

**ПРОТОКОЛ**  
**2-го заседания Координационного совета**  
**при Электроэнергетическом Совете СНГ**

**15 декабря 2021 года**

**г. Москва**

Во 2-м заседании Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ в формате видеоконференции приняли участие:

от Азербайджанской Республики – Рзаев Асаф Асад оглы, уполномоченный представитель Министерства энергетики Азербайджанской Республики,

от Республики Армения – Варданян Акоп Гагикович, член Координационного совета при ЭЭС СНГ, заместитель Министра территориального управления и инфраструктур Республики Армения,

от Республики Беларусь – Мороз Денис Равильевич, член Координационного совета при ЭЭС СНГ, заместитель Министра энергетики Республики Беларусь,

от Республики Казахстан – Нурмаганбетов Жандос Демесинович, вице-министр энергетики Республики Казахстан,

от Кыргызской Республики – Эсенгулов Мирбек Омурбекович, уполномоченный представитель Министерства энергетики и промышленности Кыргызской Республики,

от Российской Федерации – Сниккарс Павел Николаевич, Председатель Координационного совета при ЭЭС СНГ, заместитель Министра энергетики Российской Федерации,

от Республики Таджикистан – Шоимзода Джамшед Шоди, член Координационного совета при ЭЭС СНГ, первый заместитель Министра энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан,

от Республики Узбекистан – Ходжаев Шерзод Хикматуллаевич, член Координационного совета при ЭЭС СНГ, заместитель Министра энергетики Республики Узбекистан,

а также руководители Рабочих групп Электроэнергетического Совета СНГ, сотрудники Исполнительного комитета СНГ, Евразийской

экономической комиссии и Исполнительного комитета ЭЭС СНГ  
**(Приложение 1).**

Заседание Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ открыл и вел Председатель Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ Сниккарс П.Н.

Участники заседания утвердили Повестку дня заседания Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ:

1. Об актуализации направлений деятельности Электроэнергетического Совета СНГ.

*(пп. 3 п. 3 Протокола 58-го заседания ЭЭС СНГ от 30 июня 2021 года; пп. 3.2. Протокола 1-го заседания Координационного совета при ЭЭС СНГ от 19 августа 2021 года)*

2. О дополнении проекта Плана мероприятий Электроэнергетического Совета СНГ на 2022 год.

*(Протокольное решения Экономического совета СНГ от 18 июня 2021 года «Об итогах выполнения Плана первоочередных мероприятий по реализации Концепции сотрудничества государств-участников СНГ в области использования возобновляемых источников энергии, утвержденного Решением Совета глав правительств СНГ от 20 ноября 2013 года»; письмо Исполнительного комитета СНГ с официальной рассылкой документа от 30.06.2021 № 5-4/0892)*

3. О выполнении решений 1-го заседания Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ.

4. Об использовании механизмов и возможностей Межгосударственной программы инновационного сотрудничества государств-участников СНГ на период до 2030 года.

*(письмо Исполнительного комитета СНГ от 14.07.2021 № 5-5/0948; пп. 7.3. и 7.4. Протокола 1-го заседания Координационного совета при ЭЭС СНГ от 19 августа 2021 года)*

5. О документах Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК)

5.1. О проекте Плана работы КОТК на 2022-2023 гг.

5.2. О проекте Общих требований к оформлению, разработке и содержанию программ переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств релейной защиты и автоматики.

5.3. О проекте Положения о системе релейной защиты и автоматическом повторном включении межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем (секций) шин и автотрансформаторов (трансформаторов).

*(Протокол 39-го заседания КОТК от 29-30 сентября 2021 года)*

6. О проекте Плана по реализации Меморандума о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом СНГ и Европейской Экономической Комиссией ООН на 2021-2025 годы.

*(п. 4 Протокола 5-го заседания Рабочей группы по экологии, энергоэффективности и ВИЭ от 5 апреля 2021 года)*

7. О полномочиях Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ.

*(в связи с принятием Положения о Координационном совете при Электроэнергетическом Совете СНГ)*

8. О подготовке к 59-му заседанию Электроэнергетического Совета СНГ.

*(п.п. 7.2.-7.4. Протокола 1-го заседания Координационного совета при ЭЭС СНГ от 19 августа 2021 года)*

9. О дате и месте проведения очередного заседания Координационного совета при ЭЭС СНГ.

По результатам рассмотрения включенных в Повестку дня заседания вопросов участники заседания Координационного совета приняли следующие решения:

## **1. Об актуализации направлений деятельности Электроэнергетического Совета СНГ.**

**Выступили:** Сниккарс П.Н., Кузько И.А., Большаков О.Н., Лосенков Д.М., Гордиенко В.М., Горовиков В.Л., Опадчий Ф.Ю., Мороз Д.Р., Кули-заде-А.М., Петрова Н.А. Эсенгулов М.О.

### **Решили:**

1. Рекомендовать Электроэнергетическому Совету СНГ рассмотреть на заседании информацию о вступлении в силу Протокола от 20 ноября 2013 года о внесении изменений в Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств от 14 февраля 1992 года.

2. Поручить Исполнительному комитету ЭЭС СНГ провести консультации по предложениям государств-участников СНГ об изменении структуры работы Рабочих групп Электроэнергетического Совета СНГ.

3. Повторно внести данный вопрос на очередное заседание Координационного совета при ЭЭС СНГ.

4. Рабочим группам и другим структурам Электроэнергетического Совета СНГ при разработке планов работы указывать связь мероприятий с положениями стратегических и концептуальных документов и планов по их реализации, принятых в рамках СНГ и ЭЭС СНГ.

5. Рабочей группе «Формирование общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ» обратить внимание на необходимость углубления взаимодействия с Подкомитетом по формированию общего электроэнергетического рынка ЕАЭС.

## **2. О дополнении проекта Плана мероприятий Электроэнергетического Совета СНГ на 2022 год.**

**Выступили:** Кузько И.А., Сниккарс П.Н., Нурмаганбетов Ж.Д., Мороз Д.В., Кули-заде А.М.

**Решили:**

1. Одобрить уточненный проект Плана мероприятий Электроэнергетического Совета СНГ на 2022 год (**Приложение 2**) и внести его на утверждение Электроэнергетического Совета СНГ.

2. Поручить Рабочей группе по экологии, энергоэффективности и ВИЭ подготовить предложения по разработке проекта Плана первоочередных мероприятий на 2022-2030 годы по реализации Концепции сотрудничества государств-участников СНГ в области использования возобновляемых источников энергии, утвержденной Решением Совета глав правительств СНГ от 20 ноября 2013 года, и внести их на рассмотрение очередного заседания Координационного совета при ЭЭС СНГ.

**3. О выполнении решений 1-го заседания Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ.**

**Выступили:** Кузько И.А., Сниккарс П.Н., Опачий Ф.Ю.

**Решили:**

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета о проведении 21 октября 2021 года совещания по рассмотрению предложения Министерства энергетики Республики Беларусь о внесении изменений в Положение о Координационном совете при Электроэнергетическом Совете СНГ в формате видеоконференции.

2. Исполнительному комитету подготовить уточненный проект Положения о Координационном совете при Электроэнергетическом Совете СНГ и направить его в профильные министерства государств-участников СНГ с последующим внесением на рассмотрение Координационного совета при ЭЭС СНГ.

3. Исполнительному комитету актуализировать Макет Доклада о состоянии дел в государствах-участниках СНГ в части цифровой трансформации электроэнергетики и внести его на утверждение Координационного совета при ЭЭС СНГ.

**4. Об использовании механизмов и возможностей Межгосударственной программы инновационного сотрудничества государств-участников СНГ на период до 2030 года.**

**Выступили:** Кузько И.А., Окунев А.А., Сниккарс П.Н.

**Решили:**

1. Принять к сведению информацию Вице-президента по региональному развитию и взаимодействию с СНГ Фонда «Сколково» А.А. Окунева о Межгосударственной программе инновационного

сотрудничества государств-участников СНГ на период до 2030 года и механизмах ее реализации в государствах-участниках СНГ.

2. Просить оператора Межгосударственной программы инновационного сотрудничества Фонд «Сколково» сформировать информационный пакет об используемых в электроэнергетической отрасли инновационных разработках, продуктах и решениях, опробованных, внедренных и используемых в государствах-участниках СНГ (включая объекты критической информационной структуры, цифровые решения, проблематику технического обслуживания и ремонта, надежности и безопасности, систему охраны труда, подготовку персонала), сведения о которых имеются в распоряжении оператора программы и представить его в Исполнительный комитет СНГ в срок до 15 января 2022 года.

3. Исполнительному комитету СНГ направить указанную информацию в Исполнительный комитет ЭЭС СНГ с целью ознакомления членов Координационного совета при ЭЭС СНГ.

## **5. О документах Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК)**

**Выступили:** Сниккарс П.Н., Опадчий Ю.Ф.

### **5.1. О проекте Плана работы КОТК на 2022-2023 гг.**

**Решили:**

1. Утвердить План работы КОТК на 2022 – 2023 гг. (Приложение 3).

**5.2. О проекте Общих требований к оформлению, разработке и содержанию программ переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств релейной защиты и автоматики.**

**Решили:**

1. Утвердить Общие требования к оформлению, разработке и содержанию программ переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств релейной защиты и автоматики (Приложение 4).

2. Внести на рассмотрение 59-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ вопрос о признании утратившими силу Общих требований к разработке и содержанию программ и бланков переключений по выводу из работы и вводу устройств релейной защиты и автоматики, утвержденных Решением 46-го заседания ЭЭС СНГ от 24 октября 2014 года.

3. Рекомендовать профильным министерствами национальным электроэнергетическим компаниям государств-участников СНГ руководствоваться Общими требованиями к оформлению, разработке и содержанию программ переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств релейной защиты и автоматики в своей деятельности и при разработке соответствующих документов государств-участников СНГ.

**5.3. О проекте Положения о системе релейной защиты и автоматическом повторном включении межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем (секций) шин и автотрансформаторов (трансформаторов).**

**Решили:**

1. Утвердить Положение о системе релейной защиты и автоматическом повторном включении межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем (секций) шин и автотрансформаторов (трансформаторов) (**Приложение 5**).

2. Внести на рассмотрение 59-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ вопрос о признании утратившим силу Положения о релейной защите (РЗ) и автоматическом повторном включении (АПВ) межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем шин и автотрансформаторов (АТ), утвержденного Решением 36-го заседания ЭЭС СНГ от 24 октября 2009 года.

3. Рекомендовать профильным министерствами национальным электроэнергетическим компаниям государств – участников СНГ руководствоваться Положением о системе релейной защиты и автоматическом повторном включении межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем (секций) шин и автотрансформаторов (трансформаторов) в своей деятельности и при разработке соответствующих документов государств-участников СНГ.

**6. О проекте Плана по реализации Меморандума о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом СНГ и Европейской Экономической Комиссией ООН на 2021-2025 годы.**

**Выступили:** Кузько И.А., Сниккарс П.Н., Кули-заде А.М.,

**Решили:**

1. Одобрить проект Плана по реализации Меморандума о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом СНГ и Европейской Экономической Комиссией ООН на 2021-2025 годы (**Приложение 6**).

2. Принять к сведению одобрение и принятие Комитетом по устойчивой энергетике ЕЭК ООН подпрограммы ЕЭК ООН, в рамках которой будет осуществляться реализация совместных мероприятий.

3. Рекомендовать Электроэнергетическому Совету СНГ утвердить на очередном заседании План по реализации Меморандума о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом СНГ и Европейской Экономической Комиссией ООН на 2021-2025 годы.

**7. О полномочиях Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ.**

**Выступили:** Сниккарс П.Н.

**Решили:**

1. Одобрить проект Решения Электроэнергетического Совета СНГ о полномочиях Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ (**Приложение 7**) и внести его на рассмотрение 59-го заседания ЭЭС СНГ.

**8. О подготовке к 59-му заседанию Электроэнергетического Совета СНГ.**

**Выступили:** Сниккарс П.Н., Рзаев А.А., Мороз Д.Р., Дейнего И.В.

**Решили:**

1. Одобрить с учетом состоявшегося обсуждения проекты Повестки дня 59-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ и Решений по вопросам, включенным в Повестку дня (**Приложение 8**), и внести их на рассмотрение ЭЭС СНГ.

2. Одобрить с учетом поступивших предложений от государств Содружества и состоявшегося обсуждения проект Совместного заявления участников 59-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ по глобальной климатической повестке и проводимой политики в государствах-участниках СНГ в данной области (**Приложение 9**) и внести его на рассмотрение ЭЭС СНГ.

3. Государствам-участникам СНГ до 17 декабря 2021 года включительно направить в Исполнительный комитет свои позиции о возможном согласовании даты проведения 59-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ 28 декабря 2021 года в 14.00 по московскому времени в формате видеоконференции.

**9. О дате и месте проведения очередного заседания Координационного совета.**

**Выступили:** Сниккарс П.Н., Кузько И.А.

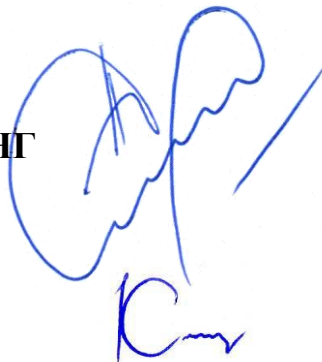
**Решили:**

1. Провести очередное 3-е заседание Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ в феврале 2022 года в формате видеоконференции.

Настоящий Протокол составлен в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр настоящего Протокола хранится в Исполнительном комитете ЭЭС СНГ, который направит членам

Электроэнергетического Совета СНГ и членам Координационного Совета при ЭЭС СНГ его заверенную копию.

**Председатель  
Координационного совета при ЭЭС СНГ**

A handwritten signature in blue ink, consisting of a large, stylized initial 'P' followed by a surname, and a separate signature 'Кузько' below it.

**П.Н. Сниккарс**

**Председатель  
Исполнительного комитета ЭЭС СНГ**

**И.А. Кузько**



**Список участников  
2-го заседания Координационного совета  
при Электроэнергетическом Совете СНГ**

<b>Азербайджанская Республика</b>		
1.	Рзаев Асаф Асад оглы	Уполномоченный представитель Министерства энергетики
<b>Республика Армения</b>		
2.	Варданян Акоп Гагикович	Член Координационного совета при ЭЭС СНГ, Заместитель Министра территориального управления и инфраструктур
<b>Республика Беларусь</b>		
3.	Мороз Денис Равильевич	Член Координационного совета при ЭЭС СНГ, Заместитель Министра энергетики
<b>Республика Казахстан</b>		
4.	Нурмаганбетов Жандос Демесинович	Вице-министр энергетики
<b>Кыргызская Республика</b>		
5.	Эсенгулов Мирбек Омурбекович	Уполномоченный представитель Министерства энергетики и промышленности
<b>Российская Федерация</b>		
6.	Сниккарс Павел Николаевич	Председатель Координационного совета при ЭЭС СНГ, Заместитель Министра энергетики
<b>Республика Таджикистан</b>		
7.	Шоимзода Джамшед Шоди	Член Координационного совета при ЭЭС СНГ, Первый заместитель Министра энергетики и водных ресурсов
<b>Республика Узбекистан</b>		
8.	Ходжаев Шерзод Хикматуллаевич	Член Координационного совета при ЭЭС СНГ, Заместитель Министра энергетики
<b>Руководители Рабочих групп Электроэнергетического Совета СНГ</b>		
9.	Большаков Олег Вадимович	Руководитель Рабочей группы по метрологическому обеспечению энергетической отрасли СНГ
10.	Гладковский Григорий Константинович	Руководитель Рабочей группы «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках

