



Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ



Протокол 55-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ

25 октября 2019 года,
г. Москва





ПРОТОКОЛ

заседания Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств

25 октября 2019 года

г. Москва

№ 55

В работе 55-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ приняли участие:

делегации профильных министерств и электроэнергетических компаний Азербайджанской Республики, Республики Армения, Республики Беларусь, Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Республики Молдова, Российской Федерации, Республики Таджикистан, Туркменистана и Республики Узбекистан (в качестве наблюдателя);

приглашенные представители Исполнительного комитета СНГ; КДЦ «Энергия»; Евразийской Экономической Комиссии; Национального исследовательского университета «Высшая школа экономики», Национального союза энергосбережения (Российская Федерация).

Список участников заседания представлен в **Приложении 1**.

Заседание открыл и выступил с вступительным словом Президент Электроэнергетического Совета СНГ, Министр энергетики Российской Федерации Александр Валентинович Новак.

Руководители делегаций государств-участников заседания утвердили следующую Повестку дня 55-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ:

1. О произошедших изменениях и подготовке энергосистем государств Содружества к осенне-зимнему периоду 2019-2020 гг.

2. Об информации ПАО «Россети» «Концепция цифровой трансформации 2030 как инструмент трансфера высокотехнологичных решений и продуктов».

3. О Перспективном балансе энергосистемы на период до 2035 года.

4. О целесообразности разработки проекта Дополнений в Порядок формирования прогнозных данных о балансах электрической энергии и мощности в энергосистемах государств-участников СНГ.

5. Об итогах работы Исполнительного комитета за 2019 год и проектах Плана мероприятий Электроэнергетического Совета СНГ, Сметы доходов и расходов на



финансирование деятельности ЭЭС СНГ и его Исполнительного комитета на 2020 год.

6. О проекте Рекомендаций по организации контроля параметров качества электрической энергии, перемещаемой по межгосударственным линиям электропередачи государств-участников СНГ.

7. О проекте Методических рекомендаций для определения категоричности потребителей по надежности электроснабжения.

8. О проекте Методических рекомендаций о порядке разработки мероприятий по выполнению требований нормативных актов и организационно-распорядительных документов.

9. О проекте Методических рекомендаций по проведению противоаварийных тренировок.

10. Об итогах проведения XVI Международных соревнований профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ – Международных соревнований бригад по ремонту и обслуживанию распределительных сетей 10/0,4 кВ.

11. О проекте Сводного отчета по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ за 2017-2018 гг.

12. О проекте Перечня основных мероприятий, посвященных 100-летию Плана ГОЭЛРО.

13. О проекте Перечня основных мероприятий, связанных с празднованием 75-летия Победы в Великой отечественной войне 1941-1945 гг.

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

15. О дате и месте проведения очередного 56-го очного заседания Электроэнергетического Совета СНГ.

1. О произошедших изменениях и подготовке энергосистем государств Содружества к осенне-зимнему периоду 2019-2020 гг.

(Кузько И.А., Солтанов Э.З., Мелконян Т.Ш., Каранкевич В.М., Бозумбаев К.А., Исраилов А.Н., Брынзан В.И., Новак А.В., Усмонзода У.Ю., Артыков М.Р., Исакулов Д.А.)

Заслушав и обсудив информацию руководителей профильных министерств и электроэнергетических компаний государств-участников СНГ,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

Принять к сведению информацию о произошедших изменениях и подготовке энергосистем государств Содружества к осенне-зимнему периоду 2019-2020 гг.



2. Об информации ПАО «Россети» «Концепция цифровой трансформации 2030 как инструмент трансфера высокотехнологичных решений и продуктов»

(Новак А.В., Ливинский П.А., Бозумбаев К.А., Кули-Заде А.М.)

Заслушав и обсудив информацию ПАО «Россети»,
Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств
решил:

1. Принять к сведению информацию ПАО «Россети» «Концепция цифровой трансформации 2030 как инструмент трансфера высокотехнологичных решений и продуктов».

