных суточных графиков генерации мощности с использованием ВИЭ, где в качестве характерных суточных графиков выдачи мощности представлены данные в дни межотопительного (16.06.2021) и отопительного (15.12.2021) периодов, кВт*ч.



Рис. 3 РУП "ПО "Белоруснефть", СЭС (Руст=55,2 МВт).



Рис. 4. ЧП «Газосиликат Люкс», ВЭС (Руст=15 МВт)

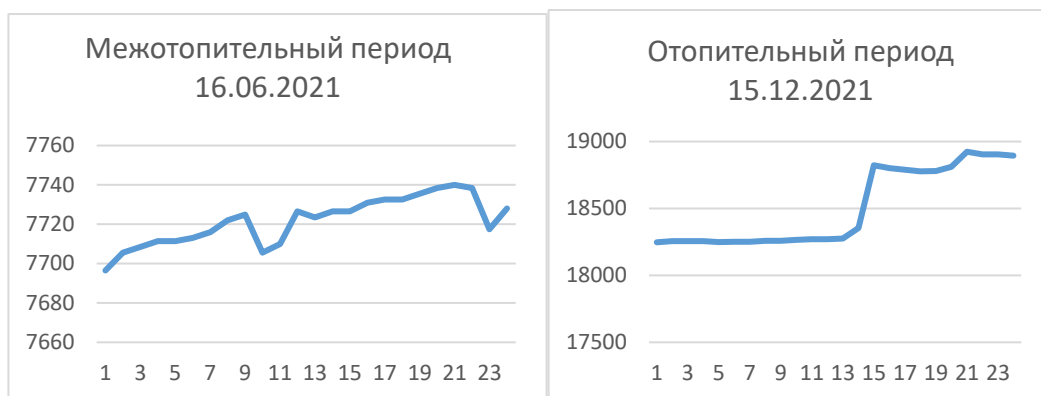


Рис. 5. Витебская ГЭС (Руст=40 МВт)

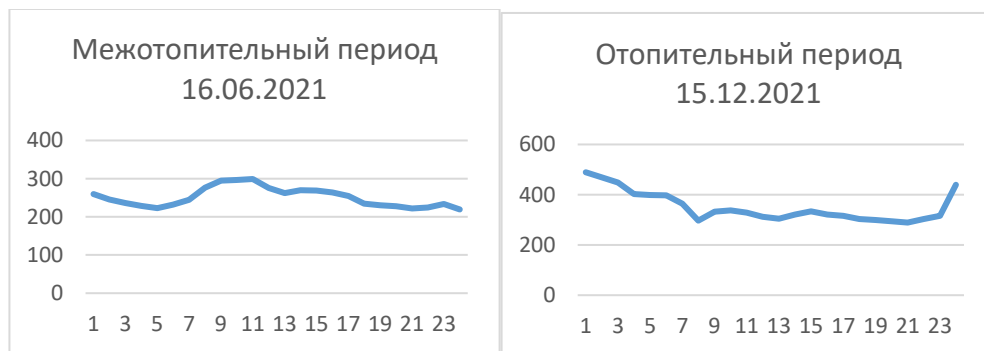


Рис. 6. КУП «Минсккоммунтепелосеть, древесное топливо» (Руст=1,34 МВт)

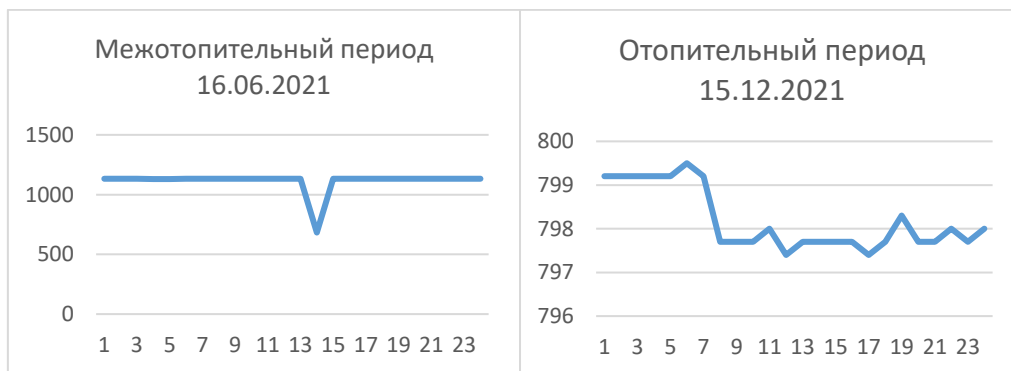


Рис. 7. СЗАО «ТДФ Экотех-МН», биогаз (Руст=7,442 МВт)

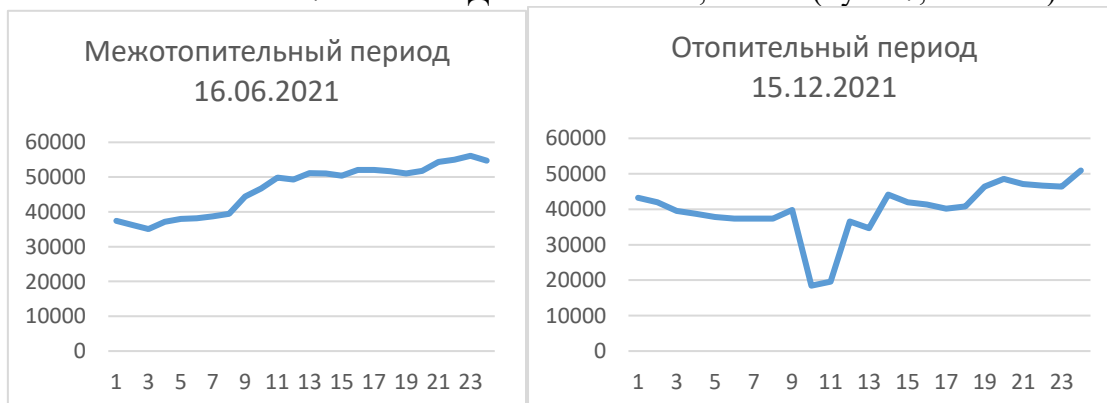


Рис. 8. ОАО «Светлогорский ЦКК», биомасса (Руст=70 МВт)

ЕЭС Казахстана

В качестве характерных суточных графиков выдачи мощности генерации с использованием ВИЭ представлены следующие примеры:

- день максимума нагрузки ЕЭС РК 14.12.2021,
- день летнего максимума нагрузки ЕЭС РК 24.08.2021.

На рисунке 9 показано, что значение выдачи мощности генерации с использованием ВИЭ ЕЭС Казахстана в час максимума потребления мощности составила 166 МВт, что соответствует 8,4% от суммарной установленной мощности генерации с использованием ВИЭ ЕЭС Казахстана или 1,1% от суммарной генерации в час максимума потребления мощности. При этом выдача мощности ВЭС и СЭС в течение дня неравномерна и достигает суточного максимума выдачи мощности в период 11:00-17:00, в том числе для СЭС в период 09:00-18:00, для ВЭС в период 21:00-24:00.

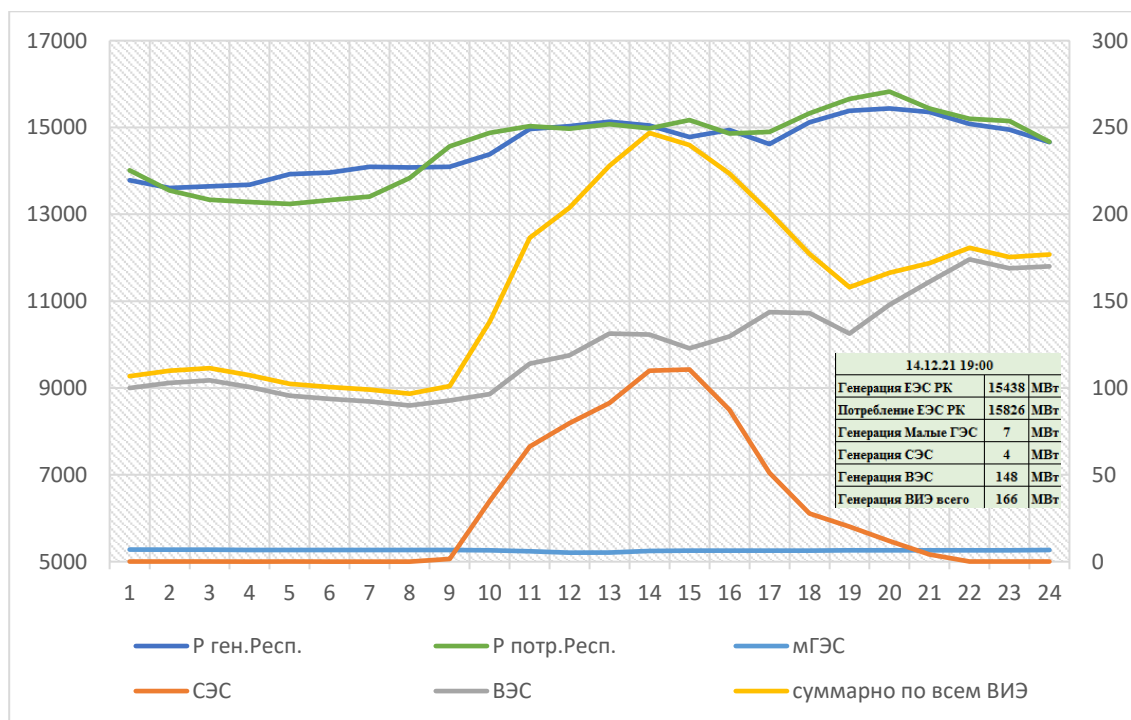


Рис. 9. График потребления и выдачи мощности ЕЭС РК в день зимнего максимума нагрузки ЕЭС РК 14.12.2021.