		СНГ», заместитель главного инженера ПАО «Россети»
11.	Гордиенко Валерий Михайлович	Руководитель Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях, Советник Генерального директора АО «Техническая инспекция ЭС»
12.	Лосенков Дмитрий Михайлович	Заместитель Председателя Комиссии по координации сотрудничества государственных органов энергетического надзора государств-участников СНГ, Первый заместитель генерального директора, главный инженер ГУ «Государственный энергетический и газовый надзор» Министерства энергетики
13.	Мищеряков Сергей Васильевич	Руководитель Рабочей группы по вопросам работы с персоналом и подготовке кадров в энергетике, Генеральный директор Некоммерческого Партнерства «Корпоративный образовательный и научный центр Единой энергетической системы»
14.	Опадчий Федор Юрьевич	Председатель Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии, Председатель Правления АО «СО ЕЭС»
15.	Сапаров Михаил Исаевич	Руководитель Рабочей группы по экологии, энергоэффективности и ВИЭ, Заведующий Отделением энергоэффективности и экологии в электроэнергетике в АО «ЭНИН» им. Г.М. Кржижановского
16.	Сучков Владимир Петрович	Заместитель Руководителя Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях, начальник Управления технического надзора филиала ПАО «Россети» - Центр технического надзора
<b>Исполнительный Комитет Электроэнергетического Совета СНГ</b>		
17.	Кузько Игорь Анатольевич	Председатель
18.	Петрова Нина Алексеевна	Заместитель Председателя
<b>Исполнительный Комитет СНГ</b>		

19.	Кули-Заде Аладдин Мусеиб Оглы	Заместитель Директора Департамента экономического сотрудничества
20.	Ивлиев Андрей Александрович	Советник департамента экономического сотрудничества
<b>Евразийская экономическая комиссия</b>		
21.	Герман Максим Андреевич	Консультант Департамента энергетики
<b>Представители государств-участников СНГ</b>		
<b>Республика Армения</b>		
22.	Кешишян Виктория Зограбовна	Начальник отдела возобновляемой энергетики Министерства территориального управления и инфраструктур Республики Армения
<b>Республика Казахстан</b>		
23.	Дейнего Иван Васильевич	Главный менеджер отдела управления НИОКР и Энергоэффективностью Департамента инновационно-технологической политики АО «КЕГОК»
<b>Российская Федерация</b>		
24.	Паршин Дмитрий Анатольевич	Референт Департамента развития электроэнергетики Министерства энергетики
25.	Аксенов Константин Вячеславович	Начальник Департамента сопровождения торговли электрической энергией Управления развития конкурентного ценообразования Ассоциации «НП Совет Рынка»
26.	Артемьев Константин Петрович	директор по работе на оптовом рынке АО «Концерн Росэнергоатом»
27.	Айметор Рустем Рафаэльевич	Начальник Департамента взаимодействия с клиентами и рынком ПАО «Россети»
28.	Афанасьев Дмитрий Александрович	Заместитель руководителя дирекции по развитию ЕЭС АО «СО ЕЭС»
29.	Белокрыс Алексей Михайлович	Руководитель проекта Департамента экспертизы новых технологий Управления аудита и технологической экспертизы Ассоциации «НП Совет Рынка»
30.	Данильян Нателла Рафаиловна	Заместитель руководителя департамента методологии торговой деятельности и взаимодействия с органами власти Блока трейдинга ПАО «Интер РАО»
31.	Димова Нина Николаевна	Главный эксперт Департамента мониторинга Управления мониторинга и контроля

		Ассоциации «НП Совет Рынка»
32.	Зубков Антон Александрович	Заместитель Генерального директора по стратегии АО «Русатом инфраструктурные решения» («РИР»)
33.	Кондакова Кристина Михайловна	Ведущий эксперт Управления международного сотрудничества ПАО «РусГидро»
34.	Логаткин Андрей Вячеславович	Директор – начальник Департамента международного сотрудничества ПАО «Россети»
35.	Меребашвили Тамара Александровна	Председатель Правления Ассоциации «Цифровая энергетика», Заместитель генерального директора, руководитель Блока корпоративных и имущественных отношений, корпоративный секретарь ПАО «Интер РАО»
36.	Новиков Алексей Александрович	Руководитель Управления перспективного развития и работы с инфраструктурой ОРЭМ АО «Концерн Росэнергоатом»
37.	Окунев Александр Анатольевич	Заместитель вице-президента по региональному развитию и взаимодействию с СНГ Фонда развития Центра разработки и коммерциализации новых технологий «Фонд Сколково»
38.	Панина Александра Геннадьевна	Член Правления, врио руководителя Блока трейдинга ПАО «Интер РАО»
39.	Сохилян Артем Бабкенович	Начальник Управления международного сотрудничества ПАО «РусГидро»
40.	Холуева Юлия Анатольевна	Исполнительный директор Ассоциации «Цифровая энергетика»
<b>Республика Таджикистан</b>		
41.	Ходжаев Зухуриддин Одинаевич	Начальник службы надежности ОАО «Распределительные электрические сети»

**Утвержден**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 59 от \_\_\_\_\_ 2021 года

**План мероприятий  
Электроэнергетического Совета СНГ на 2022 год**

№ п/п	Наименование мероприятия
<b>1. Разработка и утверждение (одобрение) Электроэнергетическим Советом СНГ проектов документов.</b>	
1.1.	Проекты документов, вносимых Рабочими группами и другими структурами ЭЭС СНГ и согласованных Координационным советом при ЭЭС СНГ.
1.2.	Отчет Электроэнергетического Совета СНГ за 2021 год.
1.3.	Проект Плана мероприятий Электроэнергетического Совета СНГ на 2023 год.
1.4.	Предложения по разработке проекта Плана первоочередных мероприятий на 2022-2030 годы по реализации Концепции сотрудничества государств-участников СНГ в области использования возобновляемых источников энергии, утвержденной Решением Совета глав правительств СНГ от 20 ноября 2013 года.
<b>2. Организация Исполнительным комитетом семинаров, конференций, симпозиумов, соревнований, выставок других мероприятий.</b>	
2.1.	Международные соревнования профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ - Международные соревнования оперативно-выездных бригад 0,4-10 кВ.
2.2.	Конкурс на лучшее печатное издание государств-участников СНГ, организуемый в рамках Электроэнергетического Совета СНГ в номинации непериодические издания.
2.3.	Международный молодежный конкурс «Инновации в электроэнергетике» (совместно с базовой организацией по подготовке персонала – НИУ «МЭИ»).
2.4.	Многосторонний круглый стол (HardTalk) ЕЭК ООН и ЭЭС СНГ по трансграничному сотрудничеству государств-участников СНГ и ЕАЭС в области использования возобновляемых источникам энергии: окна возможности, барьеры, перспективы и рекомендации.

<b>3. Сотрудничество с отраслевыми органами СНГ, ЕАЭС и другими международными и иными организациями.</b>	
3.1.	<p>Сотрудничество с Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации СНГ и с Межгосударственным техническим комитетом по стандартизации (МТК) «Электроэнергетика» в соответствии с Соглашением от 24 октября 2014 года и Планом мероприятий по его реализации.</p> <p>Утверждение Плана мероприятий по реализации Соглашения о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом СНГ и Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации Содружества Независимых Государств на 2022 – 2025 годы.</p>
3.2.	<p>Сотрудничество с Межгосударственным экологическим советом государств-участников СНГ в соответствии с Соглашением о сотрудничестве от 22 декабря 2015 года и Планом мероприятий по его реализации.</p>
3.3.	<p>Сотрудничество Электроэнергетического Совета СНГ с Евразийской экономической комиссией в соответствии с Меморандумом о сотрудничестве от 2 ноября 2018 года и Планом мероприятий по сотрудничеству.</p> <p>Международная конференция по экологии, энергоэффективности и ВИЭ.</p> <p>Научно-практическая конференция по вопросам экологии, энергоэффективности, ВИЭ и изменения климата.</p>
3.4.	Сотрудничество с организациями ООН.
3.4.1.	<p>Сотрудничество с Европейской экономической комиссией ООН (ЕЭК ООН) в соответствии с Меморандумом о взаимопонимании от 25 апреля 2014 года.</p> <p>Проект Плана совместных мероприятий Электроэнергетического Совета СНГ и Европейской Экономической Комиссии ООН на 2021-2025 годы.</p>
3.4.2.	<p>Сотрудничество с Экономической и социальной комиссией ООН для Азии и Тихого океана (ЭСКАТО ООН).</p> <p>Участие в мероприятиях и проектах ЭСКАТО по согласованию.</p>
3.5.	<p>Сотрудничество с Международным агентством по возобновляемым источникам энергии (IRENA) в соответствии с Меморандумом о взаимопонимании.</p>
3.6.	<p>Сотрудничество с международной некоммерческой ассоциацией «Всемирная сеть по возобновляемой энергетической политике 21-ого века – REN 21».</p> <p>Проект Плана совместных мероприятий ЭЭС СНГ и «REN 21».</p>

3.7.	Участие в ежегодной сессии Конференции Энергетической Хартии (по тематике рынков).
<b>4. Заседания Электроэнергетического Совета СНГ.</b>	
4.1.	Проведение 60-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ.
4.2.	Проведение 61-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ.

**Утвержден**  
Координационным советом  
при Электроэнергетическом Совете СНГ  
Протокол № 2 от \_\_\_\_\_ 2021 года

### ПЛАН РАБОТЫ КОТК НА 2022–2023 ГОДЫ

№ п/п	Мероприятия	Срок исполнения	Ответственные
<b>1</b>	<b>ОПРЕДЕЛЕНИЕ И СОГЛАСОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ:</b>		
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		
<b>2.</b>	<b>МОНИТОРИНГ И АНАЛИЗ КАЧЕСТВА РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ</b>		
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»
<b>3.</b>	<b>АКТУАЛИЗАЦИЯ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИИ ЕЭС/ОЭС</b>		
3.1	Актуализация Технических требований к автоматике ликвидации асинхронных режимов в энергообъединении ЕЭС/ОЭС от 25.05.2012	2022 г.	РГ «Противоаварийное управление»
3.2	Актуализация Общих положений по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС от 29.05.2009	2022 г.	РГ «Противоаварийное управление»
3.3	Разработка Основных технических требований к участию электростанций в НПРЧ и АРЧМ	2023 г.	РГ «Регулирование частоты и мощности»
<b>4.</b>	<b>РАЗРАБОТКА НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ИНТЕГРАЦИИ ВИЭ И СНЭЭ В ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ ЕЭС/ОЭС</b>		
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	2022 г.	Члены КОТК, Секретариат КОТК



№ 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»
<b>5.</b>	<b>ЦИФРОВИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ В СФЕРЕ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО И ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ</b>		
5.1	Основные принципы организации системы мониторинга запасов устойчивости в государствах-участниках параллельной работы	2022 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»
<b>6.</b>	<b>ПЕРСПЕКТИВЫ СОЗДАНИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЩЕГО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА ЕАЭС И СНГ</b>		
6.1	Координация работы с Рабочей группой ЭЭС СНГ «Формирование общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ»	Постоянно	РГ «Планирование и управление»
<b>7.</b>	<b>ЦЕЛЕВЫЕ РАБОТЫ</b>		
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	Сентябрь ежегодно	АО «СО ЕЭС»
<b>8.</b>	<b>МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОДГОТОВКЕ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА ЭНЕРГОСИСТЕМ ГОСУДАРСТВ-УЧАСТНИКОВ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ, ВХОДЯЩИХ В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЕ ЕЭС/ОЭС:</b>		
8.1	Проведение международных противоаварийных тренировок диспетчерского персонала энергосистем государств-участников параллельной работы	1 тренировка в 2 года для каждого НДЦ	НДЦ страны, организывающей тренировку
<b>9.</b>	<b>ПЛАН ЗАСЕДАНИЙ КОТК:</b>		
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.	

<b>№ п/п</b>	<b>Мероприятия</b>	<b>Срок исполнения</b>	<b>Ответственные</b>
9.4.	43-е заседание КОТК	Сентябрь 2023 г.	
<b>10.</b>	<b>УТОЧНЕНИЕ ПЛАНА РАБОТЫ КОТК С УЧЕТОМ ДОСТИГНУТЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ.</b>	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.*

**УТВЕРЖДЕНЫ**  
Координационным Советом  
при Электроэнергетическом Совете СНГ  
Протокол № 2 от 15 декабря 2021 года

**ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ**

**к оформлению, разработке и содержанию программ переключений по  
выводу из работы и вводу в работу устройств релейной защиты и  
автоматики**

**ИКЭС-ОТ-090-2021**

## 1. Термины и применяемые сокращения

В Требованиях к оформлению, разработке и содержанию программ переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств релейной защиты и автоматики используются термины и определения в значениях, установленных:

- Положением о системе релейной защиты и автоматическом повторном включении межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем (секций) шин и автотрансформаторов (трансформаторов);

- Типовым положением об организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работы энергосистем, а также следующие определения:

<b>Бланк переключений</b>	– оперативный документ, разработанный оперативным персоналом, в котором указывается строгая последовательность операций с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями, цепями оперативного тока, устройствами релейной защиты и автоматики, телемеханики, связи, сигнализации, операций по проверке отсутствия напряжения, наложению и снятию переносных заземлений, вывешиванию и снятию плакатов, а также других необходимых по условиям безопасности персонала и сохранности оборудования в процессе проверочных операций и работ.
<b>Диспетчерский центр (ДЦ)</b>	– совокупность структурных единиц и подразделений организации – субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, обеспечивающая в пределах закрепленной за ней операционной зоны выполнение задач и функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.
<b>ЛЭП</b>	– линия электропередачи.
<b>Персонал РЗА</b>	– персонал, прошедший обучение, проверку знаний и получивший допуск к самостоятельной работе на устройствах РЗА.
<b>Программа переключений по выводу из работы (вводу в работу) устройства РЗА</b>	– оперативный документ, в котором указывается строгая последовательность операций и команд при производстве переключений по выводу из работы или вводу в работу устройства РЗА для сложных переключений.

**РЗА**

– релейная защита и автоматика.

**СДТУ**

– средства диспетчерского и технологического управления (устройства, обеспечивающие телефонную связь для оперативных переговоров, передачу в ДЦ требуемых видов и объемов телеметрической информации и данных, используемых для задач оперативно-диспетчерского управления комплексов ЦКС (ЦС) АРЧМ, ЦСПА, передачу на объекты электроэнергетики команд дистанционного управления, а также устройства, обеспечивающие сбор и передачу информации для целей противоаварийного управления между энергообъектами для устройств ПА и т.п.).

**Сложные переключения с устройствами РЗА**

– переключения по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы одного или нескольких устройств РЗА на одном или нескольких объектах электроэнергетики при вводе в работу или выводе из работы устройства РЗА, требующие строгого соблюдения последовательности операций и/или координации действий оперативного персонала объектов электроэнергетики.

**Техническое обслуживание (ТО) устройства РЗА**

– деятельность по предотвращению отказов функционирования устройства РЗА, осуществляемая при выполнении работ по настройке параметров (уставок) срабатывания (возврата), алгоритмов функционирования, периодической проверке работоспособности, выявлении причин отказов и устранению обнаруженных неисправностей устройства РЗА.

**Технологическое ведение**

– подтверждение возможности изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств, осуществляемое оперативным персоналом.

**Типовая программа переключений по выводу из работы (вводу в работу) устройства РЗА**

– оперативный документ, в котором указывается строгая последовательность операций и команд при выполнении повторяющихся сложных переключений в электроустановках разных уровней управления и/или разных объектов электроэнергетики (энергопринимающих установок) по выводу из работы или вводу в работу устройства РЗА.

**Устройство РЗА**

– техническое устройство (аппарат, терминал, блок, шкаф, панель и т.п.) и его цепи, реализующее заданные функции релейной защиты и автоматики и

обслуживаемое (оперативно и технически) как единое целое.

**Эксплуатационное состояние устройства релейной защиты и автоматики**

– оперативное состояние устройства релейной защиты и автоматики: введено в работу, оперативно выведено (не для производства работ), выведено для технического обслуживания.

*Примечание:*

- Устройство РЗА считается введенным в работу, если все входные и выходные (часть выходных цепей) цепи, в том числе контакты выходных реле этого устройства, с помощью переключающих устройств подключены к цепям управления включающих или отключающих электромагнитов управления коммутационных аппаратов и/или ко вторичным цепям, посредством которых осуществляется взаимодействие с другими устройствами РЗА.

- Устройство РЗА считается оперативно выведенным, если все выходные цепи отключены переключающими устройствами (цепи сигнализации, связи с автоматизированной системой управления технологическими процессами, связи с регистраторами аварийных процессов и устройствами определения места повреждения могут оставаться подключенными).

Устройство РЗА считается выведенным из работы для технического обслуживания, если все входные и выходные цепи отключены с помощью переключающих устройств и (или) отсоединены на клеммах.