2. Поручить Рабочей группе «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ» изучить опыт работы энергосистем государств-участников СНГ в части цифровой трансформации электроэнергетики и подготовить аналитический доклад о состоянии дел в государствах-участниках СНГ по данному вопросу.

3. О Перспективном балансе энергосистемы на период до 2035 года

(Новак А.В., Панина А.Г., Каранкевич В.М., Брынзан В.И.)

Заслушав и обсудив информацию представителя ПАО «Интер РАО»,
Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств
решил*:

1. Принять к сведению информацию ПАО «Интер РАО» «О Перспективном балансе энергосистемы на период до 2035 года».

2. Поручить Координационному совету по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики изучить опыт государств-участников СНГ по разработке перспективных балансов электрической энергии и мощности энергосистем и подготовить соответствующий обзор.

**Азербайджанская Республика не участвует в настоящем Решении.*

Республика Молдова воздерживается от принятия настоящего Решения.

4. О целесообразности разработки проекта Дополнений в Порядок формирования прогнозных данных о балансах электрической энергии и мощности в энергосистемах государств-участников СНГ

(Новак А.В., Кузько И.А., Бозумбаев К.А., Назаров А.К., Мурселиев А.Б.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств
решил*:

Поручить Координационному совету по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики совместно с Исполнительным комитетом продолжить работу по доработке проекта Дополнений и внести его на рассмотрение очного заседания



Электроэнергетического Совета СНГ.

**Азербайджанская Республика не участвует в настоящем Решении.*

5. Об итогах работы Исполнительного комитета за 2019 год и проектах Плана мероприятий Электроэнергетического Совета СНГ, Сметы доходов и расходов на финансирование деятельности ЭЭС СНГ и его Исполнительного комитета на 2020 год

(Новак А.В., Кузько И.А., Артыков М.Р., Бозумбаев К.А., Брынзан В.И.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:

1. Утвердить План мероприятий Электроэнергетического Совета СНГ на 2020 год (**Приложение 2**).

2. Поручить Исполнительному комитету ЭЭС СНГ организовать работу по его выполнению.

3. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета о состоянии финансирования деятельности Электроэнергетического Совета СНГ.

4. Предложить руководителям профильных министерств и электроэнергетических компаний государств-участников СНГ, не принявших участие в текущем финансировании Электроэнергетического Совета СНГ, перечислить в месячный срок в полном объеме текущие долевые взносы за 2017-2019 годы в бюджет Электроэнергетического Совета СНГ.

5. Утвердить Смету доходов и расходов на финансирование деятельности Электроэнергетического Совета СНГ и его Исполнительного комитета на 2020 год (**Приложение 3 предоставляется только Членам Электроэнергетического Совета СНГ**) в сумме 60 450 000,00 (шестьдесят миллионов четыреста пятьдесят тысяч) рублей.

Республика Молдова и Туркменистан воздерживаются от принятия настоящего Решения.

6. О проекте Рекомендаций по организации контроля параметров качества электрической энергии, перемещаемой по межгосударственным линиям электропередачи государств-участников СНГ

(Новак А.В., Кузько И.А.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:

1. Утвердить Рекомендации по организации контроля параметров качества электрической энергии, перемещаемой по межгосударственным линиям электропередачи государств-участников СНГ (**Приложение 4**).

2. Рекомендовать профильным министерствам и национальным электроэнергетическим компаниям государств-участников СНГ применять Рекомендации при разработке соответствующих документов.

**Азербайджанская Республика резервирует свою позицию по настоящему Решению.*



7. О проекте Методических рекомендаций для определения категорийности потребителей по надежности электроснабжения

(Новак А.В., Кузько И.А.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств
решил:

1. Утвердить Методические рекомендации для определения категорийности потребителей по надежности электроснабжения (**Приложение 5**).
2. Рекомендовать профильным министерствам и национальным электроэнергетическим компаниям государств-участников СНГ использовать Методические рекомендации для определения категорийности потребителей по надежности электроснабжения при разработке соответствующих документов.