На рисунке 10 показано, что значение выдачи мощности генерации с использованием ВИЭ ЕЭС РК в час летнего максимума потребления мощности ЕЭС РК составила 300 МВт, что соответствует 15,3% от суммарной установленной мощности генерации с использованием ВИЭ ЕЭС РК или 2,4% от суммарной генерации в час летнего максимума потребления мощности. При этом выдача мощности ВЭС и СЭС в течение дня неравномерна и достигает суточного максимума выдачи мощности в период 10:00-19:00, в том числе для СЭС в период 10:00-18:00, для ВЭС в период 22:00-24:00.

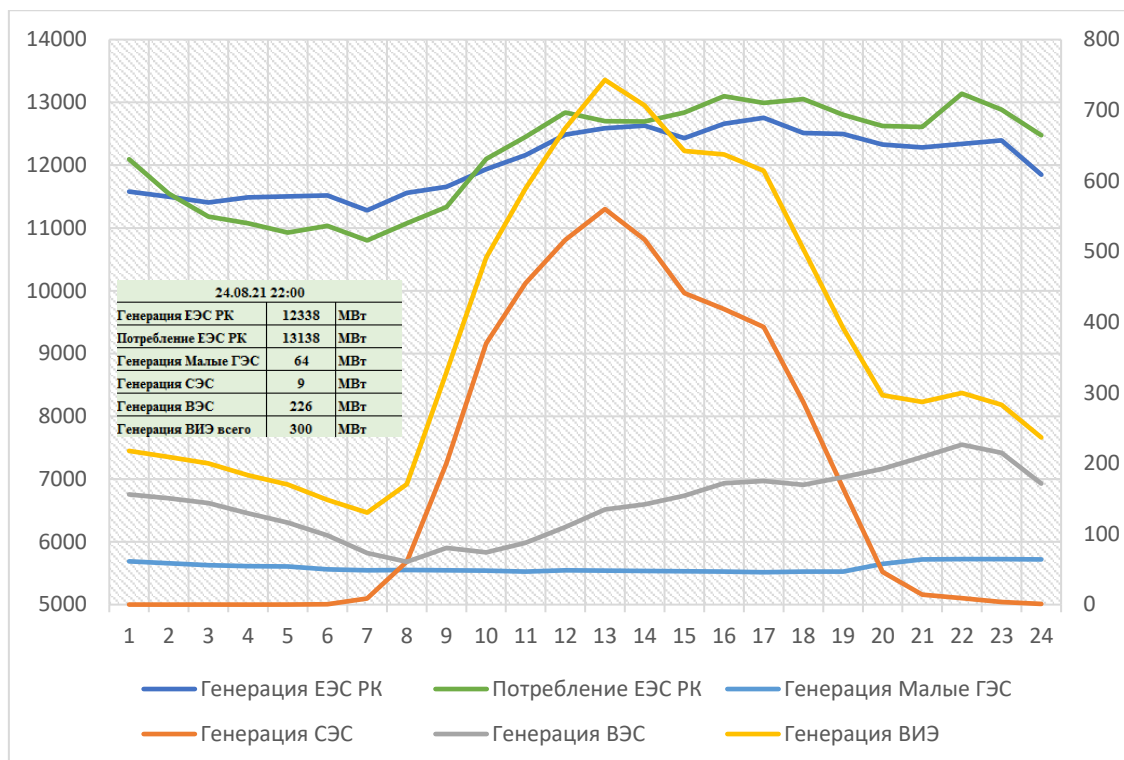


Рис. 10. График потребления и выдачи мощности ЕЭС РК в день летнего максимума нагрузки ЕЭС РК 24.08.2021.

ЭС Киргизии

Генерация с использованием ВИЭ отсутствует.

ЕЭС России

В качестве характерных суточных графиков выдачи мощности генерации с использованием ВИЭ представлены следующие примеры:

- день исторического максимума нагрузки ЕЭС России 24.12.2021,
- день летнего максимума нагрузки ЕЭС России 19.07.2021.

На рисунке 11 показано, что значение выдачи мощности генерации с использованием ВИЭ ЕЭС России в час максимума потребления мощности составила 675 МВт, что соответствует 17% от суммарной установленной мощности генерации с использованием ВИЭ ЕЭС России или 0,4% от суммарной генерации в час максимума потребления мощности. При этом выдача мощности ВЭС и СЭС в течение дня неравномерна и достигает суточного максимума выдачи мощности в период 21:00-24:00, в том числе для СЭС в период 10:00-13:00, для ВЭС в период 21:00-24:00.

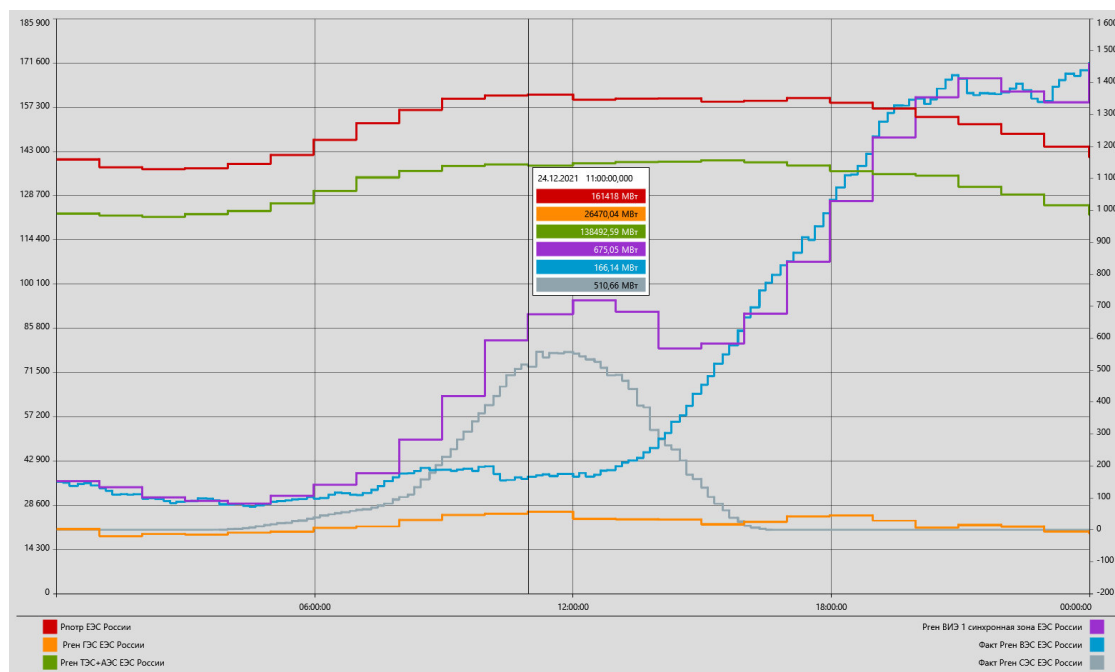


Рис. 11. График потребления мощности и выдачи мощности электростанций ЕЭС России в день зимнего максимума нагрузки ЕЭС России 24.12.2021.

На рисунке 12 показано, что значение выдачи мощности генерации с использованием ВИЭ ЕЭС России в час летнего максимума потребления мощности ЕЭС России составила 1067 МВт, что соответствует 27% от суммарной установленной мощности генерации с использованием ВИЭ ЕЭС России или 0,8% от суммарной генерации в час летнего максимума потребления мощности. При этом выдача мощности ВЭС и СЭС в течение дня неравномерна и достигает суточного максимума выдачи мощности в период 11:00-13:00, в том числе для СЭС в период 11:00-13:00, для ВЭС в период 00:00-01:00.

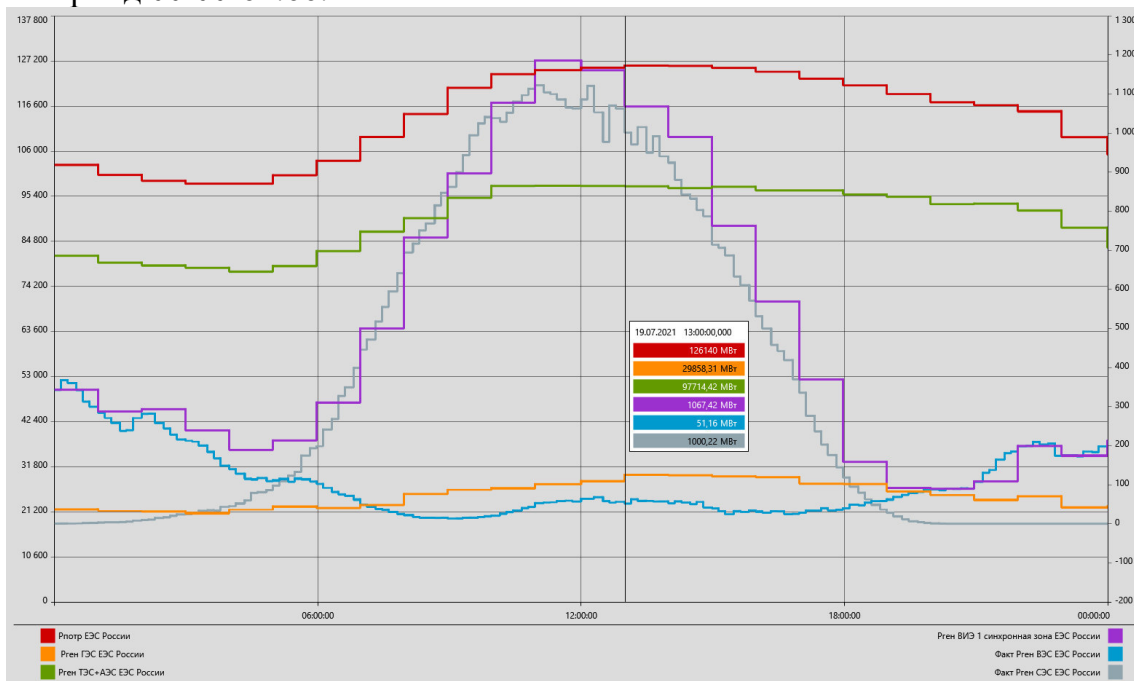


Рис. 12. График потребления мощности и выдачи мощности электростанций ЕЭС России в день летнего максимума нагрузки ЕЭС России 19.07.2021.