## **2. Область применения**

2.1. Требования к оформлению, разработке и содержанию программ переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств релейной защиты и автоматики (далее – Требования) определяют:

- требования к разработке, утверждению программ переключений по выводу из работы (вводу в работу) устройств релейной защиты и автоматики (далее – программы переключений), а также типовых программ переключений по выводу из работы (вводу в работу) устройств релейной защиты и автоматики (далее – типовые программы переключений) (при совместном упоминании – программы (типовые программы) переключений);

- требования к оформлению и содержанию программ (типовых программ) переключений.

2.2. Требованиями должны руководствоваться диспетчерские центры при разработке программ (типовых программ) переключений или при корректировке типовых программ переключений.

### **3. Общие положения**

3.1. Требования разработаны с целью предотвращения неправильных действий устройств РЗА при оперативном выводе из работы и вводе в работу, выводе из работы для ТО и вводе в работу после ТО устройств РЗА.

3.2. Программы (типовые программы) переключений предназначены для обеспечения:

- правильной последовательности отдачи и правильного функционального содержания команд диспетчерского персонала на выполнение переключений с устройствами РЗА;

- координации диспетчерским персоналом действий оперативного персонала объектов электроэнергетики при выполнении переключений с устройствами РЗА.

3.3. Последовательность переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств РЗА, указанная в программах (типовых программах) переключений, должна не допускать неправильное действие устройств РЗА при производстве переключений по выводу из работы (вводу в работу) устройств РЗА.

3.4. Программы (типовые программы) переключений должны содержать операции, исключающие возможность неправильного отключения и включения коммутационных аппаратов, формирования ошибочных управляющих воздействий, изменяющих режим работы первичного оборудования непосредственно или косвенно (отключение по цепям УРОВ, телеотключение, ложное формирование команд на отключение нагрузки, изменение мощности электростанций и т.п.) при производстве переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств РЗА.

3.5. Программа переключений применяется при невозможности использования или отсутствии типовой программы переключений.

3.6. Не допускается применять типовую программу переключений в случае несоответствия схем (схемы) электроустановок или состояния устройств РЗА тем схемам (схеме) или состоянию устройств РЗА, для которых была составлена типовая программа переключений. Не допускается внесение диспетчерским персоналом изменений и дополнений в типовую программу переключений.

3.7. Требования к разработке, оформлению и содержанию бланков переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств РЗА на объектах электроэнергетики определяются документами страны, в которой расположен объект электроэнергетики.

### **4. Требования к разработке и утверждению в ДЦ программ (типовых программ) переключений**

4.1. На каждое устройство РЗА, находящееся в диспетчерском управлении ДЦ, должна быть разработана типовая программа переключений.

4.2. Программы (типовые программы) переключений разрабатываются ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится устройство РЗА, и согласовываются с ДЦ, в диспетчерском ведении которых находится устройство РЗА, и которые участвуют в переключениях путем отдачи команд на объекты электроэнергетики.

4.3. Программы (типовые программы) переключений разрабатываются заблаговременно. Программы (типовые программы) подписываются начальниками технологических служб (лицами их замещающими): Службы релейной защиты и автоматики, оперативно-диспетчерской Службой, а также начальниками других подразделений в случае их участия в их рассмотрении. Программы (типовые программы) переключений утверждаются главным диспетчером ДЦ (лицом его замещающим).

4.4. Программы (типовые программы) должны разрабатываться ДЦ на основании Требований, инструктивных документов ДЦ по обслуживанию устройств РЗА, исполнительных схем устройств РЗА, руководств по эксплуатации устройств РЗА.

4.5. Типовые программы переключений должны своевременно корректироваться при изменениях нормальных схем электрических соединений объектов электроэнергетики, а также при изменениях, связанных с вводом нового оборудования, заменой или демонтажем оборудования, реконструкцией распределительных устройств, при модернизации действующих и вводе в работу новых устройств РЗА.

## **5. Требования к оформлению, содержанию программ (типовых программ) переключений, разрабатываемых ДЦ**

5.1. Типовые программы переключений должны иметь дату утверждения и порядковый номер (цифровой или буквенно-цифровой), уникальный в пределах одного ДЦ.

5.2. Программы переключений должны иметь дату утверждения и сквозную нумерацию в пределах одного ДЦ в течение календарного года.

5.3. Каждая операция, указанная в программе (типовой программе) переключений, должна иметь порядковый номер.

5.4. При оформлении программы (типовой программы) переключений на двух и более листах второй и последующие листы должны быть пронумерованы.

5.5. Формулировки операций при проведении переключений, указанных в программах (типовых программах) переключений, должны быть четкими, краткими и должны не допускать неоднозначного толкования.

5.6. В программах (типовых программах) переключений должны использоваться диспетчерские наименования.



5.7. Типовые программы переключений должны включать операции как для оперативного вывода из работы (ввода в работу) устройства РЗА, так и для вывода из работы устройства РЗА для технического обслуживания (ТО) (ввода в работу после ТО).

5.8. Программы (типовые программы) переключений должны содержать номер программы (типовой программы) переключений и следующие разделы:

- **Раздел 1.** «Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики. Цель переключений»;
- **Раздел 2.** «Условия выполнения переключений»;
- **Раздел 3.** «Порядок и последовательность выполнения операций».

5.9. В разделе 1 «Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики. Цель переключений» должны быть указаны:

5.9.1. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики, на которых выполняются переключения с устройствами РЗА.

5.9.2. Цель переключений – вывод из работы (ввод в работу) устройства РЗА (указывается диспетчерское наименование устройств РЗА).

5.10. В разделе 2 «Условия выполнения переключений» должно быть приведено:

5.10.1. Эксплуатационное состояние ЛЭП и (или) оборудования, на которых выполняются переключения с устройствами РЗА.

5.10.2. Эксплуатационное состояние ЛЭП, оборудования, устройств РЗА, влияющих на выполнение переключений по данной программе (типовой программе) переключений (указывается в случае их наличия).

5.10.3. Состояние СДТУ и устройств телемеханики, использующих совместно с устройством РЗА канал связи или обеспечивающих его функционирование (указывается в случае наличия таких устройств).

5.10.4. Последовательность номеров пунктов типовой программы переключений, выполняемых при оперативном выводе из работы (вводе в работу) устройства РЗА и при выводе из работы устройства РЗА для ТО (ввода в работу после ТО) может указываться в типовых программах переключений по решению главного диспетчера ДЦ.

5.10.5. Мероприятия по подготовке к выполнению переключений:

5.10.5.1. Организационные:

5.10.5.1.1. Подтверждение эксплуатирующими организациями готовности к производству ТО (окончания ТО) на устройстве РЗА.

5.10.5.1.2. Подтверждение готовности оперативного персонала объектов электроэнергетики, к производству переключений, наличия на местах проверенных бланков (типовых бланков) переключений по выводу из работы (вводу в работу) устройств РЗА и возможности их применения.

5.10.5.1.3. Получение разрешений на вывод из работы (ввод в работу) устройства РЗА от диспетчеров ДЦ, в диспетчерском ведении которых находится устройство РЗА.

5.10.5.1.4. Сообщение в ДЦ, в информационном ведении которых находится устройство РЗА, о начале операций по выводу из работы (вводу в работу) устройства РЗА.

5.10.5.2. Режимные (при необходимости):

5.10.5.2.1. Подготовка электроэнергетического режима путем непосредственного перечисления контролируемых сечений или ЛЭП, величин максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, при необходимости длительно допустимые токовые нагрузки по ЛЭП и электросетевому оборудованию.

5.10.5.2.2. Прочие действия по выполнению режимных указаний (генерация электростанции, дефицит энергорайона и т.п.) на время отсутствия в работе выводимого устройства РЗА.

5.10.5.2.3. В случае невозможности указания конкретных значений максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях и/или длительно допустимых токовых нагрузок по ЛЭП и электросетевому оборудованию, допускается указывать, что данные значения должны быть приведены в соответствие с режимными указаниями к диспетчерской заявке или, при отсутствии диспетчерской заявки, должны соответствовать указаниям Инструкции по режимам параллельной работы энергосистем или иных документов, регламентирующих порядок управления режимами параллельной работы энергосистем.

5.10.5.3. Меры по обеспечению резервирования передачи данных СДТУ, устройств телемеханики для оборудования с совмещенным с устройством РЗА каналом связи. При отсутствии необходимости таких мер, в программах (типовых программах) переключений они не указываются.

5.11. Раздел 3 «Порядок и последовательность выполнения переключений» должен содержать:

5.11.1 Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики, на которых оперативным персоналом выполняются переключения с устройствами РЗА по изменению их эксплуатационного состояния.

5.11.2 Функциональное содержание операции (без указания места установки и наименования переключающего устройства, при помощи которого реализуется операция), в том числе выполняемой последовательно или одновременно:

- с выводимым из работы (вводимым в работу) устройством РЗА;
- с устройствами РЗА, связанными с выводимым из работы (вводимым в работу) устройством РЗА общими цепями, технологическими или режимными условиями;

- с устройствами РЗА, технологический режим работы которых необходимо изменять (ввод оперативного ускорения, вывод направленности защит, изменение уставок и т.п.);

- с технологически связанными СДТУ и устройствами телемеханики;

- с устройствами РЗА, кратковременно выводимыми из работы на время производства переключений по выводу из работы (вводу в работу) устройств РЗА (включая проверку целостности токовых цепей, наличия на этих устройствах цепей переменного напряжения и т.п.).

5.11.3 Указания о необходимости реализации отдельных операций, выполняемых только при выводе для ТО устройства РЗА (вводе в работу после ТО).

5.11.4 Фиксация времени:

- отдачи диспетчерским персоналом ДЦ команд оперативному персоналу объекта электроэнергетики;

- получения сообщений о выполнении оперативным персоналом объекта электроэнергетики команд диспетчерского персонала ДЦ.

5.11.5 Сообщения диспетчерскому и оперативному персоналу в диспетчерском и технологическом ведении которого находится устройство РЗА, об окончании операций по выводу из работы (вводу в работу), а также времени окончания работ.

5.11.6 Сообщения о выводе из работы (вводе в работу) устройства РЗА ДЦ, в информационном ведении которых находится устройство РЗА.

5.11.7 Персонал, непосредственно участвующий в производстве переключений: указываются ДЦ, объект электроэнергетики, фамилии, инициалы, должности работников, участвующих в переключениях.

5.12. В программах (типовых программах) переключений допускается не указывать операции и действия по выводу из работы и (или) вводу в работу цепей сигнализации, связей с автоматизированной системой управления технологическими процессами, связей с регистраторами аварийных процессов и устройствами определения места повреждения.

**УТВЕРЖДЕНО**

Координационным Советом  
при Электроэнергетическом Совете СНГ  
Протокол № 2 от 15 декабря 2021 года

**ПОЛОЖЕНИЕ  
О СИСТЕМЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИЧЕСКОМ  
ПОВТОРНОМ ВКЛЮЧЕНИИ МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫХ ЛИНИЙ  
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ (ЛЭП) И СМЕЖНЫХ С ЭТИМИ ЛЭП СИСТЕМ  
(СЕКЦИЙ) ШИН И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ  
(ТРАНСФОРМАТОРОВ)**

**ИКЭС-ПО-091-2021**

## 1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. Настоящее положение распространяется на устройства релейной защиты и автоматического повторного включения (далее – РЗ и АПВ, если по тексту не требуется уточнения) межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП 110-750 кВ), связывающих электроэнергетические системы стран-членов КОТК (далее – Стороны), и смежных с этими ЛЭП систем (секций) шин и автотрансформаторов (трансформаторов).

1.2. Данным положением регламентируются принципы выполнения и организация эксплуатации устройств релейной защиты и автоматики, указанных в п. 1.1. Принципы выполнения РЗ и АПВ, приведенные в разделе 3, распространяются на вновь вводимые устройства РЗ и АПВ.

1.3. Типы используемых устройств, их уставки и координация оперативных переключений в устройствах релейной защиты и автоматики на конкретных межгосударственных ЛЭП согласовываются между Сторонами с учетом разделов 4, 5.

1.4. Принципы выполнения, выбор параметров настройки (уставок), технического и оперативного обслуживания устройства РЗ и АПВ, указанных в пункте 1.1 настоящего положения, должны удовлетворять требованиям, установленным на территории соответствующих государств.

## 2. ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

### 2.1. Термины и определения

**Автоматическое повторное включение (АПВ)** – автоматическое включение аварийно отключившегося элемента энергосистемы.

**Ближнее резервирование** – наличие на защищаемой ЛЭП (оборудовании) не менее двух устройств релейной защиты, каждое из которых обеспечивает защиту от всех видов КЗ, подключенных на разные вторичные обмотки ТТ, питающихся от разных автоматических выключателей оперативного постоянного тока и имеющих несовмещенные выходные цепи.

**Дальнее резервирование** – наличие на всех смежных ЛЭП (оборудовании), со стороны которых возможна подпитка КЗ, резервных защит, обеспечивающих защиту от всех видов КЗ на рассматриваемой ЛЭП (оборудовании) с требуемой чувствительностью.

**Диспетчерский центр** – структурное подразделение организации-субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление режимами энергосистемы.

**Основная защита** – быстродействующая защита с абсолютной селективностью в пределах всего защищаемого элемента, предназначенная для действия при всех видах коротких замыканий.

**Операционная зона** – территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки

потребителей электрической энергии, управление взаимосвязанными технологическими режимами которых осуществляет диспетчерский центр.

**Резервная защита** – защита, предназначенная для работы в случае отказа или вывода из работы основной защиты, а также в случаях отказа защиты или выключателей смежных элементов. Резервная защита ЛЭП выполняет функцию основной защиты при наличии телеускорения ступенчатых резервных защит при всех видах коротких замыканий в пределах защищаемой ЛЭП.

**Телеотключение** – передача на противоположную сторону ЛЭП команды на отключение трех фаз линейных выключателей с запретом АПВ посредством УПАСК.

**Телеускорение** – уменьшение до заданного времени срабатывания ступеней резервных защит от однофазных и междуфазных КЗ с использованием УПАСК.

**Устройство резервирования отказа выключателя** – устройство релейной защиты, предназначенное для ликвидации КЗ в случае отказа выключателя, посредством действия на отключение смежных с отказавшим выключателей, а также для ликвидации КЗ в зоне между выключателем и выносным трансформатором тока элемента энергосистемы.

## 2.2. Принятые сокращения

АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима

АОПН – автоматика ограничения повышения напряжения

АПВ – автоматическое повторное включение

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами

АТ (Т) – автотрансформатор (трансформатор)

БНН – блокировка при неисправности цепей напряжения

ВН – высшее напряжение

ДЗШ – дифференциальная защита шин

ДФЗ – дифференциально-фазная защиты

ЗНР – защита от неполнофазного режима

КЗ – короткое замыкание

ЛЭП – линия электропередачи

НВЧЗ – направленная высокочастотная защиты

НДЗ – направленная и дифференциально-фазная высокочастотная защита

ОАПВ – однофазное АПВ

ОЭС – объединенная энергосистема

РЗ – релейная защита

РЗА – релейная защита и автоматика

СН – среднее напряжение

ТАПВ – трехфазное АПВ

ТН – трансформатор напряжения

ТТ – трансформатор тока

УПАСК – устройство передачи аварийных сигналов и команд

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя

### **3. ПРИНЦИПЫ ВЫПОЛНЕНИЯ РЗ и АПВ**

#### **3.1.РЗ и АПВ ЛЭП**

3.1.1. РЗ на каждой питающей стороне ЛЭП, имеющих питание с двух или более сторон, должна включать в себя основную и резервную защиты от междуфазных и однофазных КЗ.

3.1.2. На каждой ЛЭП классом напряжения 330 кВ должны устанавливаться не менее чем два устройства РЗ, реализующих функцию основной защиты. Каждое из установленных устройств РЗ должно иметь в своем составе функцию резервных защит.

На ЛЭП 330 кВ должны устанавливаться три устройства, выполняющих функцию основной защиты, в следующих случаях:

- на ЛЭП, отходящих от атомных электростанций;
- на ЛЭП, при КЗ на которых не обеспечивается принцип дальнего резервирования.

3.1.3. На каждой ЛЭП 500-750 кВ должны устанавливаться три устройства РЗ, выполняющих функцию основной защиты. Каждое из установленных устройств РЗ должно иметь в своем составе функцию резервных защит.