8. О проекте Методических рекомендаций о порядке разработки мероприятий по выполнению требований нормативных актов и организационно-распорядительных документов

(Новак А.В., Кузько И.А.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств
решил*:

1. Утвердить Методические рекомендации о порядке разработки мероприятий по выполнению требований нормативных актов и организационно-распорядительных документов (**Приложение 6**).
2. Рекомендовать профильным министерствам и национальным электроэнергетическим компаниям государств-участников СНГ использовать Методические рекомендации о порядке разработки мероприятий по выполнению требований нормативных актов и организационно-распорядительных документов при разработке соответствующих документов.

**Азербайджанская Республика резервирует свою позицию по настоящему Решению.*

9. О проекте Методических рекомендаций по проведению противоаварийных тренировок

(Новак А.В., Кузько И.А.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств
решил:

1. Утвердить Методические рекомендации по проведению противоаварийных тренировок (**Приложение 7**).
2. Рекомендовать профильным министерствам и национальным электроэнергетическим компаниям государств-участников СНГ использовать Методические рекомендации по проведению противоаварийных тренировок при разработке соответствующих документов.



10. Об итогах проведения XVI Международных соревнований профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ – Международных соревнований бригад по ремонту и обслуживанию распределительных сетей 10/0,4 кВ

(Новак А.В., Кузько И.А.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета о проведении XVI Международных соревнований профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ – Международных соревнований бригад по ремонту и обслуживанию распределительных сетей 10/0,4 кВ.

2. Отметить высокий уровень организации и проведения Международных соревнований со стороны АО «Кызылординская РЭК», Республика Казахстан.

3. Выразить благодарность руководителям профильных министерств и электроэнергетических компаний государств-участников СНГ, делегировавшим свои команды для участия в Международных соревнованиях, а также специалистам за участие в работе Оргкомитета, Главной судейской комиссии и судейских бригад.

4. Наградить членов команд, занявших 1-3-е места в Международных соревнованиях 2019 года, и группу лиц, наиболее отличившихся в их организации и проведении, Почетными грамотами Электроэнергетического Совета СНГ **(Приложение 8)**.

5. Поручить Исполнительному комитету до 15 декабря 2019 года провести заседание специалистов национальных энергосистем государств-участников СНГ, ответственных за подготовку и проведение Международных соревнований профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли, на котором определить тематику, формат, место и время проведения Международных соревнований 2020 года.

11. О Сводном отчете по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ за 2017-2018 годы

(Новак А.В., Кузько И.А.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:

1. Утвердить Сводный отчет по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ за 2017-2018 годы **(Приложение 9)**.

2. Исполнительному комитету подготовить отдельное издание Сводного отчета и направить его в электронном виде членам Электроэнергетического Совета СНГ.

3. Исполнительному комитету совместно с Руководителем Рабочей группы по экологии, энергоэффективности и ВИЭ обеспечить подготовку проекта Сводного



отчета по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ за 2019-2020 годы.

** Азербайджанская Республика участвует в настоящем Решении с учетом особого мнения Азербайджанской Республики к Решению Совета глав правительств СНГ от 20 ноября 2013 года «О Концепции сотрудничества государств-участников СНГ в области использования возобновляемых источников энергии и Плана первоочередных мероприятий по ее реализации».*

12. О проекте Перечня основных мероприятий, посвященных 100-летию Плана ГОЭЛРО

(Новак А.В., Кузько И.А.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

Согласовать Перечень основных мероприятий, посвященных 100-летию Плана ГОЭЛРО (Приложение 10).

13. О проекте Перечня основных мероприятий, связанных с празднованием 75-летия Победы в Великой отечественной войне 1941-1945 гг.

(Новак А.В., Кузько И.А.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:

Согласовать проект Перечня основных мероприятий, связанных с празднованием 75-летия Победы в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг. (Приложение 11).

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

(Новак А.В., Кузько И.А.)