4. Учёт генерации с использованием ВИЭ при планировании режимов работы энергосистемы (долгосрочное и краткосрочное планирование).

ЭС Азербайджана

В настоящее время Азербайджанская ЭС находится в стадии подготовки перехода к рыночной структуре.

При планировании электрических режимов выбор состава генерирующего оборудования ВИЭ осуществляется на основе условий контракта, подписанного между субъектами ВИЭ и ОАО «Азерэнержи». Субъекты ВИЭ на сутки вперед предоставляют ОАО «Азерэнержи» прогнозируемую почасовую величину выработки электроэнергии.

Разработка показателей балансов электрической энергии и мощности электростанций, функционирующих в составе Азербайджанской ЭС, осуществляется в соответствии с «Правилами использования электрической энергии».

В прогнозных балансах до одного календарного года (прогнозные объемы на следующий календарный год с разбивкой по месяцам) объемы производства электроэнергии на ВИЭ формируются на основе заявки субъектов ВИЭ, а располагаемая мощность объектов ВИЭ принимается равной нулю.

ЕЭС Казахстана

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» от 04.07.2009 №165-IV при формировании суточных диспетчерских графиков поставок-потребления электрической энергии в электрические сети ЕЭС Казахстана поставки от объектов по использованию ВИЭ включаются в них в приоритетном порядке.

В случае ограничения пропускной способности электрических сетей энергопередающих организаций приоритет предоставляется передаче электрической энергии, произведенной энергопроизводящей организацией, использующей ВИЭ. Однако данное требование не распространяется на периоды ликвидации системным оператором аварийных нарушений в единой электроэнергетической системе Республики Казахстан

ЭС Киргизии

Отсутствует учет генерации с использованием ВИЭ при планировании режимов работы энергосистемы, т.к. генерация с использованием ВИЭ отсутствует.

ЕЭС России

При осуществлении делового процесса АО «СО ЕЭС» по выбору состава включенного генерирующего оборудования используется наименьшее значение из заявленной собственником нагрузки генерирующего оборудования ВИЭ и минимальной обеспеченной нагрузки генерирующего оборудования ВИЭ, определяемой, как второе минимальное значение фактической нагрузки генерирующего оборудования ВИЭ за аналогичный период предыдущего года, умноженной на коэффициент изменения установленной мощности за прошедший календарный год.

При определении нагрузки генерирующего оборудования на этапе РСВ (рынок на сутки вперед) нагрузка генерирующего оборудования ВИЭ формируется в процессе оптимизационного расчета, исходя из заявленных собственником диапазонов ($R_{мин}$ и $R_{макс}$) и поданных ценовых заявок. В зависимости от схемно-режимной ситуации и

складывающегося баланса мощности генерирующее оборудование ВИЭ может быть разгружено до нуля либо загружено до величины мощности, указанной для верхней ступени ценовой заявки. Но поскольку объекты ВИЭ подают ценопринимающие заявки, изменение графика работы, заявленного собственником объекта ВИЭ, производится только при наличии технологических ограничений по выдаче мощности в сеть.

Разработка показателей балансов электрической энергии и мощности электростанций, функционирующих в составе ЕЭС России, осуществляется в соответствии с «Требованиями к прогнозированию потребления и формированию балансов электрической энергии и мощности энергосистемы на календарный год и периоды в пределах года», утвержденных приказом Минэнерго России от 11.02.2019 №91 (далее – Требования к прогнозированию).

В соответствии с Требованиями к прогнозированию в прогнозных балансах до одного календарного года (прогнозные балансы на месяц, на осенне-зимний период, на период экстремально высоких температур и на календарный год с разбивкой по месяцам) объемы производства электроэнергии на ВИЭ формируются на основе фактических помесечных данных о среднемноголетней величине производства электрической энергии данными электростанциями за три последних года, располагаемая мощность объектов ВИЭ – принимается равной нулю

5. Учёт генерации с использованием ВИЭ при перспективном развитии энергосистемы.

ЭС Азербайджана

Азербайджан является одной из стран с высоким потенциалом использования ВИЭ.

Солнечную энергию можно извлекать, практически, по всей стране, а по части использования силы ветра наиболее многообещающими являются Хызинский, Хазарский, Абшеронский, Гобустанский районы, а также столица г. Баку, то есть восточная часть страны.

Большой потенциал имеется также в восстанавливаемых Карабахском и Восточно-Зангезурском экономических регионах.

Правительством Азербайджанской Республики поставлена цель достижение к 2030 году доли энергии ВИЭ (ВЭС и СЭС) до 30%, что создаст дополнительные условия для планомерного экономического развития государства.

Начиная с 2024 года в Азербайджанской ЭС планируется ввод ВЭС мощностью 240 МВт и СЭС мощностью 230 МВт, в 2025 году СЭС мощностью 240 МВт.

Изучается строительство ветропарка в Каспийском море с установленной мощностью до 2 ГВт.

ЭС Киргизии

К настоящему времени выданы технические условия на строительство СЭС мощностью 300 МВт и ВЭС мощностью 100 МВт.

ЕЭС Казахстана

В соответствии с Правилами разработки прогнозных балансов электрической энергии и мощности, утвержденных Приказом Министра энергетики РК от 03.12.2015 №687 (приложение 4), при составлении прогнозных балансов мощности также рассчитывается требуемый объем компенсационной регулировочной электрической

мощности, необходимый для компенсации отклонений, вызванных отклонениями в работе объектов по использованию возобновляемых источников энергии.

ЕЭС России

В соответствии со Схемой и программой развития ЕЭС России на 2022-2028 гг., на период до 2028 года развитие генерации с использованием ВИЭ предусматривает строительство на уже определенных площадках размещения ВЭС (3 347,2 МВт) и СЭС (916,0 МВт). Таким образом установленная мощность генерации с использованием ВИЭ ЕЭС России достигнет 8259 МВт в 2028 году.

В рамках СиПР 2022-2028 объем производства электрической энергии по строящимся ВЭС и СЭС определен в соответствии с прогнозируемыми величинами производства электрической энергии, на планируемых к вводу в эксплуатацию ВЭС и СЭС – исходя из числа часов использования установленной мощности вновь вводимых ВЭС – 2000 часов/год, СЭС – 1500 часов/год, по действующим ВЭС и СЭС величина производства электрической энергии в рассматриваемый перспективный период принята по среднему из фактически достигнутых годовых значений.

6. Рыночные механизмы поддержки строительства генерации с использованием ВИЭ.

ЭС Азербайджана

Несмотря на то, что Азербайджан располагает традиционными энергетическими ресурсами, использование ВИЭ является одной из основных целей энергетической безопасности страны.

Одним из основных шагов, предпринятых для эффективного использования потенциала ВИЭ, стало принятие в 2004 году «Государственной программы по использованию альтернативных и возобновляемых источников энергии в Азербайджанской Республике», которая создала широкие возможности для осуществления кардинальных изменений в использовании возобновляемых источников энергии и оценки потенциала в этой области.

В продолжение работы, Указом Президента Азербайджанской Республики от 22 сентября 2020 года № 1159 было создано Государственное агентство по возобновляемым источникам энергии при Министерстве энергетики Азербайджанской Республики и утвержден Устав Агентства.

31 мая 2021 года принят Закон Азербайджанской Республики «Об использовании возобновляемых источников энергии при производстве электроэнергии», который вносит особый вклад в развитие возобновляемой энергетики и подразумевает:

- привлечение частных инвестиций прямым и аукционным способом;
- применение гарантированного тарифа на электроэнергию, выработанную ВИЭ;
- расширение использования ВИЭ (малой мощности) физическими лицами (активные потребители) и т.д.

В целях обеспечения применения и реализации закона продолжается реализация соответствующих мероприятий в направлении подготовки подзаконных документов и нормативно-правовых актов.

В пункте 5 документа «Азербайджан 2030: Национальные приоритеты социально-экономического развития», утвержденного Указом Президента Азербайджанской Республики от 2 февраля 2021 года («Чистая окружающая среда» и «Зеленый рост страны») определены приоритеты в направлении изменения климата и борьбы с ним, а также вопросы применения возобновляемой энергетики на принципах зеленого

энергетического пространства во всех сферах экономики страны. Таким образом, в соответствии с приоритетами социально-экономического развития страны, в текущем и перспективном периоде все больше внимания уделяется использованию ВИЭ и расширению применения «зеленых» технологий. В рамках проводимой работы в данной сфере по всей стране продолжены камеральные исследования в направлении выявления и приоритезации территорий с потенциалом ВИЭ. Национальные приоритеты также имеют особое значение в направлении реализации обязательств, вытекающих из принятой ООН «Преобразования нашего мира: Повестка дня в области устойчивого развития до 2030 года».

ЕЭС Казахстана

В соответствии с Законом РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» от 04.07.2009 №165-IV (далее Закон): «Государственное регулирование в области поддержки использования возобновляемых источников энергии осуществляется по следующим основным направлениям:

- 1) создание благоприятных условий для строительства и эксплуатации объектов по использованию возобновляемых источников энергии;
- 2) стимулирование производства электрической и (или) тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии;
- 3) предоставление юридическим лицам, осуществляющим проектирование, строительство и эксплуатацию объектов по использованию возобновляемых источников энергии, инвестиционных преференций в соответствии с Предпринимательским кодексом Республики Казахстан;
- 4) создание благоприятных условий для эффективной интеграции объектов по использованию возобновляемых источников энергии в единую электроэнергетическую, тепловую систему и рынок электрической и тепловой энергии;
- 5) содействие выполнению международных обязательств Республики Казахстан по снижению выбросов парниковых газов».

При этом Законом предусмотрено утверждение фиксированных тарифов для каждого вида ВИЭ сроком на 15 лет с ежегодной индексацией в порядке, определяемом Правительством Республики Казахстан.