3.1.4. Для каждого устройства РЗ, осуществляющего функцию основной защиты ЛЭП, должен быть предусмотрен канал связи, независимый от каналов связи, используемых другими устройствами РЗ, осуществляющими функцию основной защиты этой же ЛЭП.

При выполнении защит ЛЭП с использованием трех устройств РЗ, осуществляющих функцию основной защиты ЛЭП, допускается использовать один канал связи для обеспечения функционирования двух устройств РЗ, осуществляющих функцию основной защиты этой же ЛЭП.

3.1.5. РЗ на каждой питающей стороне ЛЭП 110-220 кВ, имеющих питание с двух или более сторон, должна включать в себя основную и резервную защиту от междуфазных и однофазных КЗ.

Требование абзаца первого настоящего пункта в части оснащения ЛЭП основной защитой не применяется в отношении ЛЭП классом напряжения 110 кВ, введенных в эксплуатацию до вступления в силу настоящего Положения, за исключением случаев, предусмотренных пунктом 3.1.6.

В случае отсутствия необходимости установки основной защиты на ЛЭП 110 кВ, имеющих питание с двух и более сторон, в соответствии с абзацем вторым настоящего пункта на каждой питающей стороне данной ЛЭП должны устанавливаться два устройства РЗ, в каждом из которых реализована функция ступенчатых защит от всех видов КЗ и токовых защит без выдержки времени.

3.1.6. Если на ЛЭП 110-220 кВ, имеющих питание с двух или более сторон, при выводе из работы основной защиты время отключения КЗ не удовлетворяет требованиям обеспечения устойчивости энергосистемы или

нагрузки потребителей, то на данных ЛЭП должны устанавливаться две основные защиты.

3.1.7. Резервная защита ЛЭП должна выполнять функцию дальнего резервирования. Резервная защита должна выполняться ступенчатой по измеряемым параметрам и времени действия.

3.1.8. Резервные защиты ЛЭП должны иметь возможность оперативного и автоматического ускорения. Уставки оперативно и автоматически ускоряемых ступеней резервных защит ЛЭП должны обеспечивать требуемую чувствительность ко всем видам КЗ на этой ЛЭП.

3.1.9. Дистанционные защиты ЛЭП должны иметь автоматическую блокировку ступеней, которые могут неправильно работать при синхронных качаниях в энергосистеме. Принцип действия блокировки при качаниях должен не препятствовать функционированию дистанционных защит.

3.1.10. На каждой ЛЭП классом напряжения 330 кВ и выше (за исключением кабельных линий) должно предусматриваться ОАПВ и ТАПВ. ТАПВ должно обеспечивать возможность однократного опробования ЛЭП напряжением и синхронного включения под нагрузку.

3.1.11. На каждой ЛЭП классом напряжения 110-220 кВ (за исключением кабельных линий) должно предусматриваться ТАПВ. Необходимость обеспечения синхронного включения под нагрузку и применения однофазного АПВ должна быть обоснована проектными решениями.

3.1.12. ТАПВ должно выполняться индивидуальным для каждого выключателя элемента энергосистемы и действовать на включение его трех фаз при его трехфазном отключении от защит и не действовать на включение выключателя при его отключении вручную (от ключа или кнопки управления, через АСУ ТП) и от некоторых устройств РЗА (АЛАР, АОПН, УРОВ АОПН, УРОВ, УРОВ шунтирующего реактора на ЛЭП или системе (секции) шин, ЗНР ЛЭП, ЗНР АТ (Т), защиты от внутренних повреждений АТ и иных устройств РЗА, при действии которых предусмотрена блокировка (запрет) ТАПВ). В целях обеспечения устойчивости при наличии технических обоснований может применяться ускоренное ТАПВ, минимальное время которого должно отстраиваться от технических возможностей выключателей и расчетного времени деионизации воздуха в месте КЗ.

3.1.13. Устройства РЗ ЛЭП классом напряжения 330 кВ и выше, оснащенные функцией ОАПВ, должны обеспечивать действие на отключение:

- только поврежденной фазы при однофазных КЗ и действии быстродействующих защит (основной защиты и быстродействующих ступеней резервных защит);
- трех фаз при многофазных КЗ;
- трех фаз при однофазных КЗ, отключаемых действием защит (ступеней резервных защит) с выдержкой времени;



▪ трех фаз с обеих сторон ЛЭП при неуспешном опробовании от ОАПВ отключенной фазы с одной из ее сторон.

3.1.14. Функции РЗ и АПВ, которые по принципу действия могут сработать ложно или излишне при неисправности цепей напряжения, должны контролироваться БНН. БНН должна действовать на блокировку защит ЛЭП, которые могут сработать ложно при неисправности цепей напряжения.

3.1.15. Устройства РЗ и АПВ, устанавливаемые на двух сторонах одной ЛЭП, должны удовлетворять требованию совместимости их использования (в части основной защиты).

3.1.16. Резервные защиты смежных ЛЭП, обеспечивающие резервирование устройств защиты рассматриваемой ЛЭП, должны отвечать требованию совместимости в части согласования их характеристик срабатывания с характеристиками срабатывания резервных защит рассматриваемой ЛЭП для обеспечения селективности их действия при дальнейшем резервировании.

3.1.17. Быстродействие РЗ должно способствовать удовлетворению требований к устойчивости энергосистемы.

3.1.18. На всех ЛЭП, имеющих пофазное управление выключателями и(или) пофазный привод на выключателях, должна предусматриваться ЗНР. ЗНР должна действовать на отключение ЛЭП со всех сторон тремя фазами с запретом АПВ и пуском УРОВ.

3.1.19. РЗ ЛЭП 330 кВ и выше должна иметь телеускорение резервных защит. Пуск сигналов телеускорения должен осуществляться по факту действия защит на отключение (отключающая команда) или по факту срабатывания направленных пусковых и измерительных органов (разрешающая команда). С приемной стороны телеускоряемые ступени могут действовать на отключение одной фазы (с пуском ОАПВ) либо 3-х фаз (с пуском ТАПВ).

3.1.20. С каждой стороны ЛЭП должна осуществляться цифровая регистрация аварийных событий и процессов при КЗ и других ненормальных режимах с записью доаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе срабатываний устройств РЗ и АПВ, в том числе с целью определения места повреждения на ЛЭП.

## **3.2.РЗ АТ (Т)**

3.2.1. На АТ (Т) должны устанавливаться защиты от внутренних, внешних КЗ и от ненормальных режимов их работы.

3.2.2. РЗ АТ (Т) с высшим классом напряжения 110 кВ и выше должна включать основные защиты и резервные защиты от междуфазных КЗ и от однофазных КЗ.

3.2.3. Для повышения надежности и улучшения условий согласования резервных защит ЛЭП разного класса напряжений на АТ (Т) с высшим напряжением 330 кВ и выше должно устанавливаться по два комплекта дифференциальных защит. Указанные комплекты защит

должны быть включены с соблюдением принципов ближнего резервирования.

3.2.4. Газовая защита АТ (Т) должна иметь по два контакта на струйном и газовом реле (у газового реле для каждой ступени) для возможности их отдельного использования в разных устройствах РЗА. Каждый из двух контактов газового реле (струйного реле) и выходные контакты технологических защит должны подключаться к разным устройствам

РЗА отдельным кабелем.

3.2.5. Резервные защиты АТ (Т) должны удовлетворять требованию совместимости с резервными защитами ЛЭП в части согласования их характеристик срабатывания с характеристиками срабатывания резервных защит ЛЭП для обеспечения селективности их действия при дальнем резервировании.

3.2.6. Резервные защиты АТ (Т) должны выполнять функцию дальнего резервирования защит смежных ЛЭП.

3.2.7. Резервные защиты АТ (Т) должны устанавливаться на стороне ВН и СН АТ (Т) для обеспечения согласования резервных защит ЛЭП, работающих на напряжении ВН и СН указанного АТ (Т), дальнего резервирования и резервирования защит шин (ошиновок), посредством которых АТ (Т) подключен к РУ.

Для АТ (Т), имеющих ТТ, встроенные в высоковольтные вводы ВН и СН АТ (Т), резервные защиты должны подключаться к ним при условии обеспечения защиты ошиновки ВН и СН АТ (Т) в случае их одностороннего питания.

3.2.8. Резервные защиты АТ (Т) должны иметь возможность оперативного и автоматического ускорения. Уставки оперативно и автоматически ускоряемых ступеней резервных защит АТ (Т) должны обеспечивать требуемую чувствительность к КЗ на примыкающей системе (секции) шин.

3.2.9. Функции РЗ АТ (Т), которые по принципу действия могут сработать ложно или излишне при неисправности цепей напряжения должны контролироваться БНН. БНН должна действовать на блокировку защит АТ (Т), которые могут сработать ложно при неисправности цепей напряжения.

3.2.10. Дистанционные защиты АТ (Т) должны иметь автоматическую блокировку ступеней, которые могут неправильно работать при синхронных качаниях в энергосистеме. Принцип действия данной блокировки при качаниях не должен препятствовать функционированию дистанционных защит.

3.2.11. Основные защиты АТ (Т) (газовая, дифференциальная), действующие при внутренних повреждениях на отключение АТ (Т), должны выполнять автоматический пуск пожаротушения (при оснащении АТ (Т) установками пожаротушения) с контролем отсутствия напряжения на АТ (Т).

3.2.12. На ошиновке напряжением 330 кВ и выше АТ (Т) должны устанавливаться два устройства РЗ, в которых реализована функция дифференциальной защиты ошиновки.

3.2.13. Дифференциальная защита ошиновки должна автоматически блокироваться при неисправности цепей переменного тока. В устройстве, в котором выполнена функция дифференциальной защиты ошиновки, должна быть предусмотрена возможность оперативного перевода действия блокировки на сигнал.

3.2.14. На АТ (Т) с высшим напряжением 220-750 кВ должна осуществляться цифровая регистрация аварийных событий и процессов при КЗ и других ненормальных режимах с записью доаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе срабатываний устройств РЗ и АПВ.

### **3.3.РЗ шин**

3.3.1. На каждой системе (секции) шин напряжением 330 кВ и выше должны устанавливаться по две ДЗШ.

3.3.2. Для каждой системы (секции) шин напряжением 110-220 кВ, за исключением схем «мостик» и схем с обходной системой шин, должна предусматриваться отдельная ДЗШ.

Две ДЗШ должны устанавливаться на системах (секциях) шин напряжением 110-220 кВ при наличии на системе (секции) шин более 10 присоединений.

3.3.3. Выключатели присоединения должны входить в зону ДЗШ. При наличии измерительных ТТ с двух сторон выключателя выключатель должен входить в зону действия ДЗШ и в зону действия защиты присоединения.

3.3.4. ДЗШ должна автоматически блокироваться при неисправности цепей переменного тока. В устройстве, в котором выполнена функция ДЗШ, должна быть предусмотрена возможность оперативного перевода действия блокировки на сигнал.

3.3.5. ДЗШ должна иметь возможность увеличения чувствительности, осуществляемую автоматически при опробовании шин напряжением и переключающим устройством.

### **3.4.УРОВ**

3.4.1. При действии РЗ на отключение выключателя должен выполняться пуск УРОВ.

3.4.2. УРОВ должно действовать без выдержки времени на отключение своего выключателя, с выдержкой времени и с контролем тока через отказавший выключатель на отключение выключателей, смежных с отказавшим, через которые возможна подача напряжения на участок схемы с отказавшим выключателем, с запретом их АПВ. При КЗ и отказе выключателя на данной стороне ЛЭП должна обеспечиваться передача команды телеотключения с запретом АПВ на противоположную сторону этой ЛЭП (при наличии каналов для передачи команды телеотключения) и

останов ВЧ передатчика (при наличии ДФЗ, НВЧЗ, НДЗ) на данной стороне ЛЭП. С приемной стороны команда реализовывается без контроля пуска отдельных ступеней или их пусковых органов РЗ ЛЭП.

3.4.3. На ЛЭП с ОАПВ должен осуществляться пофазный пуск УРОВ и пофазный контроль тока.

#### **4. ВЫБОР ТИПА УСТРОЙСТВ РЗ и АПВ**

4.1. Для качественного выполнения технических решений по устройствам РЗ и АПВ и более полного учета взаимных интересов Стороны взаимно согласовывают техническое задание на выполнение проектной (рабочей) документации по устройствам РЗ и АПВ межгосударственных ЛЭП.

4.2. Каждая из Сторон предоставляет противоположной Стороне по официальному письменному запросу на рассмотрение проектную (рабочую) документацию, разработанную в соответствии с техническим заданием, согласовываемым согласно пункту 4.1. При наличии замечаний к проектной (рабочей) документации, Сторона, запросившая проектную (рабочую) документацию, направляет противоположной Стороне обоснованные замечания официальным письмом. Сторона, получившая замечания, в случае их принятия устраняет замечания и направляет на повторное рассмотрение скорректированную проектную (рабочую) документацию, либо, в случае непринятия замечания, направляет противоположной Стороне официальным письмом обоснованную позицию по замечаниям.

4.3. Тип устройства основной защиты ЛЭП с использованием высокочастотных, волоконно-оптических каналов или кабелей связи для обмена информацией должен выбираться по взаимному согласованию Сторон.

4.4. Типы устройств РЗ, обеспечивающих ближнее резервирование, а также АПВ выбираются каждой Стороной самостоятельно.

4.5. Выбор аппаратуры передачи команд для телеотключения и телеускорения, вопросы организации каналов и передаваемых команд взаимно согласовываются Сторонами.

4.6. Принятые решения оформляются протоколом, в котором отражены вопросы по п.4.3-4.5.

#### **5. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТРОЙСТВ РЗ и АПВ**

##### **5.1. Уставки устройств РЗ и АПВ**

5.1.1. Уставки устройств РЗ и АПВ выбираются каждой Стороной самостоятельно и взаимно согласовываются посредством направления официальных писем. При этом если затрагиваются уставки устройств РЗ и АПВ третьей Стороны, то согласование должно быть распространено и на эту третью Сторону.

5.1.2. С целью выполнения пункта 5.1.1 каждая Сторона предоставляет противоположной стороне по официальному письменному запросу:

- схемы замещения прямой и нулевой последовательностей рассчитываемого участка сети;
- эквивалентные параметры схемы замещения энергосистемы Стороны, примыкающей к ЛЭП, при этом точки эквивалентирования определяются Стороной, запрашивающей эквивалентные параметры (как правило, по первому поясу примыкающих элементов схемы замещения для проверки выполнения условий обеспечения дальнего резервирования);
- токи и напряжения короткого замыкания в точках эквивалентирования и ветвях схемы замещения первого пояса, примыкающего к точкам эквивалентирования для сверки значений противоположной стороной;
- параметры межгосударственных линий электропередачи и смежных с ними линий электропередачи;
- инструкции по обслуживанию устройств РЗ и АПВ;
- параметры оборудования подстанций и электростанций, примыкающих к межгосударственным линиям электропередачи;
- информацию о минимальном составе оборудования электростанций, примыкающих к межгосударственным линиям электропередачи;
- перечень устройств РЗ и АПВ на межгосударственных ЛЭП и параметры их настройки (уставки);
- данные о типах устройств РЗ и АПВ, установленных на присоединениях, примыкающих к межгосударственным линиям электропередачи, а также уставки резервных защит этих присоединений;
- режим заземления нейтралей трансформаторов подстанций и электростанций, примыкающих к межгосударственным линиям электропередачи;
- исполнительные схемы устройств РЗ и АПВ.

5.1.3. При выборе и согласовании уставок РЗ и АПВ должны соблюдаться основные требования к ним, в том числе:

- 1) обеспечение быстрого и селективного отключения со всех сторон данного элемента сети при любых видах КЗ на нем;
- 2) обеспечение допустимого перетока мощности по всем элементам электропередачи в нормальных и послеаварийных режимах в нормальной и ремонтных схемах без ложных отключений;
- 3) обеспечение, по возможности, резервирования отказавших защит и (или) выключателей и ограничения развития аварий при отказах;
- 4) обеспечение повторного включения выключателей с обеих сторон ЛЭП после отключения КЗ действием защит, не запрещающих АПВ;
- 5) возможность предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы.