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 Республики Армения

Оганяну
Арману Сержиковичу - Ведущему инженеру по безопасности труда технического отдела ЗАО «Высоковольтные электросети»

По представлению Республики Беларусь

Аношенко
Константину Борисовичу - Заместителю начальника управления экономического анализа и прогнозирования главного экономического управления Министерства энергетики Республики Беларусь



- Долгорукову**
Герману Александровичу
- Электромонтеру по эксплуатации распределительных сетей пятого разряда Бобруйского сельского района электрических сетей филиала «Бобруйские электрические сети» РУП «Могилевэнерго»
- Жуку**
Владимиру Тихоновичу
- Ведущему инженеру отдела теплотехнической инспекции аппарата управления государственного учреждения «Государственный энергетический и газовый надзор»
- Марчуку**
Валерию Ивановичу
- Начальнику Бобруйского межрайонного отделения филиала государственного учреждения «Государственный энергетический и газовый надзор» по Могилевской области
- Зенович - Лешкевич**
Ольпинскому
Юрию Аркадьевичу
- Директору филиала «Гомельская ТЭЦ-2» РУП «Гомельэнерго»
- Зоричу**
Андрею Михайловичу
- Начальнику управления стратегического развития и внешнего инвестиционного сотрудничества Министерства энергетики Республики Беларусь
- Митьковцу**
Юрию Петровичу
- Заместителю генерального директора по капитальному строительству РУП «Витебскэнерго»
- Рублевскому**
Владимиру Викторовичу
- Директору филиала «Столбцовские электрические сети» РУП «Минскэнерго»
- Соболевскому**
Владимиру
Митрофановичу
- Заместителю главного инженера РУП «Гродноэнерго»
- Шебеко**
Сергею Николаевичу
- Генеральному директору РУП «Брестэнерго»

По представлению Республики Казахстан

- Абрееву**
Динмуханбету
Сейдуллаевичу
- Заместителю главного инженера – начальнику службы охраны труда и надзора за эксплуатацией АО «Кызылординская РЭК»
- Абылкасимову**
Нурдилле Адиевичу
- Управляющему директору по электрическим сетям области АО «Алатау Жарык Компаниясы»
- Айдабулову**
Тлеку Исламбековичу
- Исполнительному директору ТОО «АЭС Усть-Каменогорская ГЭС»
- Айдарбекову**
Галымжану Абикеновичу
- Заместителю Председателя Правления по производству АО «Мойнакская ГЭС имени У. Д. Кантаева»
- Ассарбаеву**
Александрю Башкеновичу
- Начальнику цеха по ремонту электрического цеха № 5/3 ЭТЭЦ ТОО «Экибастузтеплоэнерго»
- Байжанову**
Рустему Сейтбековичу
- Директору ТОО «Расчетный сервисный центр»