Энергопроизводящие организации, использующие ВИЭ, вправе по своему усмотрению реализовывать производимую электрическую энергию по одному из следующих вариантов:

- 1) расчетно-финансовому центру по фиксированному тарифу, действующему на дату заключения договора купли-продажи между ней и расчетно-финансовым центром, либо по аукционной цене, определенной по итогам аукционных торгов, с учетом индексации;
- 2) потребителям по договорным ценам согласно заключенным двусторонним договорам в соответствии с законодательством Республики Казахстан об электроэнергетике.

Затраты на поддержку использования ВИЭ распределяются расчетно-финансовым центром между условными потребителями электрической энергии пропорционально доле их отпуска в сети с учетом объемов паводковой электрической энергии, производимой и отпускаемой в сеть энергопроизводящими организациями (гидроэлектростанциями).

Вновь построенные объекты по использованию ВИЭ, а также реконструированные объекты независимо от срока ввода в эксплуатацию

подключаются к ближайшей точке электрических или тепловых сетей энергопередающей организации, соответствующей по классу напряжения или параметрам теплоносителя в общей сети теплоснабжения.

Энергопроизводящие организации, использующие ВИЭ, при поставке тепловой энергии освобождаются от оплаты услуг энергопередающих организаций на передачу тепловой энергии.

Энергопроизводящая организация, использующая ВИЭ, реализующая производимую электрическую энергию расчетно-финансовому центру и энергопроизводящие организации (гидроэлектростанции), осуществляющие производство и отпуск в сеть паводковой электрической энергии (в период природоохранного попуска воды и в объеме паводковой электроэнергии), освобождаются от оплаты услуг энергопередающих организаций на передачу электрической энергии.

ЭС Киргизии

Согласно Закону Кыргызской Республики от 30 июня 2022 года № 49 «О возобновляемых источниках энергии» Статьи 12 «Экономические и организационно-правовые механизмы стимулирования использования ВИЭ» производители электрической и тепловой энергии, вырабатываемой с использованием ВИЭ, и потребители такой энергии имеют следующие преференции:

1) для физических и юридических лиц, производящих или переоборудующих технические средства и устройства, работающие на основе ВИЭ, предоставляются преференции;

2) налоговые и таможенные льготы, предусмотренные в налоговом и таможенном законодательстве, для производителей электрической и тепловой энергии, вырабатываемой с использованием ВИЭ;

3) вся электроэнергия, вырабатываемая с использованием ВИЭ, не потребляемая владельцем установки на собственные нужды и не реализованная другим потребителям на договорной основе, должна быть приобретена электроэнергетической компанией, определенной уполномоченным государственным органом, заключившей соответствующий договор, независимо от того, к сетям какой электроэнергетической компании подключена данная установка с использованием ВИЭ;

4) газ и возобновляемое топливо в газообразном состоянии, соответствующие стандартам и требованиям к газопроводным и тепловым сетям, должны быть включены в систему организаций, работающих с газопроводными и тепловыми сетями;

5) жидкое биологическое топливо, соответствующее национальному стандарту, должно быть включено в систему продажи топлива организациям;

6) поставка и оплата электрической энергии, выработанной с использованием ВИЭ, осуществляются в приоритетном порядке в соответствии с договором поставки электрической энергии, заключаемым на срок действия льготного периода;

7) в течение срока действия льготного периода тариф на электроэнергию, вырабатываемую установками с использованием ВИЭ, устанавливается путем умножения максимального тарифа для конечных потребителей на соответствующий коэффициент по каждому виду установки в следующих размерах:

- а) для установок, использующих энергию воды, коэффициент равен 1,3;
- б) для установок, использующих энергию солнца, коэффициент равен 1,3;
- в) для установок, использующих энергию биомассы, коэффициент равен 1,3;
- г) для установок, использующих энергию ветра, коэффициент равен 1,3;

- д) для установок, использующих энергию земли, коэффициент равен 1,3;
- 8) величина максимального тарифа на электроэнергию для конечных потребителей меняется в зависимости от тарифной политики на электрическую энергию;
- 9) тарифы на продажу электрической энергии, вырабатываемой с использованием ВИЭ, между производителем и своим потребителем устанавливаются на договорной основе;
- 10) тарифы на электрическую энергию для собственных нужд, вырабатываемую с использованием ВИЭ, не устанавливаются;
- 11) компенсация дополнительных затрат электроэнергетических компаний на приобретение электроэнергии, вырабатываемой с использованием ВИЭ, учитывается при введении среднесрочной тарифной политики на электроэнергию для конечных потребителей;
- 12) все затраты по строительству линий электропередачи до точки подключения к сети электроэнергетической компании несет владелец установки с использованием ВИЭ;
- 13) в случае расширения и реконструкции существующих электрических и тепловых сетей, находящихся на балансе электроэнергетических компаний, для подключения объектов, использующих ВИЭ, электроэнергетические компании возмещают владельцам установок с использованием ВИЭ затраты по приобретению материалов, установке и ремонту энергетического оборудования;
- 14) все электроэнергетические компании должны обеспечить недискриминационный доступ к своим сетям производителей электроэнергии с использованием ВИЭ для подачи выработанной ими электроэнергии в сеть при условии ее соответствия установленным стандартам;
- 15) подключение установки, использующей ВИЭ, должно производиться к сетям той электроэнергетической компании, затраты по подключению к сетям которой будут наименьшими;
- 16) национальные электрические сети и распределяющие предприятия обеспечивают беспрепятственный транзит электрической энергии, вырабатываемой с использованием ВИЭ, от производителей до потребителей;
- 17) при формировании диспетчерских графиков поставок - потребления электрической энергии в электрические сети единой электроэнергетической системы Кыргызской Республики поставки от объектов, использующих ВИЭ, включаются в них в приоритетном порядке.

ЕЭС России

В рамках государственной программы поддержки развития ВИЭ-генерации в Российской Федерации ежегодно проводятся конкурсные отборы инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе ВИЭ, по результатам которых с владельцами электростанций заключаются договоры о предоставлении мощности (ДПМ ВИЭ) на оптовый рынок с гарантированной в течение 15 лет оплаты мощности. Отборы проводятся в отношении солнечных и ветровых электростанций, а также малых ГЭС (с установленной мощностью менее 50 МВт).

Целевые показатели величин объемов ввода установленной мощности генерирующих объектов ВИЭ установлены Распоряжением Правительства РФ от 8 января 2009 №1-р «Об утверждении основных направлений государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе

использования возобновляемых источников энергии до 2020 года». Распоряжениями Правительства РФ от 28.07.2015 №1472-р и от 01.06.2021 №1446-р установлены значения целевых показателей объемов ввода установленной мощности генерирующих объектов ВИЭ на период 2014-2024 год (программа ДПМ ВИЭ 1.0) и базовые годовые объемы поддержки строительства генерации с использованием ВИЭ на период 2023-2035 год (программа ДПМ ВИЭ 2.0).

Целевые показатели величин объемов ввода установленной мощности генерирующих объектов ВИЭ на период 2014-2024 гг. составляют 5863,7 МВт установленной мощности, в том числе 3415,7 МВт ВЭС, 2238,0 МВт СЭС, 210 МВт малых ГЭС.

Базовые годовые объемы поддержки строительства генерации с использованием ВИЭ на период 2023-2035 гг. (в ценах 2021 года) составляют 53,866 млрд. рублей, в том числе 31,416 млрд. рублей – ВЭС; 18,172 млрд. рублей – СЭС; 4,278 млрд. рублей – малых ГЭС.

Оценочные показатели величин объемов ввода установленной мощности генерирующих объектов ВИЭ на период 2025-2035 гг. составляют порядка 5-8 ГВт. Итоговая величина установленной мощности генерации с использованием ВИЭ, по итогам работы программ ДПМ ВИЭ 1.0 и ДПМ ВИЭ 2.0 составит порядка 13 ГВт.

7. Существующие требования по работе генерации с использованием ВИЭ в энергосистеме.

ЭС Азербайджана

Работа по развитию нормативно-правового регулирования и стандартизации в отношении объектов генерации с использованием ВИЭ проводится Министерством Энергетики, Государственным агентством по возобновляемым источникам энергии и ОАО «Азерэнержи».

На сегодняшний день в стадии разработки находится Сетевой Кодекс Азербайджанской ЭС.

ОЭС Беларуси

Требования по работе генерации с использованием ВИЭ в энергосистеме Республики Беларусь регламентированы Законом Республики Беларусь от 27 декабря 2011 года №204-З «О возобновляемых источниках энергии», а также Правилами электроснабжения, утвержденными постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17.10.2011 №1394 (с учетом изменений, утвержденных постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 02.07.2021 № 381), которые регулируют отношения, связанные с использованием ВИЭ для производства электрической энергии, её дальнейшим потреблением и иным использованием.

В соответствии с Законом, под ВИЭ понимаются энергия солнца, ветра, тепла земли, естественного движения водных потоков, древесного топлива, иных видов биомассы, биогаза, а также иные источники энергии, не относящиеся к невозобновляемым.

ЕЭС Казахстана

Порядок формирования плана размещения объектов по использованию ВИЭ регламентируется Правилами формирования размещения объектов по использованию возобновляемых источников энергии, утвержденных Приказом и.о. Министра энергетики Республики Казахстан от 27.07.2016 №345 (приложение 5).

При этом Законом предусмотрено обязательство для всех энергопроизводящих организаций, использующих ВИЭ, вторичные энергетические ресурсы, энергетическую утилизацию отходов, включая энергопроизводящие организации, входящие в состав квалифицированного условного потребителя, и энергопроизводящие организации, осуществляющие производство и отпуск в сеть паводковой электрической энергии, обязаны иметь автоматизированную систему коммерческого учета на своем объекте по использованию ВИЭ и вторичных энергетических ресурсов, объекте по энергетической утилизации отходов. Автоматизированная система коммерческого учета должна иметь возможность дистанционной передачи данных в региональные диспетчерские центры.

ЭС Киргизии

В ОАО «НЭС Кыргызстана» разработан и утвержден стандарт организации для объектов генерации с использованием ВИЭ «Технические требования к объектам генерации на базе ветроэнергетических установок, фотоэлектрических солнечных модулей и их групп» (приложение 1).