5.1.4. Выбор и согласование уставок новых устройств РЗ и АПВ или изменение уставок существующих устройств РЗ и АПВ, указанных в пункте 1.1, необходимо выполнять:

а) при вводе в работу новых ЛЭП, генерирующего или электросетевого оборудования, подключенных к шинам пограничной подстанции, а также при других изменениях в соседних энергосистемах, существенно влияющих на уровень токов КЗ в межгосударственной ЛЭП;

б) при изменении уставок или управляющих воздействий РЗ и АПВ на ЛЭП, АТ (Т), находящихся в эксплуатации и подключенных к шинам пограничной подстанции;

в) при вводе в работу новой подстанции или электростанции, включаемой в рассечку межгосударственной или смежной с ней ЛЭП;

г) при замене устройств РЗ и АПВ межгосударственных ЛЭП на устройства другого типа.

В случае, если уставки устройств РЗ и АПВ корректируются в связи с изменением режима ОЭС (работа в островном режиме, работа с выделенным блоком, отключение генераторов, трансформаторов, ЛЭП и т.д.), то должны быть уточнены как уставки для нормального режима, так и уставки для послеаварийных режимов.

5.1.5. Взаимное согласование уставок оформляется официальными письмами Сторон.

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

5.1.7. Отклонения от требований по п. 5.1.3 согласовываются диспетчерскими центрами, в операционных зонах которых находятся устройства РЗ и АПВ, в двустороннем порядке.

## **5.2. Координация оперативных переключений в устройствах РЗ и АПВ межгосударственных ЛЭП**

5.2.1. Распределение устройств РЗ и АПВ по способу диспетчерского управления устанавливается «Положениями по диспетчерскому управлению параллельной (синхронной) работой ОЭС и ЕЭС», утвержденными соответствующими Сторонами.

5.2.2. Координация оперативных переключений в устройствах РЗ и АПВ межгосударственных ЛЭП осуществляется согласно инструкциям по обслуживанию устройств РЗ и АПВ, разрабатываемым каждой Стороной самостоятельно для своего диспетчерского центра и согласованным с другой Стороной.

Инструкции по обслуживанию устройств РЗ и АПВ должны содержать:

а) Краткое описание устройств РЗ и АПВ, включающее, в том числе, сведения о типах применяемых устройств РЗ и АПВ, 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, организация каналов основных защит, 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 РЗ и АПВ;

- с устройствами РЗА, связанными с выводимыми из работы (вводимыми в работу) устройствами РЗ и АПВ общими цепями, технологически или режимными условиями;

- с устройствами РЗА, технологический режим работы которых необходимо изменять (ввод оперативного ускорения, вывод направленности защит, 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 РЗ и АПВ (включая проверку исправности токовых цепей, наличия на этих устройствах цепей переменного напряжения и т.п.).

г) Указания:

- по операциям с устройствами РЗ и АПВ при отключении (включении) ТН или неисправности цепей напряжения (в том числе при переводе цепей напряжения устройств РЗ и АПВ на резервный ТН);

- по операциям с устройствами РЗА при операциях в токовых цепях;

- по операциям с устройствами РЗА, вызванным изменениями в первичных схемах электрических соединений подстанций и электростанций, ЛЭП и оборудования (в том числе при отключении, включая отключение ЛЭП с использованием устройств полуавтоматического отключения, включении ЛЭП, переводе ЛЭП на работу через обходной выключатель и обратно на собственный выключатель, выводе из работы и вводе в работу выключателей, установке заземлений с обеих сторон выключателя со встроенными трансформаторами тока и др.);

- по оперативному выводу из работы (вводу в работу) устройств РЗ и АПВ и выводу из работы (вводу в работу) указанных устройств для технического обслуживания;

- по опробованию ЛЭП рабочим напряжением при вводе их в работу после ремонта или отключения действием РЗ и АПВ, по включению ЛЭП под нагрузку с использованием полуавтоматического включения или через АПВ с контролем или улавливанием синхронизма, а

также указания по использованию полуавтоматического включения и АПВ с контролем или улавливанием синхронизма, установленных на выключателях ЛЭП и на обходных, шиносоединительных (выполняющих функцию обходного) и секционных (выполняющих функцию обходного) выключателях, в случае их использования для синхронизации частей энергосистемы;

- по операциям с ОАПВ и ТАПВ (в том числе при изменениях в первичных схемах электрических соединений подстанций и электростанций, ЛЭП и оборудования);

- по операциям с устройствами РЗ и АПВ при отключении (включении) шунтирующих (компенсационных) реакторов;

- по вводу оперативных ускорений;

- по операциям с устройствами РЗА при их неисправности, при выводе из работы или неисправности УПАСК или каналов связи;

д) Информацию о принятии мер, не допускающих неправильных действий устройств РЗ и АПВ, по контролю за выполнением режимных мероприятий, обеспечивающих защиту ЛЭП и оборудования в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

е) Указания по передаче диспетчерскому персоналу необходимых данных для выполнения расчетов по определению места повреждения.

5.2.3. Все работы в устройствах РЗ и АПВ 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 РЗ и АПВ осуществляется по команде (с разрешения) дежурных диспетчеров соответствующих диспетчерских центров.

5.2.4. При оперативном или аварийном изменении режима ОЭС, влияющем на уставки РЗ и АПВ, 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 РЗ и АПВ имеют возможность выставления заранее нескольких наборов уставок для различных схемно-режимных ситуаций и их автоматической или оперативной реализации 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 вышестоящему оперативному и (или) диспетчерскому персоналу.

5.2.6. В случае необходимости одновременного изменения уставок РЗ и АПВ на обеих сторонах межгосударственной ЛЭП согласование условий и сроков их выполнения осуществляется в письменном виде между заинтересованными диспетчерскими центрами Сторон.



5.2.7. Резервная защита ЛЭП может быть выведена из работы при наличии в работе на данной ЛЭП основной защиты от всех видов повреждений на ЛЭП, а также защиты шин (ошиновки) и УРОВ на подстанции с противоположной стороны.

5.2.8. Основная защита ЛЭП может быть выведена из работы при наличии в работе на данной ЛЭП другой основной защиты или резервной защиты от всех видов повреждений. При отсутствии телеускорения резервной защиты должны быть введены оперативные ускорения резервных защит с выдержкой времени с обеих сторон защищаемой ЛЭП.

5.2.9. На работающей ЛЭП вывод из работы высокочастотных защит (типа ДФЗ, НДЗ, НВЧЗ или направленных с высокочастотной блокировкой), а также устройств ОАПВ должны производиться на обеих сторонах ЛЭП. Допускается кратковременный односторонний вывод указанных защит на время операций с испытательными блоками в токовых цепях при выводе в ремонт (вводе в работу) одного из выключателей ЛЭП.

5.2.10. Вывод из работы каналов телеотключения и телеускорения осуществляется со стороны приемника по всем выходным цепям.

5.2.11. Допустимость вывода из работы защит от внутренних повреждений (газовая, дифференциальные защиты) АТ (Т), дифференциальных защит шин (ошиновок), УРОВ на работающем оборудовании регламентируется нормативными документами и оперативными указаниями соответствующей Стороны.

5.2.12. Вывод резервных защит АТ (Т) допускается при наличии в работе на них основных защит, а также ДЗШ, УРОВ, основных и резервных защит смежных элементов по направлению действия резервных защит АТ (Т).

5.2.13. При неисправности и угрозе неправильного действия устройства РЗ и АПВ (излишнее, ложное срабатывание или отказ), неисправное устройство должно быть выведено из работы согласно местным инструкциям (оперативным указаниям) с учетом пункта 5.2.11.

При выявлении неисправности, которая может привести к неправильным действиям устройств РЗ и АПВ, 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.

5.2.14. При отсутствии возможности осуществления защиты элемента сети с требуемым быстродействием, необходимо по согласованию с диспетчерскими центрами заинтересованных Сторон отключить данный элемент.

### **5.3. Техническое обслуживание РЗ и АПВ**

5.3.1. Техническое обслуживание устройств РЗ и АПВ производится на основе действующих у каждой Стороны норм технического обслуживания.

5.3.2. Устройства, расположенные по сторонам защищаемой 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 РЗ и АПВ 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 РЗ и АПВ необходимо максимально совмещать с выводом в ремонт защищаемого элемента сети, в том числе при планировании соответствующих работ согласно п. 5.3.3.

5.3.5. После каждого неправильного действия РЗ и АПВ 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 защит, выявленных неисправностях.

**УТВЕРЖДЕН**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ  
Протокол № 59 от «\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 года

**План по реализации Меморандума  
о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом СНГ  
и Европейской Экономической Комиссии ООН  
на 2021-2025 годы**

1. План по реализации Меморандума о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом СНГ и Европейской Экономической Комиссии ООН на 2021-2025 годы (далее - План) обеспечивает реализацию Меморандума о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Европейской Экономической Комиссией ООН от 25 апреля 2014 года.
2. Меморандумом определены уполномоченные, осуществляющие координацию и наблюдение за выполнением его положений, - Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ (ИК ЭЭС СНГ) и Отдел устойчивой энергетики ЕЭК ООН (ОУЭ ЕЭК ООН).

3. План описывает основные мероприятия, планируемые к совместной реализации. В ходе сотрудничества могут быть организованы дополнительные мероприятия, согласованные сторонами-исполнителями и отвечающие требованиям Меморандума, или отменены некоторые из поименованных ниже мероприятий в случае признания их проведения в указанный период нецелесообразным.
4. План охватывает период 2021-2025 гг.
5. Выделяются следующие основные направления совместной деятельности:
- Обмен информацией и материалами, относящимися к сферам интересов Сторон;
  - Взаимное участие в рабочих мероприятиях Сторон;
  - Совместное участие в подготовке аналитических обзоров в сфере общих интересов;
  - Проведение совместных семинаров, круглых столов и конференций по актуальной тематике.

№ п.п.	Наименование мероприятия	Исполнители	Срок исполнения
1.	Участие экспертов ЕЭК ООН в качестве приглашенных в мероприятиях ЭЭС СНГ и экспертов ЭЭС СНГ в качестве приглашенных в мероприятиях ЕЭК ООН.	<p style="text-align: center;"><b>ИК ЭЭС СНГ</b></p> <p style="text-align: center;">Рабочая группа по экологии, энергоэффективности и ВИЭ</p> <p style="text-align: center;"><b>ОУЭ ЕЭК ООН</b></p> <p style="text-align: center;">Группа экспертов по энергоэффективности, Группа экспертов по возобновляемой энергетике, Группа экспертов по экологически</p>	В соответствии с графиками мероприятий

		<p>чистым системам электроснабжения</p>	
2.	<p>Совместное участие в подготовке и разработке:</p> <p><b><u>Проектов, реализуемых в рамках ЭЭС СНГ</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Сводных двухгодичных отчетов по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ;</li> <li>• Аналитического обзора об участии государств-участников СНГ в Парижском соглашении по климату, принятом в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата;</li> <li>• Информационных изданий по вопросам сотрудничества в области экологии, энергоэффективности, ВИЭ и климата.</li> </ul> <p><b><u>Проектов, реализуемых в рамках ЕЭК ООН</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Обзоров по проблеме перехода на принципы</li> </ul>	<p><b>ИК ЭЭС СНГ</b> Рабочая группа по экологии, энергоэффективности и ВИЭ</p> <p><b>ОУЭ ЕЭК ООН</b> Группа экспертов по энергоэффективности, Группа экспертов по возобновляемой энергетике, Группа экспертов по экологически чистым системам электроснабжения</p>	<p>В соответствии с Планом мероприятий ЭЭС СНГ и Программой работы Комитета по устойчивой энергетике ЕЭК ООН и его групп экспертов</p>

	<p>наилучших доступных технологий (НДТ);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Аналитического обзора по использованию возобновляемых источников энергии во взаимосвязи водных ресурсов, энергии, продовольствия и экосистем;</li> <li>• Аналитического обзора по оптимизации энергетических ресурсов с использованием водорода в качестве регулирующего источника энергии для надлежащего управления системой;</li> <li>• Аналитического обзора по эволюции энергосистем с ростом доли нерегулируемых возобновляемых источников энергии, внедрением накопителей энергии и цифровых интеллектуальных систем управления;</li> <li>• Аналитического обзора по повышению экологической безопасности традиционных видов энергетики;</li> <li>• Аналитического обзора по технологиям захвата, использования и хранения углекислого газа.</li> </ul> <p><b><u>Совместных проектов</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Рекомендации по основным подходам</li> </ul>		
--	---	--	--

	<p>проведения скоординированной энергетической политики в области энергосбережения, энергоэффективности, возобновляемых источников энергии.</p>		
3.	<p>Проведение круглых столов и семинаров по тематикам, перечисленных в пункте 2 Плана.</p>	<p><b>ИК ЭЭС СНГ</b>          Рабочая группа по экологии, энергоэффективности и ВИЭ</p> <p><b>ОУЭ ЕЭК ООН</b>          Группа экспертов по энергоэффективности          Группа экспертов по возобновляемой энергетике          Группа экспертов по экологически чистым системам электроснабжения</p>	<p>В соответствии с Планом мероприятий ЭЭС СНГ и Программой работы Комитета по устойчивой энергетике ЕЭК ООН и его групп экспертов</p>

4.	Организация посещения специалистами государств- участников СНГ объектов в целях ознакомления с опытом использования ВИЭ и внедрения энергоэффективных технологий (не за счет ЕЭК ООН).	<p align="center"><b>ИК ЭЭС СНГ</b></p> <p>Рабочая группа по экологии, энергоэффективности и ВИЭ</p> <p align="center"><b>ОУЭ ЕЭК ООН</b></p> <p>Группа экспертов по энергоэффективности, Группа экспертов по возобновляемой энергетике</p>	2021-2025 гг.
5.	Размещение на официальных сайтах ЭЭС СНГ и ЕЭК ООН информации в области охраны окружающей среды, энергоэффективности и энергосбережения, развития возобновляемой энергетики, других согласованных областях.	<p align="center"><b>ИК ЭЭС СНГ</b></p> <p>Рабочая группа по экологии, энергоэффективности и ВИЭ</p> <p align="center"><b>ОУЭ ЕЭК ООН</b></p> <p>Группа экспертов по энергоэффективности, Группа экспертов по возобновляемой энергетике</p>	Постоянно
6.	Обмен информацией и материалами, представляющими взаимный интерес, носящими открытый характер и не содержащими конфиденциальных сведений.	<p align="center"><b>ИК ЭЭС СНГ</b></p> <p>Рабочая группа по экологии, энергоэффективности и ВИЭ</p> <p align="center"><b>ОУЭ ЕЭК ООН</b></p> <p>Группа экспертов по</p>	По запросу



		энергоэффективности, Группа экспертов по возобновляемой энергетике	
7.	Проведение регулярных консультаций представителей Исполнительного комитета ЭЭС СНГ и ОУЭ ЕЭК ООН по вопросам выполнения настоящего Плана.	<b>ИК ЭЭС СНГ</b> Рабочая группа по экологии, энергоэффективности и ВИЭ  <b>ОУЭ ЕЭК ООН</b> Группа экспертов по энергоэффективности и Группа экспертов по возобновляемой энергетике	По запросу

6. Сотрудники Отдела устойчивой энергетики ЕЭК ООН и Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ вправе свободно обмениваться информацией в рамках Меморандума с целью реализации настоящего Плана.

Согласовано

Департаментом устойчивой энергетики ЕЭК ООН.

Совместные мероприятия осуществляются с учетом подпрограммы ЕЭК ООН по устойчивой энергетике, одобренной и принятой Комитетом по устойчивой энергетике.

**Электроэнергетический Совет  
Содружества Независимых Государств**

---

**Р Е Ш Е Н И Е**

**О полномочиях Координационного совета  
при Электроэнергетическом Совете СНГ**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств  
**решил:**

1. В связи с наделением Координационного совета при ЭЭС СНГ правом утверждать проекты рекомендательных документов прикладного характера (рекомендаций, методик, обзоров, макетов и др.), предусмотренного абзацем 3 п. 4.1. Положения о Координационном совете при Электроэнергетическом Совете СНГ, утвержденным Решением 58 заседания ЭЭС СНГ от 30 июня 2021 года, предоставить Координационному совету при ЭЭС СНГ полномочия своими решениями:

при утверждении новой редакции документа отменять решение Электроэнергетического Совета СНГ об утверждении ранее действовавшей редакции;

вносить изменения и дополнения в документ, утвержденный решением Электроэнергетического Совета СНГ.