- Байтилесову**
Толену Пиржановичу
- Бархударян**
Олегу Валерьевичу
- Белозеровой**
Елене Викторовне
- Гармонщикову**
Олегу Геннадьевичу
- Глозову**
Александрю Ивановичу
- Даримбекову**
Тлеусейту Сейдахметовичу
- Дошанову**
Абату Нигметовичу
- Дуйсембинову**
Евгению Низамовичу
- Дюсембаеву**
Алибеку Мешинбаевичу
- Ережепову**
Мрали Жаксылыковичу
- Ермагамбетову**
Кадыржану
- Жабиеву**
Бекзату Даулетулы
- Жанабаеву**
Бакытбеку Каипжановичу
- Жумагазину**
Борашу Абиловичу
- Исаеву**
Андрею Леонидовичу
- Капенову**
Нурлану Нургалиевичу
- Ведущему инженеру по эксплуатации ТОО «ЮжКазЭнергоремонт Со Ltd.»
 - Руководителю отдела планирования и перспективного развития ТОО «АЭС Шульбинская ГЭС»
 - Начальнику Управления по распределению и контролю электроэнергии АО «Северо-Казахстанская РЭК»
 - Начальнику Отдела ремонтов АО «Астана-Энергия»
 - Главному инженеру Карагандинской ТЭЦ-1, ТОО «Караганда Энергоцентр»
 - Директору Балхашского регионального предприятия «ЭнергоСети» ТОО «Kazakhstan Distribution» (Казахмыс Дистрибьюшн)
 - Начальнику Службы высоковольтных линий АО «Западно-Казахстанская РЭК»
 - Начальнику Отдела коммерческой диспетчеризации Торгового дома АО «Самрук-Энерго»
 - Первому заместителю Председателя Правления по производству АО «Астана-РЭК»
 - Начальнику Узеньского района электрических сетей АО «Мангистауская РЭК»
 - Главному инженеру Центрального района филиала Балхашские электрические сети АО «Жезказганская распределительная электросетевая компания»
 - Менеджеру отдела по управлению проектами ТОО «АСПМК-519», директору филиалов ТОО «АСПМК-519» в Таджикистане, Кыргызской Республике
 - Председателю Правления АО «Шардаринская ГЭС»
 - Старшему преподавателю кафедры «Электроника и робототехника»
 - Президенту АО «КазНИПИИТЭС «Энергия»
 - Генеральному директору ТОО «Samruk Kazyna-United Green», ТОО «Burnoye Solar-1», ТОО «Burnoye Solar-2», Председателю Совета Директоров ОЮЛ «Казахстанская Ассоциация Солнечной Энергетики»



- | | |
|--|---|
| Керимкулову
Кайнарбеку
Куанышбековичу | - Начальнику технического управления
АО «АлЭС» |
| Ким
Дмитрию | - Первому заместителю генерального директора -
главному инженеру ГУП ПЭО «Байконурэнерго» |
| Кокаеву
Токтарбаю | - Начальнику центральной службы релейной
защиты и автоматики ТОО «Оңтүстік Жарық
Транзит» |
| Круглову
Александру Николаевичу | - Начальнику центральной службы контроля и
распределения электроэнергии ТОО
«Жамбылские электрические сети» |
| Куанышкалиеву
Захату Кабдрахмановичу | - Техническому директору
АО «Жайыктеплоэнерго» |
| Куматаеву
Ержану Ордабековичу | - Руководителю аппарата ТОО «Қарағанды Жарық» |
| Қудайбергеноу
Абуталипу Спашулы | - Заместителю генерального директора
АО «Электромонтаж» |
| Ли
Владимиру Григорьевичу | - Начальнику цеха тепловой автоматики и
измерений АО «Атырауская
теплоэлектроцентраль» |
| Малдыбаевой
Кулай Ортановне | - Начальнику отдела поставки и планирования
электропотребления ТОО «Актобээнергоснаб» |
| Меркурьевой
Любови Васильевне | - Старшему коммерческому диспетчеру отдела
коммерческой диспетчеризации ТОО
«Энергопоток» |
| Немытову
Вадиму Павловичу | - Коммерческому директору ТОО «АСПМК-519» |
| Ракишеву
Канату Кошкентаевичу | - Начальнику Тарбагатайского района
электрических сетей Алтай Аймағы АО «ВК РЭК» |
| Сабитову
Пердебаю Шмадияровичу | - Директору ГКП «Қуатжылуорталық-3» |
| Садыкову
Ерболату Джантемировичу | - Заместителю начальника цеха по эксплуатации
котлотурбинного цеха АО «Станция
Экибастузская ГРЭС-2» |
| Томилову
Владимиру Павловичу | - Директору по производству ТОО
«Усть-Каменогорская ТЭЦ» |
| Тулегенову
Гибрату Калышевичу | - Начальнику Управления по эксплуатации
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата
Нуржанова» |
| Тургумбаеву
Серику Сейдазимовичу | - Начальнику центральной диспетчерской службы
ТОО «Оңтүстік Жарық Транзит» |
| Улекову
Мурату Шингазиевичу | - Главному инженеру ТОО «Кокшетау Энерго» |