ЕЭС России

Работа по развитию нормативно-правового регулирования и стандартизации в отношении объектов генерации с использованием ВИЭ проводится АО «СО ЕЭС» во взаимодействии с Минэнерго России и субъектами электроэнергетики.

АО «СО ЕЭС» также организует работу на площадке технического комитета по стандартизации «Электроэнергетика» (ТК 016) Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии и соответствующего межгосударственного технического комитета по стандартизации (МТК 541), являясь базовой организацией комитетов.

Впервые технические требования к ветроэнергетическим установкам и фотоэлектрическим солнечным модулям и их группам при работе в энергосистеме сформулированы в Правилах технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 №937 (приложение 2), которые разработаны при непосредственном участии АО «СО ЕЭС».

В ТК 016 разработан и утвержден ГОСТ Р 58491-2019 «Электроэнергетика. Распределенная генерация. Технические требования к объектам генерации на базе ветроэнергетических установок» (приложение 3), а также ГОСТ Р 59949-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к управлению активной и реактивной мощностью генерирующего оборудования ветровых и солнечных электростанций».

В окончательной стадии разработки находится проект национального стандарта с техническими требованиями к объектам генерации на базе фотоэлектрических солнечных модулей и их групп.

Планируется к разработке национальный стандарт, регламентирующий технические и функциональные требования к работе систем накопления электрической энергии в ЕЭС России

8. Требования действующей нормативно-технической документации к определению прогнозной величины располагаемой мощности ВИЭ при формировании балансов мощности энергосистемы на различные горизонты планирования (краткосрочное, среднесрочное, долгосрочное).

ЭС Азербайджана

Располагаемая мощность действующих СЭС и ВЭС принимается на основании информации о фактической нагрузке СЭС и ВЭС в характерные периоды в зависимости от срока их эксплуатации с момента выхода на проектное значение установленной генерирующей мощности:

- для действующих СЭС и ВЭС располагаемая мощность принимается равной средней величине нагрузки в час максимума электрической нагрузки характерного периода в течение указанного срока эксплуатации, но не более трех последних календарных лет;
- для проектируемых СЭС и ВЭС располагаемая мощность принимается равной нулю.

ЭС Киргизии

Требований по прогнозной величине располагаемой мощности ВИЭ к настоящему времени нет.

ЕЭС Казахстана

В соответствии с Правилами разработки прогнозных балансов электрической энергии и мощности, утвержденных Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 03.12.2015 №687, объекты по использованию ВИЭ учитываются в прогнозном балансе электрической энергии и мощности в части производимой ими электрической энергии в полном объеме, в части мощности в следующем объеме:

- бесплотинные гидроэлектростанции, работающие по водотоку – 30 % от располагаемой мощности;
- ветровые электростанции – 20 % от располагаемой мощности;
- солнечные электростанции – 0 % от располагаемой мощности;

ЕЭС России

Располагаемая мощность действующих СЭС и ВЭС принимается на основании информации о фактической нагрузке СЭС и ВЭС в характерные периоды в зависимости от срока их эксплуатации с момента выхода на проектное значение установленной генерирующей мощности:

- для действующих СЭС и ВЭС, срок эксплуатации которых составляет менее одного года, располагаемая мощность принимается равной нулю;
- для действующих СЭС и ВЭС, срок эксплуатации которых составляет от одного до трех лет, – равной минимальной величине нагрузки за соответствующие характерные периоды в течение указанного срока эксплуатации;
- для действующих СЭС и ВЭС, срок эксплуатации которых составляет более трех лет, – равной средней величине нагрузки в час максимума электрической нагрузки каждых суток характерного периода за соответствующие характерные периоды в течение указанного срока эксплуатации, но не более десяти последних полных календарных лет;
- для проектируемых СЭС и ВЭС располагаемая мощность принимается равной нулю.

Для определения располагаемой мощности действующих СЭС и ВЭС должна использоваться фактическая нагрузка СЭС и ВЭС в следующие периоды:

- период с 1 декабря по 28 (29) февраля – при формировании баланса мощности энергосистемы для зимнего периода;
- период с 1 июня по 31 августа – при формировании баланса мощности энергосистемы для летнего периода;
- период паводка (половодья) – в зависимости от режима работы ГЭС в рассматриваемой энергосистеме

9. Выводы.

Внедрение генерации с использованием ВИЭ (СЭС и ВЭС) в энергосистемах государств-участников параллельной работы, входящих в Энергообъединением ЕЭС/ОЭС, находится на различных уровнях развития.

Доля генерации с использованием ВИЭ в структуре выработки электроэнергии для большинства энергосистем не превышает 1%, а для ЕЭС Казахстана – около 3%.

Доля генерации с использованием ВИЭ в структуре установленной мощности энергосистем менее 3 %, для ЕЭС Казахстана – не более 7%

В настоящий момент энергосистемы, за исключением ЕЭС Казахстана, находятся на первом этапе внедрения генерации с использованием ВИЭ в соответствии с классификацией в исследованиях Международного энергетического агентства. Первый этап подразумевает выработку электроэнергии генерацией с использованием ВИЭ на величину до 3% и характеризуется тем, что генерация ВИЭ не оказывает существенного влияния на режимы работы энергосистемы в целом, а отклонения выработки электроэнергии и мощности СЭС и ВЭС относительно незаметны по сравнению с отклонениями других режимных параметров. При этом наблюдается влияние генерации с использованием ВИЭ на режимы работы отдельных энергорайонов с высокой долей генерации данного типа.

Основываясь на перспективных планах развития генерации с использованием ВИЭ, существуют явные предпосылки в ближайшие годы к переходу на второй этап внедрения генерации ВИЭ (3-13% в структуре выработки электроэнергии), в соответствии с которым влияние ВИЭ будет заметнее, что потребует задействования дополнительных резервов активной мощности для покрытия отклонений выдачи электроэнергии и мощности генерации с использованием ВИЭ. Данное влияние также будет оказывать воздействие на отклонения фактических перетоков электроэнергии между энергосистемами от плановых. ЕЭС Казахстана по данной классификации Международного энергетического агентства уже находится на втором этапе внедрения генерации ВИЭ, а по прогнозам выработки электроэнергии электростанциями, ЭС Азербайджана перейдет на второй этап развития в 2024 году. При этом из-за неравномерности расположения объектов генерации с использованием ВИЭ в ЕЭС России в отдельности взятая ОЭС Юга ЕЭС России (4% ВИЭ в структуре выработки электроэнергии) также уже находится на втором этапе с прогнозом перейти в третий этап в 2030 году.

Третий этап подразумевает 13–25 % ВИЭ в структуре выработки электроэнергии и характеризуется тем, что влияние ВИЭ ощущается как с точки зрения общей работы системы, так и с точки зрения режимов работы каждой из электростанций. Задачи, требующие решения – повышение «гибкости» энергосистемы за счет электросетевого строительства и/или привлечения дополнительных ресурсов регулирования, качество

прогнозов нагрузки ВИЭ становится принципиально важным для эффективной работы системы.

Представленные суточные графики выдачи мощности генерации с использованием ВИЭ в энергосистемах показывают неравномерность и труднопрогнозируемость выдачи мощности данного типа электростанций.

При организации долгосрочного планирования (до одного года) в большинстве энергосистем располагаемая мощность генерирующего оборудования с использованием ВИЭ принимается равной нулю. При этом, учёт генерации с использованием ВИЭ в краткосрочном планировании режимов работы энергосистем и прогнозирование выдачи мощности генерирующих объектов с использованием ВИЭ отличается.

Во всех энергосистемах существуют в том или ином виде механизмы поддержки строительства генерации с использованием ВИЭ, закрепленные на законодательном уровне и в долгосрочных стратегических программах.

Во всех энергосистемах существуют перспективные планы по увеличению установленной мощности генерирующих объектов с использованием ВИЭ. В ЕЭС Казахстана при составлении прогнозных балансов мощности также рассчитывается требуемый объем компенсационной регулировочной электрической мощности, необходимый для компенсации отклонений, вызванных отклонения в работе объектов по использованию возобновляемых источников энергии.

В части разработки требований по работе генерации с использованием ВИЭ в энергосистеме, энергосистемы находятся на разных этапах развития нормативно-правового регулирования и/или стандартизации, но определённо уделяют этому большое внимание. Разработанные в Кыргызстане и Российской Федерации стандарты, регламентирующие технические требования к объектам генерации на базе ветроэнергетических установок, фотоэлектрических солнечных модулей и накопителей электроэнергии, будут использованы для разработки соответствующих требований, включенных в План работы КОТК на 2022-2023 гг.

На основании проведенного анализа ответов членов КОТК, сформированы следующие мероприятия, необходимые для реализации:

- ускоренная разработка основных технических требований к объектам генерации, функционирующим на основе использования ВИЭ и системам накопления электроэнергии, работающим в составе энергосистемы, включенных в План работы КОТК на 2022-2023 гг.,

- разработка основных принципов учёта генерирующих объектов с использованием ВИЭ в перспективных балансах электроэнергии и мощности на долгосрочную перспективу, на перспективу до одного года с разбивкой по месяцам и включение данного мероприятия в план работы КОТК на очередной период,

- разработка методики прогнозирования выработки электроэнергии на объектах, функционирующих на основе ВИЭ (на периодах от 1 до 48 часов) и включение данного мероприятия в план работы КОТК на очередной период.