Совершено в городе Москве \_\_\_\_\_ 2021 года в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр хранится в Исполнительном комитете Электроэнергетического Совета СНГ, который направит его заверенную копию каждому государству-члену Электроэнергетического Совета СНГ.

**От Азербайджанской Республики**

**От Российской Федерации**

**От Республики Армения**

**От Республики Таджикистан**

**От Республики Беларусь**

**От Туркменистана**

**От Республики Казахстан**

**От Республики Узбекистан**

**От Кыргызской Республики**

**От Украины**

**От Республики Молдова**

## Проект Повестки дня 59-го заседания ЭЭС СНГ

### Доклады и сообщения по вопросам глобальной климатической повестки и проводимой политики в государствах-участниках СНГ в данной области

1. Вступительное слово о климатической политике, в том числе зарубежной.

Докладчик: *Министр энергетики Российской Федерации, (5 мин).*

2. О перспективном энергобалансе и способах достижения углеродной нейтральности энергетического сектора.

Докладчик: *Сниккарс Павел Николаевич, Председатель Координационного совета при ЭЭС СНГ, заместитель Министра энергетики Российской Федерации, (10 мин).*

3. О национальной стратегии декарбонизации энергетического сектора Республики Беларусь.

Докладчик: *представитель Республики Беларусь, (10 мин).*

4. О национальной стратегии декарбонизации энергетического сектора Азербайджанской Республики.

Докладчик: *представитель Азербайджанская Республика, (10 мин).*

5. О национальной стратегии декарбонизации энергетического сектора Республики Армения.

Докладчик: *представитель Республики Армения, (10 мин).*

6. О национальной стратегии декарбонизации энергетического сектора Республики Казахстан.

Докладчик: *представитель Республики Казахстан, (10 мин).*

7. О перспективах сотрудничества государств-участников СНГ в области внедрения и унификации использования инструментов стимулирования декарбонизации и управления выбросами парниковых газов в электроэнергетике.

Докладчик: *Быстров Максим Сергеевич, Председатель Правления Ассоциации «НП «Совет рынка», (15 мин).*

8. Об инвестиционном потенциале водно-энергетического комплекса Центральной Азии.

Докладчик: *представитель Евразийского банка развития*

9. Центральная Азия: сотрудничество в сфере гидроэнергетики.

Докладчик: *представитель ПАО «РусГидро», (15 мин).*

10. О роли атомной энергетики в решении задач климатической повестки.

*Докладчик: представитель ГК «Росатом», (10 мин).*

11. Цифровая трансформация в электроэнергетике с описанием российского и зарубежного рынков.

*Докладчик: представитель Ассоциации «Цифровая энергетика», уточняется, (10 мин).*

**Принятие Совместного заявления по вопросам глобальной климатической повестки и проводимой политики в государствах-участниках СНГ в данной области**

---

**ИТОГО 12 выступлений, хронометраж – 135 мин.**

### **Вопросы**

*(предлагается принять решения без обсуждения)*

---

1. О проекте Плана мероприятий Электроэнергетического Совета СНГ на 2022 год.

*(п. 4 Протокола 1-го заседания Координационного совета при ЭЭС СНГ от 19 августа 2021 года)*

2. О проекте Плана работы Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ на 2021-2023 годы.

*(пп. 3 п. 7 Протокола 58-го заседания ЭЭС СНГ от 30 июня 2021 года; п. 4 Протокола 1-го заседания Координационного совета при ЭЭС СНГ от 19 августа 2021 года)*

3. Об актуализации направлений деятельности Электроэнергетического Совета СНГ.

*(пп. 3 п. 3 Протокола 58-го заседания ЭЭС СНГ от 30 июня 2021 года; пп. 3.2. Протокола 1-го заседания Координационного совета при ЭЭС СНГ от 19 августа 2021 года)*

4. О проекте Плана мероприятий по реализации Соглашения о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом СНГ и Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации Содружества Независимых Государств на 2022-2025 годы.

*(п. 5.1. Протокола 1-го заседания Координационного совета при ЭЭС СНГ от 19 августа 2021 года)*

5. О проекте Плана по реализации Меморандума о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом СНГ и Европейской Экономической Комиссией ООН на 2021-2025 годы.

*(п. 4 Протокола 5-го заседания Рабочей группы по экологии, энергоэффективности и ВИЭ)*

6. О полномочиях Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ.

*(в связи с принятием Положения о Координационном совете при Электроэнергетическом Совете СНГ)*

*Докладчик по пп. 1-6: Сниккарс Павел Николаевич, Председатель Координационного совета при ЭЭС СНГ, заместитель Министра энергетики Российской Федерации*

7. О присвоении почетного звания «Заслуженный энергетик СНГ» и награждении Почетной грамотой Электроэнергетического Совета СНГ.

*(по письмам профильных министерств государств-участников СНГ)*

8. О проекте Сметы доходов и расходов на финансирование деятельности

ЭЭС СНГ и его Исполнительного комитета на 2022 год.

*(статьи 2.2. и 2.5. Положения о порядке разработки, согласования и утверждения Сметы доходов и расходов на финансирование деятельности Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ)*

9. О признании утратившими силу документов, утвержденных решениями Электроэнергетического Совета СНГ.

*(предложение КОТК, Протокол 39-го заседания КОТК от 29-30 сентября 2021 года)*

10. О дате и месте очередного 60-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ.

*Докладчик по пп. 7-10: Кузько Игорь Анатольевич, Председатель Исполнительного комитета ЭЭС СНГ*

11. Разное.

**Электроэнергетический Совет  
Содружества Независимых Государств**

---

**Р Е Ш Е Н И Е**

**О проекте Плана мероприятий  
Электроэнергетического Совета СНГ на 2022 год**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых  
Государств

**решил:**

1. Утвердить План мероприятий Электроэнергетического Совета СНГ на 2022 год (прилагается).

Совершено в городе Москве \_\_\_\_\_ 2021 года в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр хранится в Исполнительном комитете Электроэнергетического Совета СНГ, который направит его заверенную копию каждому государству-члену Электроэнергетического Совета СНГ.

<b>От Азербайджанской Республики</b>	<b>От Российской Федерации</b>
<b>От Республики Армения</b>	<b>От Республики Таджикистан</b>
<b>От Республики Беларусь</b>	<b>От Туркменистана</b>
<b>От Республики Казахстан</b>	<b>От Республики Узбекистан</b>
<b>От Кыргызской Республики</b>	<b>От Украины</b>
<b>От Республики Молдова</b>	

**Электроэнергетический Совет  
Содружества Независимых Государств**

---

**Р Е Ш Е Н И Е**

**О проекте Плана работы Координационного совета  
при Электроэнергетическом Совете СНГ на 2021-2023 годы**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых  
Государств

**решил:**

1. Утвердить План работы Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ на 2021-2023 годы (прилагается).

Совершено в городе Москве \_\_\_\_\_ 2021 года в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр хранится в Исполнительном комитете Электроэнергетического Совета СНГ, который направит его заверенную копию каждому государству-члену Электроэнергетического Совета СНГ.

**От Азербайджанской Республики**

**От Российской Федерации**

**От Республики Армения**

**От Республики Таджикистан**

**От Республики Беларусь**

**От Туркменистана**

**От Республики Казахстан**

**От Республики Узбекистан**

**От Кыргызской Республики**

**От Украины**

**От Республики Молдова**

**Электроэнергетический Совет  
Содружества Независимых Государств**

---

**Р Е Ш Е Н И Е**

**Об актуализации направлений деятельности  
Электроэнергетического Совета СНГ**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Поручить Исполнительному комитету внести на рассмотрение Электроэнергетического Совета СНГ информацию о вступлении в силу Протокола от 20 ноября 2013 года о внесении изменений в Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств от 14 февраля 1992 года.
2. Поручить Исполнительному комитету ЭЭС СНГ провести консультации по предложениям государств-участников СНГ об изменении структуры работы Рабочих групп Электроэнергетического Совета СНГ.
3. Координационному совету при ЭЭС СНГ повторно рассмотреть на очередном заседании вопрос об актуализации направлений деятельности Электроэнергетического Совета СНГ.
4. Рабочей группе «Формирование общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ» обратить внимание на необходимость углубления взаимодействия с Подкомитетом по формированию общего электроэнергетического рынка ЕАЭС.

Совершено в городе Москве \_\_\_\_\_ 2021 года в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр хранится в Исполнительном комитете Электроэнергетического Совета СНГ, который направит его заверенную копию каждому государству-члену Электроэнергетического Совета СНГ.

<b>От Азербайджанской Республики</b>	<b>От Российской Федерации</b>
<b>От Республики Армения</b>	<b>От Республики Таджикистан</b>
<b>От Республики Беларусь</b>	<b>От Туркменистана</b>
<b>От Республики Казахстан</b>	<b>От Республики Узбекистан</b>
<b>От Кыргызской Республики</b>	<b>От Украины</b>
<b>От Республики Молдова</b>	



**Электроэнергетический Совет  
Содружества Независимых Государств**

---

**Р Е Ш Е Н И Е**

**О проекте Плана мероприятий по реализации Соглашения  
о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом СНГ  
и Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии  
и сертификации Содружества Независимых Государств  
на 2022–2025 годы**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Одобрить проект Плана мероприятий по реализации Соглашения о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом СНГ и Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации Содружества Независимых Государств на 2022-2025 годы (прилагается).

2. Поручить Председателю Координационного совета при ЭЭС СНГ Сниккарсу П.Н. утвердить План мероприятий по реализации Соглашения о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом СНГ и Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации Содружества Независимых Государств на 2022-2025 годы.

3. Наделить Председателя Координационного совета при ЭЭС СНГ полномочиями утверждать Планы мероприятий по реализации Меморандумов / Соглашений о сотрудничестве Электроэнергетического Совета СНГ с органами отраслевого сотрудничества Содружества Независимых Государств, ЕЭК ЕАЭС и другими международными организациями.

Совершено в городе Москве \_\_\_\_\_ 2021 года в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр хранится в Исполнительном комитете Электроэнергетического Совета СНГ, который направит его заверенную копию каждому государству-члену Электроэнергетического Совета СНГ.

**От Азербайджанской Республики**

**От Российской Федерации**

**От Республики Армения**

**От Республики Таджикистан**

**От Республики Беларусь**

**От Туркменистана**

**От Республики Казахстан**

**От Республики Узбекистан**

**От Кыргызской Республики**

**От Украины**

**От Республики Молдова**

**Электроэнергетический Совет  
Содружества Независимых Государств**

---

**Р Е Ш Е Н И Е**

**О проекте Плана по реализации Меморандума о взаимопонимании  
между Электроэнергетическим Советом СНГ и Европейской  
Экономической Комиссией ООН на 2021-2025 годы**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Утвердить План по реализации Меморандума о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом СНГ и Европейской Экономической Комиссией ООН на 2021-2025 годы (прилагается).

Совершено в городе Москве \_\_\_\_\_ 2021 года в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр хранится в Исполнительном комитете Электроэнергетического Совета СНГ, который направит его заверенную копию каждому государству-члену Электроэнергетического Совета СНГ.

**От Азербайджанской Республики**

**От Российской Федерации**

**От Республики Армения**

**От Республики Таджикистан**

**От Республики Беларусь**

**От Туркменистана**

**От Республики Казахстан**

**От Республики Узбекистан**

**От Кыргызской Республики**

**От Украины**

**От Республики Молдова**

**Электроэнергетический Совет  
Содружества Независимых Государств**

---

**Р Е Ш Е Н И Е**

**О полномочиях Координационного совета  
при Электроэнергетическом Совете СНГ**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств  
**решил:**

1. В связи с наделением Координационного совета при ЭЭС СНГ правом утверждать проекты рекомендательных документов прикладного характера (рекомендаций, методик, обзоров, макетов и др.), предусмотренного абзацем 3 п. 4.1. Положения о Координационном совете при Электроэнергетическом Совете СНГ, утвержденным Решением 58 заседания ЭЭС СНГ от 30 июня 2021 года, предоставить Координационному совету при ЭЭС СНГ полномочия своими решениями:

при утверждении новой редакции документа отменять решение Электроэнергетического Совета СНГ об утверждении ранее действовавшей редакции;

вносить изменения и дополнения в документ, утвержденный решением Электроэнергетического Совета СНГ.

Совершено в городе Москве \_\_\_\_\_ 2021 года в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр хранится в Исполнительном комитете Электроэнергетического Совета СНГ, который направит его заверенную копию каждому государству-члену Электроэнергетического Совета СНГ.

**От Азербайджанской Республики**

**От Российской Федерации**

**От Республики Армения**

**От Республики Таджикистан**

**От Республики Беларусь**

**От Туркменистана**

**От Республики Казахстан**

**От Республики Узбекистан**

**От Кыргызской Республики**

**От Украины**

**От Республики Молдова**

**Электроэнергетический Совет  
Содружества Независимых Государств**

---

**Р Е Ш Е Н И Е**

**О присвоении почетного звания «Заслуженный энергетик СНГ»  
и награждении Почетной грамотой Электроэнергетического Совета СНГ**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. За значительный вклад в развитие интеграционных процессов в энергетике государств-участников Содружества Независимых Государств присвоить почетное звание «Заслуженный энергетик СНГ»:

По представлению Азербайджанской Республики

- |   |  |  |
|---|--|--|
| 1 | <b>Фараджуллаевой</b><br>Нурангиз Намик кызы | - Ведущему советнику сектора энергоэффективности отдела электроэнергетики и энергоэффективности Министерства Энергетики АР                                 |
| 2 | <b>Халилову</b><br>Эльмину Замин оглы        | - Специалисту отдела нормативно-технического регулирования Агентства по регулированию энергетических вопросов при Министерстве Энергетики АР               |
| 3 | <b>Гусейнову</b><br>Камиллю Ядигяр оглы      | - Советнику Председателя ОАО «Азеришыг»  |
| 4 | <b>Гамбарову</b><br>Вусалу Сеидтаги оглы     | - Директору Технического Департамента ОАО «Азеришыг»   |
| 5 | <b>Джафарову</b><br>Тахиру Демир оглы        | - Советнику – электроэнергетику ООО «Azalternativenerji» при Государственном агентстве по возобновляемым источникам энергии при Министерстве Энергетики АР |
| 6 | <b>Ахмедовой</b><br>Сабине Таир кызы         | - Главному специалисту отдела нормативно-технического регулирования Агентства по регулирование энергетических вопросов при Министерстве Энергетики АР      |

- 7 **Мамедову**  
Ширзаду Хажан оглы - Главному инспектору Департамента регулирования и мониторинга энергетики Агентства по регулирование энергетических вопросов при Министерстве Энергетики АР
- 8 **Тахмазову**  
Халиду Фитатхан оглы - Помощнику Председателя ОАО «Азеришыг»
- 9 **Ахмедову**  
Джанахмеду  
Сабзулла оглы - Начальнику управления ОАО «Азеришыг»
- 10 **Юсифли**  
Юсифу Элдар Мири  
оглы - Делопроизводителю ОАО «Азеришыг»
- 11 **Гасанову**  
Эльнуру Ашраф оглы - Начальнику управления ОАО «Азеришыг»
- 12 **Наджафову**  
Мятлабу Раджаб оглы - Заместителю начальника отдела эксплуатации ОАО «Азеришыг»
- 13 **Гейдарову**  
Сатдару Искандяр оглы - Начальнику электросети ОАО «Азеришыг»
- 14 **Гасанову**  
Гадиру Фамиль оглы - Главному инженеру ОАО «Азеришыг»
- 15 **Агаеву**  
Зульфи Сатдар оглы - Начальнику управления ОАО «Азеришыг»
- 16 **Мурадлы**  
Ахмеду Фархад оглы - Начальнику отдела Информационных технологий и связи ОАО «Азерэнержи»
- 17 **Алипанахову**  
Арифу Алипанах оглы - Ведущему инженеру Управления производства электроэнергии ОАО «Азерэнержи»
- 18 **Исламову**  
Самеду Азиз оглы - Начальнику Управления по надзору ОАО «Азерэнержи»
- 19 **Керимову**  
Октаю Заур оглы - Ведущему научному сотруднику отдела ООО «Азербайджанский Научно-исследовательский и Проектно-изыскательский Институт Энергетики» при ОАО «Азерэнержи»
- 20 **Бабировой**  
Керамет Сабир кызы - Главному специалисту отдела ООО «Азербайджанский Научно-исследовательский и Проектно-изыскательский Институт Энергетики» при ОАО «Азерэнержи»