- Уразалиеву**
Еркосою Нурлибаевичу
- Шегай**
Юрию Валентиновичу
- Жакупову**
Асагату Койшигаровичу
- Букенбаеву**
Сагадату Исмаиловичу
- Ким**
Василию Санбоновичу
- Шинасилову**
Даулеталы Турсунбекулы
- Курманову**
Болату Маналовичу
- Сарбаеву**
Алмасу Касыбаевичу
- Каримову**
Даулету Сабитовичу
- Идаятулы**
Токмаганбет
- Вице-президенту по общим вопросам АО «Атырауские тепловые сети»
 - Советнику генерального директора ТОО «Энергоуправление»
 - Начальнику отдела охраны труда Департамента охраны труда АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» «KEGOC»
 - Начальнику отдела договоров Департамента системных услуг АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» «KEGOC»
 - Ведущему инженеру группы по оперативному управлению устройствами РЗА Службы релейной защиты и автоматики филиала АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» «KEGOC» «Национальный диспетчерский центр системного оператора»
 - Старшему диспетчеру Диспетчерской службы филиала АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» «KEGOC» «Национальный диспетчерский центр системного оператора»
 - Начальнику Южных территориальных электрических сетей АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» «KEGOC» «Северные МЭС»
 - Заместителю главного инженера филиала АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» «KEGOC» «Сарбайские МЭС»
 - Старшему менеджеру сектора «Энергетика» Дирекции по управлению активами АО «Самрук-Казына»
 - Заместителю главного инженера филиала АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» «KEGOC» «Западные МЭС»

По представлению Кыргызской Республики

- Жумабаеву**
Максату Искендеровичу
- Аманалиеву**
Дженишбеку Анарбековичу
- Джунуеву**
Телегену
- Начальнику коммерческо-диспетчерского центра ОАО «НЭС Кыргызстана»
 - Начальнику смены топливно-транспортного цеха ТЭЦ г. Бишкек ОАО «Электрические станции»
 - Заведующему кафедры «Электроэнергетика» Кыргызского государственного технического университета им. И. Раззакова



- Сыдыгалиеву**
Ильгизу Манатбековичу
- Эксперту управления распределения электроэнергии и теплоснабжения ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания»
- Нурманбетову**
Канату Сапарбековичу
- Главному инспектору Межрегионального управления по г. Токмок, Кеминскому и Чуйскому районам Государственной инспекции по экологической и технической безопасности при Правительстве Кыргызской Республики, Управление энергетического надзора
- Аалиеву**
Эрлану Женишовичу
- Главному инспектору Межрегионального управления по г. Кара-Кол, Тюпскому, Ак-Суйскому и Джети-Огузскому районам Государственной инспекции по экологической и технической безопасности при Правительстве Кыргызской Республики, Управление энергетического надзора
- Омурбекову**
Курсантбеку Анарбековичу
- Старшему инспектору Управления энергетического надзора Государственной инспекции по экологической и технической безопасности при Правительстве Кыргызской Республики, Управление энергетического надзора
- Манапбаеву**
Уланбеку Курманбаевичу
- Начальнику управления по эксплуатации, ремонту и развитию сетей (УЭРиРС) ОАО «Северэлектро»
- Джумакуматову**
Урману Курмановичу
- Начальнику производственно-технического отдела ОАО «Северэлектро»

По представлению Республики Молдова

- Васильеву**
Ивану
- Начальнику смены котлотурбинного цеха подразделения ТЭЦ А.О. «Termoelectrica»
- Маник**
Анджеле
- Начальнику Отдела договорных отношений А.О. «Energocom»
- Блажу**
Октавиану
- Финансовому директору А.О. «FEE-Nord»
- Ларскому**
Виорелу
- Коммерческому директору А.О. «FEE-Nord»
- Савину**
Игорю
- Техническому директору А.О. «CET-Nord»
- Мокану**
Тудору
- Начальнику смены станции А.О. «CET-Nord»
- Карелову**
Николаю
- Мастеру по ремонту оборудования ЦЦР А.О. «CET-Nord»
- Осипчуку**
Николаю
- Мастеру по ремонту оборудования А.О. «CET-Nord»