Утвержден
Координационным советом
при Электроэнергетическом Совете СНГ
Протокол № __ от _____

ПЛАН РАБОТЫ КОТК НА 2022–2023 ГОДЫ

№ п/п	Мероприятия	Срок исполнения	Ответственные
1	ОПРЕДЕЛЕНИЕ И СОГЛАСОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ:		
1.1	Значение крутизны статической частотной характеристики энергообъединения стран СНГ, Балтии и Грузии	Февраль 2022 г., Февраль 2023 г.	РГ «Регулирование частоты и мощности»
1.2	Коэффициенты коррекции по частоте энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии		
1.3	Аварийный расчетный небаланс мощности энергообъединения стран СНГ, Балтии и Грузии		
1.4	Резервы мощности нормированного первичного регулирования частоты энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии		
1.5	Резервы мощности вторичного регулирования частоты энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии		
2.	МОНИТОРИНГ И АНАЛИЗ КАЧЕСТВА РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ		
2.1	Мониторинг и анализ качества регулирования частоты и перетоков активной мощности при аварийных отключениях в энергосистемах стран СНГ, Балтии и Грузии, а также по результатам натурных испытаний	Сентябрь ежегодно	РГ «Регулирование частоты и мощности»
3.	АКТУАЛИЗАЦИЯ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИИ ЕЭС/ОЭС		
3.1	Актуализация Общих положений по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС от 29.05.2009	2023 г.	РГ «Противоаварий ное управление»
3.2	Разработка Основных технических требований к участию электростанций в НПРЧ и АРЧМ	2023 г.	РГ «Регулирование частоты и мощности»
4.	РАЗРАБОТКА НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ИНТЕГРАЦИИ ВИЭ И СНЭЭ В ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ ЕЭС/ОЭС		
4.1	Анализ влияния работы генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ, на режимы работы энергосистем государств-участников параллельной работы, входящих в Энергообъединение ЕЭС/ОЭС, в части вопросов планирования и управления режимов параллельной работы энергосистем	2023 г.	Члены КОТК, Секретариат КОТК, РГ «Рынок»

№ п/п	Мероприятия	Срок исполнения	Ответственные
4.2	Анализ необходимости актуализации документов, разработанных РГ «Планирование и управление», в связи с увеличением в балансах энергосистем доли генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ, в энергосистемах государств-участников параллельной работы, входящих в Энергообъединение ЕЭС/ОЭС	2023 г.	РГ «Планирование и управление»
4.3	Разработка Основных технических требований к объектам генерации, функционирующих на основе использования ВИЭ, работающим в составе энергосистем	2023 г.	РГ «Регулирование частоты и мощности»
4.4	Разработка Основных технических требований к системам накопления электрической энергии, работающим в составе энергосистем	2023 г.	РГ «Регулирование частоты и мощности»
4.5	Изучение мирового опыта и применяемых в энергосистемах государств-участников СНГ методик прогнозирования выработки электроэнергии на объектах, функционирующих на основе ВИЭ, а также проведение анализа возможности использования единых подходов к оперативному прогнозированию нагрузки объектов ВИЭ	2023-2024 гг.	Члены КОТК, РГ «Планирование и управление»
5.	ЦИФРОВИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ В СФЕРЕ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО И ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ		
5.1	Основные принципы организации системы мониторинга запасов устойчивости в государствах-участниках параллельной работы	2023 г.	РГ «Регулирование частоты и мощности»
5.2	Реализация сопряжения ЦСПА энергосистем сопредельных государств	2022 г.	РГ «Противоаварийное управление»
5.3	Разработка общих подходов к созданию АРЧМ и их совместной работе в энергосистемах сопредельных государств и их реализация в АРЧМ ЕЭС России, ЕЭС Казахстана и ОЭС Центральной Азии	2023 г.	РГ «Регулирование частоты и мощности»
6.	ПЕРСПЕКТИВЫ СОЗДАНИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЩЕГО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА ЕАЭС И СНГ		
6.1	Координация работы с Рабочей группой ЭЭС СНГ «Формирование общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ»	Постоянно	РГ «Планирование и управление»
6.2.	Анализ международного опыта и практики участия генерации на базе ВИЭ в рынках электроэнергии и мощности, в том числе в части ценообразования и создания экономических стимулов для участия генерации на базе ВИЭ в регулировании частоты и перетоков активной мощности и суточного графика нагрузки	Второе полугодие 2023 года	РГ «Рынок», КОТК

№ п/п	Мероприятия	Срок исполнения	Ответственные
7.	ЦЕЛЕВЫЕ РАБОТЫ		
7.1.	Подготовка тематического доклада на очередное заседание КОТК по актуальной тематике параллельной работы энергосистем стран СНГ и Балтии	По инициативе Членов КОТК	Член КОТК (по согласованию)
7.2	Разработка (актуализация) карт-схем электрических соединений государств-участников параллельной работы, входящих в энергообъединение ЕЭС/ОЭС и карты-схемы электрических соединений Энергообъединения ЕЭС/ОЭС	июнь ежегодно	АО «СО ЕЭС»
8.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОДГОТОВКЕ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА ЭНЕРГОСИСТЕМ ГОСУДАРСТВ-УЧАСТНИКОВ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ, ВХОДЯЩИХ В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЕ ЕЭС/ОЭС:		
8.1	Проведение международных противоаварийных тренировок диспетчерского персонала энергосистем государств-участников параллельной работы	1 тренировка в 2 года для каждого НДЦ	НДЦ страны, организующей ее тренировку
9.	ПЛАН ЗАСЕДАНИЙ КОТК:		
9.1.	40-е заседание КОТК	Март 2022 г.	Секретариат КОТК, принимающая энергокомпания
9.2.	41-е заседание КОТК	Сентябрь 2022 г.	
9.3.	42-е заседание КОТК	Март 2023 г.	
9.4.	43-е заседание КОТК	Сентябрь 2023 г.	
10.	УТОЧНЕНИЕ ПЛАНА РАБОТЫ КОТК С УЧЕТОМ ДОСТИГНУТЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ.	Сентябрь ежегодно	Члены КОТК, Секретариат

Примечание: При необходимости КОТК может оперативно уточнять и дополнять План с учетом текущих задач по координации управления режимами и повышению надежности параллельной работы энергосистем.

MINISTERUL INFRASTRUCTURII
ȘI DEZVOLTĂRII REGIONALE
AL REPUBLICII MOLDOVA
ÎNȚEPRINDEREA DE STAT
"MOLDELECTRICA"

MD-2012, m. Chișinău, str. V. Alecsandri, 78
E-mail: cancelar@moldelectrica.md
Tel. (0-37322) 22-22-70; Fax 25-31-42,
IDNO 1002600004580, BC „Energbank” SA,
IBAN MD67EN000000222434279895



МИНИСТЕРСТВО ИНФРАСТРУКТУРЫ
И РЕГИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ
РЕСПУБЛИКИ МОЛДОВА
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
"MOLDELECTRICA"

МД-2012, м. Кишинэу, ул. В. Александри, 78
E-mail: cancelar@moldelectrica.md
Тел. (0-37322) 22-22-70; Факс 25-31-42,
IDNO 1002600004580, КБ «Energbank» АО,
IBAN MD67EN000000222434279895

25.03.2022 nr. 4654/495
La nr. D2-II-19-3081 din 21.03.2022

Председателю Правления СО ЕЭС,
Председателю КОТК
Г-ну Опадчему Ф.Ю.

Об участии в работе КОТК.

Уважаемый Федор Юрьевич!

В ответ на Ваше письмо № D2-II-19-3081 от 21.03.2022 года «Об утверждении параметров регулирования частоты и перетоков активной мощности и определении величин необходимых резервов мощности нормированного первичного регулирования в энергообъединении стран СНГ, Балтии и Грузии на 2022 – 2023 годы» сообщаем следующее.

Определение параметров, указанных в Приложениях №№ 1; 2; 3 для энергосистемы Молдовы не является необходимым учитывая несинхронную работу Молдавской энергосистемы с энергообъединением стран СНГ, Балтии и Грузии. По этой причине нет необходимости в участии Молдовы в голосовании по данному вопросу в 40-м заочном заседании КОТК.

В целях сохранения возможности дальнейшего сотрудничества на площадке КОТК предлагаем рассмотреть вариант изменения статуса ГП "Moldelectrica" в рамках КОТК, а именно:

статус "член КОТК" изменить на статус "наблюдатель КОТК".

С уважением,
Зам. Генерального директора

Заставнецкий В.А.

Исп.: Рыжков С.
тел.: +373 /22/ 253-567

АО «СО ЕЭС»	
ВХОД. №	4610
КОЛИЧЕСТВО ЛИСТОВ	ДАТА
1	28.03.2022

УТВЕРЖДЕН

Решением Координационного Совета при
Электроэнергетическом Совете СНГ

Протокол №__ от _____

СОСТАВ

**Комиссии по оперативно-технологической координации совместной
работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК)**

№ п/п	Ф.И.О.	Должность (с указанием организации)
1.	Тагиев Садир Садыг оглы	Заместитель начальника Центрального Диспетчерского Управления – главный диспетчер ОАО «Азербайджанская Республика», Азербайджанская Республика
2.	Мнацаканян Мнацакан Андриасович	Генеральный директор ЗАО «Оператор электроэнергетической системы», Республика Армения
3.	Ковалев Денис Васильевич	Заместитель генерального директора по оперативной работе – главный диспетчер ГПО «Белэнерго», Республика Беларусь
4.	Шинасилов Ералы Турсубекович	Директор Филиала АО «KEGOC» «НДЦ СО», Республика Казахстан
5.	Жумакадыров Алмасбек Маамытович	Первый заместитель генерального директора ОАО «НЭС Кыргызстана», Республика Кыргызстан
6.	Бондаренко Александр Федорович	Советник директора по управлению режимами ЕЭС АО «СО ЕЭС», Российская Федерация
7.	Алюшенко Игорь Дмитриевич	Заместитель главного инженера – главный диспетчер ПАО «Россети», Российская Федерация
8.	Шамонов Роман Геннадьевич	Начальник управления сопровождения ОТУ и режимов Департамента оперативно-технологического управления ПАО «Россети /ФСК ЕЭС», Российская Федерация
9.	Поторочин Дмитрий Николаевич	Руководитель департамента коммерческого диспетчирования Блока трейдинга ПАО «Интер РАО», Российская Федерация
10.	Тоиров Дустмурод Нурмуродович	Начальник Центральной диспетчерской службы ОАХК «Барки Точик», Республика Таджикистан
11.	Бобоев Музаффар Камилжанович	Директор ГУП «Национальный диспетчерский центр», Республика Узбекистан
12.	Зайченко Виталий Борисович	Директор по управлению ОЭС Украины – главный диспетчер ЧАО «НЭК «Укрэнерго», Украина
13.	Шамсиев Хамидулла Аманович	Директор МННО КДЦ «Энергия», Республика Узбекистан
Наблюдатели КОТК*		
14.	1. АО «Грузинская Государственная Электросистема», Грузия. 2. ГП «Moldelectrica», Республика Молдова. 3. Elering AS (Эстония), Augstspriguma tīkls AS (Латвия), Litgrid AB (Литва) в лице Секретариата Комитета энергосистем БРЭЛЛ.	