- 21 **Насибову**  
Валеху Халил оглы - Начальнику отдела  
ООО «Азербайджанский Научно-  
исследовательский и Проектно-  
изыскательский Институт Энергетики»  
при ОАО «Азерэнержи»
- 22 **Насибову**  
Муслиму Алиш оглы - Начальнику цеха ООО «Азербайджанская  
ТЭС» ОАО «Азерэнержи»
- 23 **Керимову**  
Фарруху Мирсаад оглы - Старшему машинисту цеха  
ООО «Азербайджанская ТЭС»  
ОАО «Азерэнержи»
- 24 **Алиеву**  
Октаю Саяд оглы - Начальнику смены цеха  
ООО «Азербайджанская ТЭС»  
ОАО «Азерэнержи»
- 25 **Мамедову**  
Аге Туфан оглы - Начальнику смены цеха  
ООО «Мингячаурской ГЭС»  
ОАО «Азерэнержи»
- 26 **Джаббарову**  
Асафу Гасан оглы - Начальнику участка сети  
ООО «Абшеронская РЭС»  
ОАО «Азерэнержи»
- 27 **Сулейманову**  
Дильману Мамед оглы - Начальнику службы ООО «Абшеронская  
РЭС» ОАО «Азерэнержи»
- 28 **Тагиевой**  
Замине Гасан гызы - Ведущему специалисту Технического  
производственного управления  
ОАО «Азерэнержи»
- 29 **Гулиеву**  
Саиду Давид оглы - Начальнику управления  
ООО «Азербайджанский Научно-  
исследовательский и Проектно-  
изыскательский Институт Энергетики»  
при  
ОАО «Азерэнержи»
- 30 **Азизову**  
Нариману Фарман оглы - Начальнику службы ООО «Ширванская  
РЭС» ОАО «Азерэнержи»
- 31 **Новрузову**  
Аллахгулу Ханлар оглы - Заместителю начальника цеха  
ООО «Шамкирская ГЭС»  
ОАО «Азерэнержи»

По представлению Республики Беларусь

- 32 **Адаменко**  
Сергею Юрьевичу - Заместителю генерального директора по  
капитальному строительству гродненского  
республиканского унитарного  
предприятия  
электроэнергетики «Гродноэнерго»

- 33 **Бондарю**  
Анатолию Михайловичу - Главному инженеру атомной электростанции республиканского унитарного предприятия «Белорусская атомная электростанция»
- 34 **Голодку**  
Александрю Степановичу - Директору филиала «Управление механизации «Белэнергостроймеханизация» государственного предприятия «Белэнергострой» - управляющая компания холдинга»
- 35 **Орловой**  
Виктории Петровне - Главному специалисту технического отдела научно-исследовательского и проектно-изыскательского республиканского унитарного предприятия «Белэнергосетьпроект»
- 36 **Осмоловскому**  
Виктору Михайловичу - Заместителю генерального директора по сбыту энергии могилевского республиканского унитарного предприятия электроэнергетики «Могилевэнерго»
- 37 **Саливончику**  
Александрю Ивановичу - Заместителю генерального директора по экономике и финансам брестского республиканского унитарного предприятия электроэнергетики «Брестэнерго»
- 38 **Тарашуку**  
Андрею Мирославовичу - Начальнику турбинного участка цеха наладки тепломеханического оборудования филиала «Инженерный центр» открытого акционерного общества «Белэнергоремналадка»
- 39 **Юшкевичу**  
Виктору Владимировичу - Директору проектного научно-исследовательского республиканского унитарного предприятия «Белнипиэнергопром»

По представлению Республики Казахстан

- 40 **Абжанову**  
Руслану Тюлегеновичу - Главному инженеру АО «Астана-Региональная Электросетевая Компания»
- 41 **Агибаеву**  
Айдару Сыздыковичу - Заместителю Генерального директора по производству ТОО «Казэнергоэкспертиза»

- 42 **Бекжанову**  
Тажибаю Дайрабаевичу - Заместителю начальника цеха по обслуживанию электрических сетей ГКП «Куатжылуорталык-3»
- 43 **Бирюкову**  
Алексею Ивановичу - Старшему диспетчеру ЦДС АО «Западно-Казахстанская РЭК»
- 44 **Ведякину**  
Дмитрию Борисовичу - Начальнику цеха эксплуатации ТОО «АЭС Усть-Каменогорская ГЭС»
- 45 **Далабаеву**  
Олегу Булатовичу - Техническому директору ТОО «Институт «Казсельэнергопроект»
- 46 **Долгополову**  
Юрию Николаевичу - Диспетчеру Центральной диспетчерской службы ТОО «Межрегионэнерготранзит»
- 47 **Зубченко**  
Андрею Петровичу - Директору по энергоснабжению – главному энергетик ТОО «Богатырь Комир»
- 48 **Ибраеву**  
Галыму Ашимовичу - Начальнику Кызылжарминской РЭС управления городских электрических сетей АО «Кызылординская РЭК»
- 49 **Идрисову**  
Жандарбеку Абпазовичу - Исполнительному директору ТОО «Оңтүстік Жарық Транзит»
- 50 **Ижику**  
Николаю Игнатовичу - Главному инженеру ТОО «Kazakhstan Energy» (Казахмыс Энерджи)
- 51 **Иманову**  
Мурату Амантаевичу - Начальнику Управления развития АО «Мангистауская РЭК»
- 52 **Каршегенову**  
Алтынбеку Тулеугалиевичу - Члену правления ТОО «Степногорская ТЭЦ»
- 53 **Кикбаеву**  
Забиру Ахотовичу - Начальнику эксплуатационного района тепловых сетей №3 (ЭРТС-3) АО «Атырауские тепловые сети»
- 54 **Климовой**  
Галине Ивановне - Главному специалисту отдела вторичных соединений ПС АО «КазНИПИИТЭС «Энергия»
- 55 **Кравчук**  
Анатолию Николаевичу - Директору Предприятия электрических сетей ТОО «Kazakhstan Distribution» (Казахмыс Дистрибьюшн)
- 56 **Краснову**  
Владимиру Николаевичу - Начальнику службы релейной защиты, автоматики и измерений ТОО «Қарағанды Жарық»
- 57 **Кукушкину**  
Игорю Владимировичу - Начальнику Топливо-транспортного цеха ТЭЦ-2 АО «Астана-Энергия»
- 58 **Кушерову**  
Миралы Кабдулдиновичу - Начальнику Усть-Каменогорского РЭС Алтай Аймагы АО «Объединенная Энерго-Сервисная Компания»



- 59 **Медведюк**  
Сергею Петровичу - Начальнику электрического цеха ТЭЦ-3  
ТОО «Караганда Энергоцентр»
- 60 **Мергалиеву**  
Дуйсену Армешевичу - Президенту АО «Евроазиатская  
энергетическая корпорация»
- 61 **Монтаеву**  
Самитдину  
Абибуллаевичу - Начальнику Производственно-  
технической службы ТОО «Оңтүстік  
Жарық Транзит»
- 62 **Мухамбеталиеву**  
Исатаю Камиевичу - Начальнику Городского района  
электрических сетей АО «Атырау Жарық»
- 63 **Непочатому**  
Виктору Викторовичу - Начальнику котельно-водогрейного цеха  
Карагандинской ТЭЦ-1 ТОО «Караганда  
Энергоцентр»
- 64 **Оспанову**  
Байтасу Санитасұлы - Главному менеджеру Департамента  
«Управление Капитальным  
Строительством и Ремонтами»  
АО «Самрук-Энерго»
- 65 **Плотникову**  
Вячеславу  
Владимировичу - Заместителю директора - главному  
инженеру ГКП «Костанайская  
теплоэнергетическая компания»
- 66 **Сабирзянову**  
Рашиду Абдулажановичу - Начальнику управления по электрической  
части, топливоподачи и  
общестанционного оборудования ТОО  
«Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата  
Нуржанова»
- 67 **Серикову**  
Эрнесту Акимовичу - Профессору кафедры ТЭУ  
НАО «АУЭС имени Гумарбека Даукеева»
- 68 **Суханову**  
Игорю Александровичу - Директору по охране труда и окружающей  
среды - главному техническому  
руководителю по охране труда  
ТОО «Усть-Каменогорская ТЭЦ»
- 69 **Сырвачеву**  
Александрю  
Владимировичу - Заместителю генерального директора по  
производству - главному инженеру  
АО «Акмолинская РЭК»
- 70 **Тажиеву**  
Бахыталды Турабековичу - Инженеру по водорегулированию  
производственно-технического отдела  
АО «Шардаринская ГЭС»
- 71 **Торохтий**  
Сергею Николаевичу - Старшему начальнику смены Службы  
эксплуатации ПТЭЦ-2  
АО «СЕВКАЗЭНЕРГО»
- 72 **Шайзанову**  
Канату Болаткановичу - Главному инженеру Центра по приему и  
выгрузке топлива ЦПВТ  
АО «Алматинские электрические  
станции»

- 73 **Досимбаеву**  
Ержану Бекназаровичу - Главному эксперту блока цифровизации (локальных проектов) Департамента процессного управления и цифровой трансформации АО «КЕГОС»
- 74 **Калмагамбетову**  
Онербаю  
Орынбасаровичу - Начальнику Службы релейной защиты и электроавтоматики филиала АО «КЕГОС» «Западные МЭС»
- 75 **Хасанову**  
Марату Гиниатовичу - Ведущему инженеру группы по оперативному управлению устройствами противоаварийной автоматики Службы релейной защиты и автоматики филиала АО «КЕГОС» «Национальный диспетчерский центр системного оператора»
- 76 **Корнееву**  
Михаилу Юрьевичу - Директору Южного филиала АО «Энергоинформ»
- По представлению Российской Федерации
- 77 **Ахмедову**  
Рафику Фаатовичу - Первому заместителю директора - главному инженеру филиала ПАО «Россети Ленэнерго» «Северные электрические сети»
- 78 **Гришутину**  
Сергею Владимировичу - Мастеру Южной ремонтно-механической станции Южной производственной группы службы воздушных линий электропередачи филиала ПАО «Россети Московский регион» - Московские высоковольтные сети
- 79 **Евграфову**  
Анатолию Николаевичу - Главному инженеру Северного производственного отделения филиала ПАО «Россети Волга» – «Оренбургэнерго»
- 80 **Краснову**  
Евгению  
Владимировичу - Заместителю начальника Департамента – Начальнику управления балансов и потерь электроэнергии по ЕНЭС Департамента взаимодействия с клиентами и рынком ПАО «ФСК ЕЭС»
- 81 **Кузнецову**  
Василию Дмитриевичу - Электромонтеру по ремонту воздушных линий электропередачи 5 разряда Кемеровского участка СВЛ службы высоковольтных линий производственного отделения Северо-Восточные электрические сети филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС»

- 82 **Павлову**  
Игорю Валерьевичу - Заместителю генерального директора по инвестиционной деятельности ПАО «Россети Сибирь»
- 83 **Сучкову**  
Владимиру Петровичу - Начальнику управления технического надзора Филиала ПАО «Россети» – Центр технического надзора
- 84 **Штокайло**  
Владимиру  
Владимировичу - Заместителю генерального директора по инвестиционной деятельности и развитию сети филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Магистральные электрические сети Волги
- 85 **Швецову**  
Евгению Ивановичу - Главному технологу отдела организации технического контроля и контроля обеспечения безопасности АЭС Департамента контроля безопасности производства АО «Концерн Росэнергоатом»
- 86 **Мильцину**  
Валерию Львовичу - Начальнику Гидротехнического отдела АО «Ленгидропроект»
- 87 **Орлову**  
Дмитрию  
Станиславовичу - Заместителю Генерального директора, руководителю Блока розничного бизнеса ПАО «Интер РАО»
- 88 **Гущину**  
Алексею  
Владимировичу - Директору по управлению режимами - главному диспетчеру Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги
- 89 **Проскурину**  
Виталию Сергеевичу - Директору по развитию технологий диспетчерского управления Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги
- 90 **Шехахмедову**  
Магомеду  
Шехахмедовичу - Директору Филиала АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ

По представлению Республики Узбекистан

- 91 **Курбанову**  
Ферузу Мустафоевичу - Заместителю председателя правления по инвестициям АО «Национальные электрические сети Узбекистана»

2. За существенный вклад в расширение интеграционных процессов и развитие электроэнергетики государств-участников Содружества Независимых Государств наградить Почетной грамотой Электроэнергетического Совета СНГ:

## По представлению Азербайджанской Республики

- 92 **Исмаилова**  
Рауфа Сахиб оглы - Заведующего сектора электроэнергетики  
отдела электроэнергетики и  
энергоэффективности Министерства  
Энергетики АР

## По представлению Республики Беларусь

- 93 **Барановского**  
Ивана Николаевича - Начальника тепломеханического отдела  
проектного научно-исследовательского  
республиканского унитарного предприятия  
«Белнипиэнергопром»
- 94 **Близнюка**  
Дмитрия Михайловича - Начальника сектора внешних  
экономических связей брестского  
республиканского унитарного предприятия  
электроэнергетики «Брестэнерго»
- 95 **Жученко**  
Елену Александровну - Руководителя группы отдела общей  
энергетики научно-исследовательского и  
проектного республиканского унитарного  
предприятия «БЕЛТЭИ»
- 96 **Игнатюка**  
Сергея Степановича - Заместителя главного инженера по  
электротехнической части гомельского  
республиканского унитарного предприятия  
электроэнергетики «Гомельэнерго»
- 97 **Ковалёва**  
Вячеслава Васильевича - Заместителя главного инженера по работе с  
персоналом – начальника службы  
надёжности, охраны труда, пожарной,  
промышленной и радиационной  
безопасности гомельского  
республиканского унитарного предприятия  
электроэнергетики «Гомельэнерго»
- 98 **Ладутько**  
Олега Ивановича - Директора филиала «Бобруйские тепловые  
сети» могилевского республиканского  
унитарного предприятия электроэнергетики  
«Могилевэнерго»
- 99 **Макарова**  
Александра Ивановича - Начальника участка филиала  
«Строительно-монтажное управление  
«Белэнергомонтаж» государственного  
предприятия «Белэнергострой» -  
управляющая компания холдинга»
- 100 **Миклашевича**  
Анатолия Францевича - Директора филиала «Волковысские  
электрические сети» гродненского  
республиканского унитарного предприятия  
электроэнергетики «Гродноэнерго»

- 101 **Петровича**  
Валерия Николаевича
- Ведущего инженера отдела распределительных сетей научно-исследовательского и проектно-изыскательского республиканского унитарного предприятия «Белэнергосетьпроект»
- 102 **Пинчука**  
Андрея Алексеевича
- Заместителя начальника управления – начальника отдела технического надзора управления капитального строительства республиканского унитарного предприятия «Белорусская атомная электростанция»
- 103 **Станкевича**  
Виктора Михайловича
- Главного инженера филиала «Оршанские электрические сети» витебского республиканского унитарного предприятия электроэнергетики «Витебскэнерго»
- 104 **Сукалова**  
Константина Фёдоровича
- Директора филиала «Светлогорскэнергоремонт» открытого акционерного общества «Белэнергоремналадка»
- 105 **Чернышевича**  
Алексея Владимировича
- Старшего диспетчера диспетчерской службы аппарата управления государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго»
- По представлению Республики Казахстан
- 106 **Абугалиева**  
Игоря Кенжегалиевича
- Начальника Курмангазинского района электрических сетей АО «Атырау Жарык»
- 107 **Авдееву**  
Надежду Алексеевну
- Оператора Оперативно-диспетчерской службы АО «Астана-Региональная Электросетевая Компания»
- 108 **Асыллова**  
Абая Ногаевича
- Председателя Правления АО «Мойнакская ГЭС им. У.Д. Кантаева»
- 109 **Ауелбекова**  
Болата Сейдахметовича
- Дежурного электромонтера подстанции «Бирлик» Жанакорганской районной электрической сети АО «Кызылординская РЭК»
- 110 **Валеева**  
Руслана Равильевича
- Начальника отдела информационных систем службы текущих балансов и информационных систем БРП «Энергосети» ТОО «Kazakhstanmys Distribution» (Казахмыс Дистрибьюшн)

- 111 **Говорина**  
Валерия  
Владимировича - Главного инженера теплового района  
ГКП «Костанайская теплоэнергетическая  
компания»
- 112 **Гончарова**  
Василия Дмитриевича - Машиниста вагоноопрокидывателя  
5 разряда топливно-транспортного цеха  
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»
- 113 **Дианова**  
Сергея Владимировича - Начальника цеха тепловой автоматики и  
измерений № 11/2 ТЭЦ-2  
АО «ПАВЛОДАРЭНЕРГО»
- 114 **Дутбаева**  
Мурата Маутхановича - Начальника котлотурбинного цеха-2  
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1  
имени Булата Нуржанова»
- 115 **Ержаханова**  
Армана Жумабаевича - Главного инженера Актауского района  
электрических сетей  
АО «Мангистауская РЭК»
- 116 **Жакыпбаева**  
Абзала Кабылетовича - Заместителя главного инженера по  
эксплуатации ТЭЦ-2 им. Жакутова  
АО «Алматинские электрические  
станции»
- 117 **Жунусова**  
Рулана Кабашевича - Руководителя Жанибекской  
РГЭ ТОО «Батыс Энергоресурсы»
- 118 **Золотницына**  
Сергея Алексеевича - Начальника эксплуатационного района  
тепловых сетей №2  
АО «Атырауские тепловые сети»
- 119 **Зубкова**  
Алексея  
Владимировича - Ведущего инженера по эксплуатации  
турбинного цеха ПТЭЦ-2  
АО «СЕВКАЗЭНЕРГО»
- 120 **Кабдолфарихова**  
Туржана Куангалиевича - Начальника участка №5 группы сбыта  
ТОО «АтырауЭнергосату»
- 121 **Кондратюка**  
Василия Валерьевича - Начальника южного сетевого района  
ТОО «Павлодарские тепловые сети»
- 122 **Кошнарзова**  
Нурлыбека  
Тагайбаевича - Старшего мастера электрического цеха  
АО «Шардаринская ГЭС»
- 123 **Кубегенова**  
Мухана Ералиевича - Начальника отдела покупки  
электроэнергии  
ТОО «Жамбылские электрические сети»
- 124 **Кушнерова**  
Валерия Анатольевича - Начальника службы грозозащиты и  
изоляции ТОО «Қарағанды Жарық»
- 125 **Машанова**  
Кали Ракмышовича - Начальника Таскалинского РЭС  
АО «Западно-Казахстанская РЭК»

- 126 **Мащенко**  
Светлану Петровну - Ведущего инженера отдела первичных соединений ПС  
АО «КазНИПИИТЭС «Энергия»
- 127 **Муктаганова**  
Айбека Нуртазаевича - Начальника отдела автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии  
ТОО «Оңтүстік Жарық Транзит»
- 128 **Намазбаеву**  
Гульмиру Есенкуловну - Заместителя директора по общим вопросам администрации  
Карагандинской ТЭЦ-1  
ТОО «Караганда Энергоцентр»
- 129 **Непомнящего**  
Романа Николаевича - Дежурного инженера станции цеха эксплуатации  
ТОО «Усть-Каменогорская ГЭС
- 130 **Оразалина**  
Болат Тажибаевича - Начальника ремонтно-механического строительного цеха Карагандинской ТЭЦ-1  
ТОО «Караганда Энергоцентр»
- 131 **Осадчего**  
Евгения Витальевича - Начальника цеха централизованного ремонта  
ТОО «Усть-Каменогорская ТЭЦ»
- 132 **Панфилкина**  
Александра Геннадьевича - Ведущего инженера управления релейной защиты и автоматики  
АО «Объединённая Энерго-Сервисная Компания»
- 133 **Савенкова**  
Александра Владимировича - Начальника службы релейной защиты и автоматики  
ТОО «Межрегионэнерготранзит»
- 134 **Сагымбекова**  
Жомарта Ерековича - Начальника цеха наладки и испытаний тепломеханического оборудования (ЦНИТО)  
Электрической станции АО «Евроазиатская энергетическая корпорация»
- 135 **Слакаева**  
Сергея Владимировича - Начальника смены станции ТЭЦ-1  
АО «Астана-Энергия»
- 136 **Тажиева**  
Бахыталды Турабековича - Инженера по водорегулированию производственно-технического отдела  
АО «Шардаринская ГЭС»
- 137 **Тасболатова**  
Тоханая Суйегеновича - Начальника смены топливно-транспортного цеха  
ТОО «Главная распределительная энергостанция Топар»
- 138 **Ткаченко**  
Андрея Викторовича - Заместителя начальника по эксплуатации турбинного цеха  
АО «Атырауская теплоэлектростанция»
- 139 **Ткаченко**  
Любовь Николаевну - Ведущего инженера  
ТОО «Институт «Казсельэнергопроект»

- 140 **Тохтибакиева**  
Кармеля Камиловича - Заведующего лабораторией ТНИЛ ИЭС,  
к.т.н. доцента кафедры  
«Электроэнергетические системы»  
НАО «АУЭС имени Гумарбека Даукеева»
- 141 **Шитова**  
Игоря Борисовича - Директора ТОО «Степногорская ТЭЦ»
- 142 **Попову**  
Ирину Викторовну - Главного специалиста отдела  
трансграничного рынка Департамента  
трейдинга АО «KEGOC»
- 143 **Ихласова**  
Асана Каримовича - Диспетчера Регионального  
диспетчерского центра филиала  
АО «KEGOC» «Актюбинские МЭС»
- 144 **Сатаева**  
Куата Козыбаевича - Инженера подстанции оперативно-  
диспетчерской группы ПС-220 кВ  
«Галдыкорган» филиала АО «KEGOC»  
«Алматинские МЭС»
- 145 **Кельмагамбетова**  
Ануара Эрнесовича - Заместителя главного диспетчера  
Регионального диспетчерского центра  
филиала АО «KEGOC» «Центральные  
МЭС»
- 146 **Аппакова**  
Нурбола Тилеукеевича - Главного менеджера отдела  
производственной безопасности  
Департамента охраны труда  
АО «KEGOC»
- 147 **Жаназарова**  
Марата Юсуповича - Заместителя директора по производству  
Северного филиала АО «Энергоинформ»
- 148 **Котова**  
Александра  
Александровича - Директора Карагандинского филиала  
АО «Энергоинформ»
- 149 **Шарыгина**  
Рафаиля Явдатовича - Директора Актюбинского филиала  
АО «Энергоинформ»
- По представлению Российской Федерации
- 150 **Абдулова**  
Ильдара Искандаровича - Электромонтера 6 разряда оперативно -  
выездной бригады №2 службы  
подстанций/Королевская группа  
подстанций/Королевская ГПС 35-220 кВ  
филиала ПАО «Россети Московский  
регион» – Северные электрические сети
- 151 **Бугаева**  
Дмитрия Михайловича - Начальника службы высоковольтных линий  
производственного отделения Западные  
электрические сети филиала ПАО «Россети  
Сибирь» – «Омскэнерго»



- 152 **Диденко**  
Игоря Владимировича
- 153 **Курюмова**  
Георгия Аркадьевича
- 154 **Литвинова**  
Александра Петровича
- 155 **Почкалова**  
Евгения Николаевича
- 156 **Сульдину**  
Надежду Аркадьевну
- 157 **Трифонов**  
Алексея Анатольевича
- 158 **Баранова**  
Дмитрия Вячеславовича
- 159 **Керал**  
Ирину Викторовну
- 160 **Нестеренко**  
Кирилла Александровича
- 161 **Корешкова**  
Алексея Валерьевича
- 162 **Никифорова**  
Игоря Сергеевича
- Начальника Всеволжского РЭС филиала ПАО «Россети Ленэнерго» «Северные электрические сети»
  - Начальника отдела технической поддержки сетей Центрального ПО филиала ПАО «Россети Волга» – «Саратовские РС»
  - Электромонтера по ремонту воздушных линий электропередачи 6 разряда Новоалтайского участка службы высоковольтных линий производственного отделения Северо-Восточные электрические сети филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго»
  - Электромонтера оперативно - выездной бригады 6 разряда Таганской ГПС Юго-Восточных ОВЭС филиала ПАО «Россети Московский регион» – Московские высоковольтные сети
  - Заместителя начальника службы планирования балансов и нормирования потерь электроэнергии департамента учета и передачи электроэнергии ПАО «Россети Ленэнерго»
  - Начальника отдела по управлению объектами электросетевого хозяйства Департамента технического перевооружения и реконструкции, обслуживания и ремонта объектов электросетевого хозяйства ПАО «Россети Волга»
  - Главного инженера проекта гидротехнического отдела № 2 АО «Институт Гидропроект»
  - Главного специалиста группы «Основные сооружения» отдела «Проектирование гидротехнических сооружений» управления проектирования АО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева»
  - Руководителя Департамента методологии торговой деятельности и взаимодействия с органами власти Блока трейдинга ПАО «Интер РАО»
  - Директора Филиала АО «СО ЕЭС» Волгоградское РДУ
  - Директора по управлению режимами - главного диспетчера Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада

- 163 **Саргуна**  
Андрея Васильевича - Заместителя главного диспетчера по оперативной работе Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири
- 164 **Сюткина**  
Сергея Николаевича - Начальника Службы тренажерной подготовки персонала Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала
- 165 **Утца**  
Станислава Андреевича - Главного специалиста Департамента параллельной работы и стандартизации АО «СО ЕЭС»
- 166 **Шемелина**  
Дмитрия Владимировича - Начальника отдела Департамента параллельной работы и стандартизации АО «СО ЕЭС»

Совершено в городе Москве \_\_\_\_\_ 2021 года в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр хранится в Исполнительном комитете Электроэнергетического Совета СНГ, который направит его заверенную копию каждому государству - члену Электроэнергетического Совета СНГ.

**Президент**  
**Электроэнергетического Совета СНГ**

**Н.Г. Шульгинов**

**Председатель**  
**Исполнительного комитета ЭЭС СНГ**

**И.А. Кузько**

**Электроэнергетический Совет  
Содружества Независимых Государств**

---

**Р Е Ш Е Н И Е****О признании утратившими силу документов,  
утвержденных решениями Электроэнергетического Совета СНГ**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств  
**решил:**

1. В связи с утверждением Координационным советом при ЭЭС СНГ новых редакций документов признать утратившими силу:

Общих требований к разработке и содержанию программ и бланков переключений по выводу из работы и вводу устройств релейной защиты и автоматики, утвержденных Решением 46-го заседания ЭЭС СНГ от 24 октября 2014 года;

Положения о релейной защите (РЗ) и автоматическом повторном включении (АПВ) межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем шин и автотрансформаторов (АТ), утвержденного Решением 36-го заседания ЭЭС СНГ от 24 ноября 2009 года.

Совершено в городе Москве \_\_\_\_\_ 2021 года в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр хранится в Исполнительном комитете Электроэнергетического Совета СНГ, который направит его заверенную копию каждому государству-члену Электроэнергетического Совета СНГ.

**От Азербайджанской Республики**

**От Российской Федерации**

**От Республики Армения**

**От Республики Таджикистан**

**От Республики Беларусь**

**От Туркменистана**

**От Республики Казахстан**

**От Республики Узбекистан**

**От Кыргызской Республики**

**От Украины**

**От Республики Молдова**

**Электроэнергетический Совет  
Содружества Независимых Государств**

---

**Р Е Ш Е Н И Е**

**О дате и месте очередного 60-го заседания  
Электроэнергетического Совета СНГ**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Провести в 2022 году два заседания Электроэнергетического Совета СНГ - очное и заочное.

2. Поручить Исполнительному комитету проработать вопрос о возможности проведения очного заседания Электроэнергетического Совета СНГ по месту проведения заседания Совета глав правительств СНГ в Республике Казахстан, осуществляющем председательствование в Содружестве Независимых Государств в 2022 году.

3. Просить руководителей профильных министерств государств-участников СНГ до 10 февраля 2022 года направить в Исполнительный комитет для формирования проекта Повестки дня очередного 60-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ перечень вопросов, требующих рассмотрения и принятия решений.

4. Поручить Исполнительному комитету на основе решений 59-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ, поручений Совета глав государств и Совета глав правительств СНГ, а также предложений, поступивших из государств Содружества, сформировать проект Повестки дня 60-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ, согласовать его в рабочем порядке с членами ЭЭС СНГ и организовать подготовку материалов к заседанию.

Совершено в городе Москве \_\_\_\_\_ 2021 года в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр хранится в Исполнительном комитете Электроэнергетического Совета СНГ, который направит его заверенную копию каждому государству-члену Электроэнергетического Совета СНГ.

**От Азербайджанской Республики**

**От Российской Федерации**

**От Республики Армения**

**От Республики Таджикистан**

**От Республики Беларусь**

**От Туркменистана**

**От Республики Казахстан**

**От Республики Узбекистан**

**От Кыргызской Республики**

**От Украины**

**От Республики Молдова**

**СОВМЕСТНОЕ ЗАЯВЛЕНИЕ****участников 59-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ  
по глобальной климатической повестке и проводимой политики в  
государствах-участниках СНГ в данной области**

**Участники 59-го заседания ЭЭС СНГ в части глобальной климатической повестки отмечают:**

Изменение климата сейчас затрагивает каждого человека, каждую страну на всех континентах - это глобальная проблема, которая не признает национальных границ. Проблема, которая требует решений, согласованных на международном уровне, используя все доступные инструменты международного сотрудничества для перехода к низкоуглеродной экономике.

Электроэнергетический сектор является одним из крупнейших источников антропогенных выбросов парниковых газов. Достижение стратегических целей Парижского соглашения означает использование чистой энергии в широких масштабах, улучшая доступ к энергии и поддерживая рост спроса на электроэнергию.

Согласно сценариям удерживания глобального потепления на уровне ниже 1,5°C электроэнергетический сектор к 2050 году существенно трансформируется и станет глубоко декарбонизированным, чтобы избежать наихудших последствий изменения климата.

В настоящее время в электроэнергетике многих стран мира произошли существенные изменения, направленные на уменьшение воздействия на окружающую среду и реализации целей климатической повестки.

К ключевым факторам, характеризующим трансформацию энергетических систем в мире, можно отнести:

- максимальное использование инструментов энергоэффективности;
- декарбонизацию выработки электроэнергии;
- электрификацию всех секторов экономики и обеспечения жизнедеятельности человека;
- увеличение масштабов интеграции в энергосистемы возобновляемой энергетики на основе энергии ветра и солнца;
- расширение цифровизации и автоматизации энергетических систем;
- развитие систем управления спросом и накопления энергии.

**Участники 59-го заседания ЭЭС СНГ в части региональной климатической повестки в рамках Содружества констатируют:**

Все государства – участники СНГ подписали и ратифицировали Парижское соглашение и представили предполагаемые национально определяемые вклады (NDC) во исполнение решений Конференции Сторон РКИК ООН СНГ.

В настоящее энергетический баланс по своей структуре практически всех государств СНГ является низкоуглеродным:

– в Российской Федерации более 80% электроэнергии вырабатывается на низкоуглеродных источниках энергии и на природном газе;

– в Кыргызской Республике и Республике Таджикистан свыше 90 % выработки электроэнергии осуществляется на гидроэлектростанциях;

– в Азербайджанской Республике, Республике Беларусь, Республике Молдова и Туркменистане практически все ТЭС, составляющие основу электроэнергетики, работают на природном газе;

– в структуре генерирующих мощностей Республики Армения значительную роль играют АЭС, ГЭС и ТЭС на природном газе.

За последние 20 лет ежегодный предотвращённый выброс парниковых газов от сжигания топлива в государствах-участниках СНГ составлял в среднем 700 млн т, или свыше 30% от валового выброса ПГ в базовом 1990 году.

За годы существования Содружества Независимых Государств в государствах-участниках последовательно развивается сектор возобновляемой энергетики, создана и продолжает совершенствоваться нормативная правовая база. В период с 1 января 2010 г. по 1 января 2021 г. общая установленная генерирующая мощность объектов ВИЭ, включая ГЭС, государств-участников СНГ увеличилась почти на 20 млн кВт.

Целевые индикаторы развития ветровой и солнечной генерации в государствах - участниках СНГ на ближайшие десятилетия варьируются от 2-6 до 25-30% годовой выработки национальных энергосистем, в связи с чем реализуются подходы к трансформации энергетических систем для интеграции высоких долей ветровой и солнечной генерации.