*по согласованию

РГ «Планирование и управление»

	Ф.И.О.	Должность, организация,	Контакты
1	АФАНАСЬЕВ Дмитрий Александрович	Руководитель РГ, Заместитель руководителя дирекции по развитию ЕЭС АО «СО ЕЭС», Российская Федерация	109074, г. Москва, Китайгородский проезд, д.7, стр. 3 +7 (495) 627-85-81 daa@so-ups.ru
2	ДЬЯЧКОВ Владимир Анатольевич	Заместитель главного диспетчера по режимам АО «СО ЕЭС», Российская Федерация	г. Москва, поселение Московский, д. Румянцево, Центральная ул., д.3А, стр. 1 (+7 495) 627-95-74 dyach@so-ups.ru
3	САФРОНОВ Андрей Николаевич	Начальник отдела режимной автоматики Службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики АО «СО ЕЭС», Российская Федерация	г. Москва, поселение Московский, д. Румянцево, Центральная ул., д.3А, стр. 1 (+7 495)627-95-37 saf@so-ups.ru
4	БАЛЯН Гарник Арменакович	Заместитель генерального директора, Главный инженер ЗАО «Оператор электроэнергетической системы», Республика Армения	375009 г. Ереван, ул. Абовяна, 27 (+37410) 52 47 25 (секретарь) Тел. (+374 10)56 53 55 Моб.(+374 99)10 09 85 Факс (+37410)54 73 17 office@energyoperator.am gbalyan@mail.ru
5	КОВАЛЕВ Денис Васильевич	Заместитель генерального директора по оперативной работе – главный диспетчер ГПО «Белэнерго», Республика Беларусь	220004 г. Минск, ул. Шорная,17 23-00 АТС ГПО «Белэнерго» (+375 17) 218-23-00 Факс (+375 17) 218-24-55 Телефон приемной (+375 17) 218-23-10 kovalev@belenergo.by
6	КАКУРА Владимир Владимирович	Начальник управления электрических режимов ГПО «Белэнерго», Республика Беларусь	220004 г. Минск, ул. Шорная,17 22-45 АТС ГПО «Белэнерго» (+37517) 218-22-45 Мобильный: (+375 29) 818-22-45 Kakura.VV@belenergo.by
7	ШИНАСИЛОВ Ералы Турсубекович	Директор филиала АО «KEGOC» «НДЦ СО», Республика Казахстан	010010, Республика Казахстан, г. Астана, район р-н Алматы, пр. Тәуелсіздік, 59 (+7172) 69-03-50, (663) – 350 (ЦДУ) (663) 352 (диспетчер) Shynasilov@kegoc.kz

	Ф.И.О.	Должность, организация,	Контакты
8	ИГНАТОВ Вячеслав Сергеевич	Заместитель начальника ЦДУ, начальник ЦДС, ГП «Moldelectrica», Республика Молдова	МД-2012, г. Кишинев, ул. В. Александрии, 78 тел.: (+37322) 253-270, факс: (+37322) 253-372 +373 68575590 ignatov@moldelectrica.md
9	ТОИРОВ Дустмурод Нурмуродович	Начальник Центральной диспетчерской службы ОАХК «Барки Точик», Республика Таджикистан	734026 г. Душанбе, ул. Исмоила Сомони, 64 (992 372) 29 52 71 (992 939) 28 47 47 (992 372) 29 53 70 (992 372) 35 86 92 barki.tojik@gmail.com toiroid8282@mail.ru
10	ШАМСИЕВ Хамидулла Аманович	Директор МННО КДЦ «Энергия», ОЭС Центральной Азии	100000 г. Ташкент, ул. Истиклол, 6 ЦДУ (663 9010) 300 Факс: (10-99871) 233-81-23 Тел. (10-99871) 236-02-66 Shamsiev@udc.uz ; sekretar@udc.uz khshamsiev@gmail.com
11	ФАНДУЛЬ Сергей Владимирович	Начальник Департамента оперативно-диспетчерской работы и обеспечения надежности энергосистемы ЧАО НЭК «Укрэнерго», Украина	Киев, Украина 01032, ул. С.Петлюры, 25 (+38 044) 238-38-38 nec-kanc@ua.energy
12	ГРАБЧАК Роман Васильевич	Начальник Департамента балансовой надежности ЧАО НЭК «Укрэнерго», Украина	Киев, Украина 01032, ул. С.Петлюры, 25 (+38 044) 238-31-93 nec-kanc@ua.energy
13	ПОТОРОЧИН Дмитрий Николаевич	Руководитель департамента коммерческого диспетчирования Блока трейдинга ПАО «Интер РАО»	119435 г. Москва, ул. Большая Пироговская, д. 27, стр. 2 тел. +7(495) 664 8840 (доб. 6809), моб.+7(985) 929-92-38 potorochin_dn@interrao.ru
14	БОБОЕВ Музаффар Камилжанович	Директор ГУП «Национальный диспетчерский центр», Республика Узбекистан	100084 г. Ташкент, Юнус-Абадский р-он, ул. ОСИЁ, 42. тел: +(99871) 236-62-58 soees.uz@gmail.com muzaffar.boboev.k@gmail.com
15	ШАМОНОВ Роман Геннадьевич	Начальник управления сопровождения ОТУ и режимов Департамента оперативно-технологического управления ПАО «Россети /ФСК ЕЭС», Российская Федерация	121353, Москва, ул. Беловежская, д. 4 +7(495) 710-95-06 Моб. 8 916 039 23 32 Shamonov-RG@rosseti.ru

	Ф.И.О.	Должность, организация,	Контакты
16	АБДЫРАСУЛОВ Улан Токтобаевич	Начальник ЦДС ОАО «НЭС Кыргыстана», Кыргызская Республика	720070 г. Бишкек, проспект Жибек Жолу, 326 Факс: (10-996312) 66-16-09 Раб. (10-996312) 62 13 00 Моб. (10-996770) 70 82 57 abdyrasulov@energo.kg newdis09@mail.ru
17	КАРАЕВ Юсиф Кадыр оглы	Начальник Службы Электрических Режимов Центрального Диспетчерского Управления ОАО «Азерэнержи», Азербайджанская Республика	AZ 1005 г. Баку, ул. Академика Абдулкерима Ализаде, 10 Раб. (+994 12) 490 09 89 Моб. (+994 50) 228 68 09 факс (+994 12) 498 55 29 yqarayev@azerenerji.gov.az

РГ «Регулирование частоты и мощности»

	Ф.И.О.	Должность, организация,	Контакты
1	САЦУК Евгений Иванович	Руководитель РГ, Начальник Службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики АО «СО ЕЭС», Российская Федерация	г. Москва, поселение Московский, д. Румянцево, Центральная ул., д.3А, стр. 1 (+7 499)788-15-18 satsuk-ei@so-ups.ru
2	САФРОНОВ Андрей Николаевич	Начальник отдела режимной автоматики Службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики АО «СО ЕЭС», Российская Федерация	г. Москва, поселение Московский, д. Румянцево, Центральная ул., д.3А, стр. 1 (+7 495)627-95-37 saf@so-ups.ru
3	БАЛЯН Гарник Арменакович	Заместитель генерального директора, Главный инженер ЗАО «Оператор электроэнергетической системы», Республика Армения	375009 г. Ереван, ул. Абовяна, 27 (+37410) 52 47 25 (секретарь) Моб.(+374 99)10 09 85 Тел. (+37410)56 53 55 Факс (+37410)54 73 17 (669-73) 28 51 (ЦДУ) office@energyoperator.am gbalyan@mail.ru
4	КОВАЛЕВ Денис Васильевич	Заместитель генерального директора по оперативной работе – главный диспетчер ГПО «Белэнерго», Республика Беларусь	220004 г. Минск, ул. Шорная,17 23-00 АТС ГПО «Белэнерго» (+375 17) 218-23-00 Факс (+375 17) 218-24-55 Телефон приемной (+375 17) 218-23-10 kovalev@belenergo.by
5	КУДРЯВЕЦ Дмитрий Иванович	Начальник диспетчерской службы ГПО «Белэнерго», Республика Беларусь	220004 г. Минск, ул. Шорная,17 23-62 АТС ГПО «Белэнерго» (+375 17) 218-23-62 Мобильный: (+375 29) 289-90-72 Kudryavec.DI@belenergo.by
6	ДРАГУН Александр Александрович	Начальник управления прогнозирования и оптимизации режимов работы электростанций ГПО «Белэнерго», Республика Беларусь	220004 г. Минск, ул. Шорная,17 23-49 АТС ГПО «Белэнерго» (+375 17) 218-23-49 Мобильный: (+375 29) 746-86-77 Dragun@belenergo.by
7	ДИДОРЕНКО Евгений Владимирович	Главный диспетчер филиала АО «KEGOC» «НДЦ СО», Республика Казахстан	010010, Республика Казахстан, г. Астана, район р-н Алматы, пр. Тәуелсіздік, 59 (663)13-51

	Ф.И.О.	Должность, организация,	Контакты
			(+7172) 690-351 didorenko@kegoc.kz
8	АБДЫРАСУЛОВ Улан Токтобаевич	Начальник ЦДС ОАО «НЭС Кыргызстана», Кыргызская Республика	720070 г. Бишкек, проспект Жибек Жолу, 326 Факс: (10-996312) 66-16-09 Раб. (10-996312) 62 13 00 Моб. (10-996770) 70 82 57 abdyrasulov@energo.kg newdis09@mail.ru
9	ИГНАТОВ Вячеслав Сергеевич	Заместитель начальника ЦДУ, начальник ЦДС, ГП «Moldelectrica», Республика Молдова	МД-2012, г. Кишинев, ул. В. Александрии, 78 тел.: (+37322) 253-270, факс: (+37322) 253-372 +373 68575590 ignatov@moldelectrica.md
10	ЛИХОВИД Юрий Григорьевич	Начальник отдела координации работы АСУТП электростанций и САРЧМ Департамента балансовой надежности ЧАО «НЭК «Укрэнерго», Украина	Киев, Украина 01032, ул. С.Петлюры, 25 (+38 044) 238-38-38 Lykhovyd.YG@ua.energy nec-kanc@ua.energy
11	ЗУФАРОВ Аваз Мамурович	Заместитель директора ГУП «Национальный диспетчерский центр», Республика Узбекистан	100084 г. Ташкент, Юнус-Абадский р-он, ул. ОСИЁ, 42. тел: +(99871) 236-62-50 soees.uz@gmail.com zufarovavaz@gmail.com
12	КАРИМОВ Умар Атабекович	Главный эксперт Департамента коммерческого диспетчирования Блока трейдинга ПАО «Интер РАО», Российская Федерация,	119435 г. Москва, ул. Большая Пироговская, д. 27, стр. 2 Тел. (495) 664-88-40 доб.2450 Факс: (495) 664-88-41 Моб. +79651164792 karimov_ua@interrao.ru
13	ШАМОНОВ Роман Геннадьевич	Начальник управления сопровождения ОТУ и режимов Департамента оперативно- технологического управления ПАО «Россети /ФСК ЕЭС», Российская Федерация	121353, Москва, ул. Беловежская, д. 4 +7(495) 710-95-06 Моб. 8 916 039 23 32 Shamonov-RG@rosseti.ru
14	УКОЛОВ Владимир Анатольевич	Руководитель Ситуационно- аналитического центра ПАО «Россети», Российская Федерация	121353, Москва, ул. Беловежская, д. 4 (495) 995-53-33 (доб. 4000) Ukolov-VA@rosseti.ru

	Ф.И.О.	Должность, организация,	Контакты
15	ШАМСИЕВ Хамидулла Аманович	Директор МННО КДЦ «Энергия», ОЭС Центральной Азии	100000 г. Ташкент, ул. Истиклол, 6 ЦДУ (663 9010) 300 (10-99871) 233-81-23 (10-99871) 236-02-66 Shamsiev@udc.uz
16	ТОИРОВ Дустмурод Нурмуродович	Начальник Центральной диспетчерской службы ОАХК «Барки Точик», Республика Таджикистан	734026 г. Душанбе, ул. Исмоила Сомони, 64 (992 372)29 52 71 (992 372)29 53 70 (992 372)35 86 92 barki.tojik@gmail.com toiroid8282@mail.ru
17	КАРАЕВ Юсиф Кадыр оглы	Начальник Службы Электрических Режимов Центрального Диспетчерского Управления ОАО «Азерэнержи», Азербайджанская Республика	AZ 1005 г. Баку, ул. Академика Абдулкерима Ализаде, 10 Раб. (+994 12) 490 09 89 Моб. (+994 50) 228 68 09 факс (+994 12) 498 55 29 yqarayev@azerenerji.gov.az

РГ «Противоаварийное управление»

	Ф.И.О.	Должность, организация	Контакты
1.	САЦУК Евгений Иванович	Руководитель РГ, Начальник Службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики АО «СО ЕЭС», Российская Федерация	г. Москва, поселение Московский, д. Румянцево, Центральная ул., д.3А, стр. 1 (+7 499)788-15-18 satsuk-ei@so-ups.ru
2.	ДЬЯЧКОВ Владимир Анатольевич	Заместитель главного диспетчера по режимам АО «СО ЕЭС», Российская Федерация	г. Москва, поселение Московский, д. Румянцево, Центральная ул., д.3А, стр. 1 (+7 495) 627-95-74 dyach@so-ups.ru
3.	ШАМСИЕВ Хамидулла Аманович	Директор МННО КДЦ «Энергия», ОЭС Центральной Азии	100000 г. Ташкент, ул. Истиклол, 6 ЦДУ (663 9010) 300 Факс: (10-99871) 233-81-23 Тел. (10-99871) 236-02-66 Shamsiev@udc.uz ; sekretar@udc.uz khshamsiev@gmail.com
4.	КОВАЛЕВ Денис Васильевич	Заместитель генерального директора по оперативной работе – главный диспетчер ГПО «Белэнерго» Республика Беларусь	220004 г. Минск, ул. Шорная,17 23-00 АТС ГПО «Белэнерго» (+375 17) 218-23-00 Факс (+375 17) 218-24-55 Телефон приемной (+375 17) 218-23-10 kovalev@belenergo.by
5.	ПАШКОВИЧ Николай Петрович	Начальник управления релейной защиты и автоматики ГПО «Белэнерго», Республика Беларусь	220004 г. Минск, ул. Шорная,17 26-80 АТС ГПО «Белэнерго» (+375 17) 218-26-80 Мобильный: (+375 33) 670-43-69 Pashkovich.NP@belenergo.by
6.	ДИДОРЕНКО Евгений Владимирович	Главный диспетчер филиала АО «KEGOC» «НДЦ СО», Республика Казахстан	010010, Республика Казахстан, г. Астана, район р-н Алматы, пр. Тәуелсіздік, 59 (663)13-51 (ЦДУ) (+7172) 690-351 didorenko@kegoc.kz
7.	СУРУС Лариса Валериевна	Начальник отдела расчетов уставок и анализа работы релейной защиты и противоаварийной автоматики Департамента оперативно- диспетчерской работы и обеспечения надежности	Киев, Украина 01032, ул. С.Петлюры, 25 (+38 044) 238-35-53 Surus.LV@ua.energy

	Ф.И.О.	Должность, организация	Контакты
		энергосистемы ЧАО НЭК «Укрэнерго», Украина	
8.	ПРИВАЛОВ Юрий Леонидович	Начальник отдела электрических режимов Департамента оперативно- диспетчерской работы и обеспечения надежности энергосистемы НЭК «Укрэнерго», Украина	Киев, Украина 01032, ул. С.Петлюры, 25 (+38 044) 238-30-40 Pryvalov.YL@ua.energy
9.	ШАМОНОВ Роман Геннадьевич	Начальник управления сопровождения ОТУ и режимов Департамента оперативно-технологического управления ПАО «Россети /ФСК ЕЭС», Российская Федерация	121353, Москва, ул. Беловежская, д. 4 +7(495) 710-95-06 Моб.8 916 039 23 32 Shamonov-RG@rosseti.ru
10.	СЕВАКОВ Аурел Юрьевич	Заместитель начальника ЦСРЗА по оперативной работе, начальник оперативно – расчетного сектора, ГП «Moldelectrica», Республика Молдова	МД-2012, г. Кишинев, ул. В. Александрии, 78 тел.:(+37322)253-485, факс: (+37322) 253-372 (+373 68) 060-050 seva@moldelectrica.md
11.	БАЛЯН Гарник Арменакович	Заместитель генерального директора, Главный инженер ЗАО «Оператор электроэнергетической системы», Республика Армения	375009 г. Ереван, ул. Абовяна, 27 (+37410) 52 47 25 (секретарь) Моб. (+374 99) 10 09 85 Тел. (+37410) 56 53 55 Факс (+37410) 54 73 17 office@energyoperator.am gbalyan@mail.ru
12.	ГЕРИХ Валентин Платонович	Советник Председателя Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ, Российская Федерация	119049, г. Москва, Ленинский проспект, 9 т.(495) 710-58-00, доб. 46-63 ф.(495) 625-86-05 моб. +79853647587 gvp@energo-cis.org
13.	ЗУФАРОВ Аваз Мамурович	Заместитель директора ГУП «Национальный диспетчерский центр», Республика Узбекистан	100084 г.Ташкент, Юнус-Абадский р-он, ул. ОСИЁ, 42. тел: +(99871) 236-62-50 soees.uz@gmail.com zufarovavaz@gmail.com
14.	КАРИМОВ Умар Атабекович	Главный эксперт Департамента коммерческого диспетчирования Блока трейдинга ПАО «Интер РАО», Российская Федерация,	119435 г. Москва, ул. Большая Пироговская, д. 27, стр. 2 Тел. (495) 664-88-40 доб.2450 Факс: (495) 664-88-41 Моб. +79651164792 karimov_ua@interrao.ru

	Ф.И.О.	Должность, организация	Контакты
15.	ТОИРОВ Дустмурод Нурмуродович	Начальник Центральной диспетчерской службы ОАХК «Барки Точик», Республика Таджикистан	734026 г. Душанбе, ул. Исмоила Сомони, 64 (992 372)29 52 71 (992 372)29 53 70 (992 372)35 86 92 barki.tojik@gmail.com toirovd8282@mail.ru
16.	АБДЫРАСУЛОВ Улан Токтобаевич	Начальник ЦДС ОАО «НЭС Кыргыстана», Кыргызская Республика	720070 г. Бишкек, проспект Жибек Жолу, 326 Факс: (10-996312) 66-16-09 Раб. (10-996312) 62 13 00 Моб. (10-996770) 70 82 57 abdyrasulov@energo.kg newdis09@mail.ru
17.	УКОЛОВ Владимир Анатольевич	Руководитель Ситуационно- аналитического центра ПАО «Россети», Российская Федерация	121353, Москва, ул. Беловежская, д. 4 (495) 995-53-33 (доб. 4000) Ukolov-VA@rosseti.ru
18.	КАРАЕВ Юсиф Кадыр оглы	Начальник Службы Электрических Режимов Центрального Диспетчерского Управления ОАО «Азерэнержи», Азербайджанская Республика	AZ 1005 г. Баку, ул. Академика Абдулкерима Ализаде, 10 Раб. (+994 12) 490 09 89 Моб. (+994 50) 228 68 09 факс (+994 12) 498 55 29 yqarayev@azerenerji.gov.az