- Корбу**
Виорелу - Техническому директору А.О. «RED Nord»
- Филиппову**
Валерию - Ведущему инженеру-электрику Службу учета электрической энергии А.О. «RED Nord»
- Горбань**
Александрю - Начальнику Бельцкого муниципального офиса А.О. «RED Nord»
- Левка**
Виктору - Начальнику Окницкого районного офиса А.О. «RED Nord»
- Руснаку**
Валерию - Ведущему инженеру-электрику Флорештского районного офиса А.О. «RED Nord»
- Тону**
Валентину - Начальнику Управления поставок газа А.О. «Moldovagaz»
- Байдаузу**
Игорю - Главному инженеру - заместителю директора ООО «Moldovatransgaz»
- Саракуце**
Анатолию - Советнику Председателя Правления А.О. «Moldovagaz»

По представлению Российской Федерации

- Алле**
Эдуарду Арнольдовичу - Заместителю начальника службы оперативного планирования режимов АО «СО ЕЭС»
- Ашихмину**
Юрию Николаевичу - Директору по развитию сети филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Магистральные электрические сети Юга
- Баклакову**
Александрю Николаевичу - Руководителю направления «Центральная Азия и Закавказье» блок трейдинга ПАО «Интер РАО»
- Батаевой**
Светлане Геннадьевне - Директору проекта, ПАО «Силовые машины», дивизион ЕРС, проект Сырдарьинская ТЭС
- Беяковой**
Анне Александровне - Электромонтёру по обслуживанию подстанций 6 разряда ПС 220 кВ Горный Балаковской ГПС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Нижне-Волжское предприятие магистральных электрических сетей
- Володину**
Евгению Владимировичу - Начальнику оперативно-диспетчерской службы АО «СО ЕЭС»
- Воробьеву**
Виктору Станиславовичу - Начальнику службы релейной защиты и автоматики АО «СО ЕЭС»
- Гаппоеву**
Алексее Михайловичу - Главному инженеру, ПАО «Силовые машины», дивизион сервиса, сервисный центр, служба модернизации и сервиса оборудования
- Деревенчуку**
Юрию Сергеевичу - Директору по развитию сети филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Магистральные электрические сети Северо - Запада
- Иванову**
Сергею Алексеевичу - Заместителю главного конструктора - главному конструктору проектов, ПАО «Силовые машины», Ленинградский Металлический завод, СКБ «Турбина»



- Кушнареву**
Евгению Александровичу
- Лихачеву**
Антону Александровичу
- Опадчему**
Федору Юрьевичу
- Панчикову**
Александру Петровичу
- Рожкову**
Василию Владимировичу
- Семенову**
Роману Алексеевичу
- Хохловой**
Екатерине Васильевне
- Чепорнюку**
Андрею Александровичу
- Шишкину**
Ивану Николаевичу
- Начальнику Ишимской группы подстанций филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Южное предприятие магистральных электрических сетей
 - Мастеру Смоленского участка ТООР ПС Смоленской группы подстанций филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Новгородское предприятие магистральных электрических сетей
 - Заместителю Председателя правления АО «СО ЕЭС»
 - Заместителю директора - главному инженеру филиала ПАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети»
 - Директору Департамента производственной деятельности - заместителю главного инженера ПАО «Россети»
 - Начальнику управления ситуационного управления ПАО «Россети»
 - Ведущему специалисту отдела организации строительства Дирекции капитального строительства Центральной теплоэлектроцентрали филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»
 - Главному специалисту службы эксплуатации ЛЭП филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Вологодское предприятие магистральных электрических сетей
 - Старшему машинисту энергоблоков 8 разряда котлотурбинного цеха № 2 филиала ПАО «ТГК-2» - Рязанская ГРЭС

По представлению Республики Таджикистан

- Исмоилзода**
Мирзо Иброхим
- Юнусову**
Холу Абдулоевичу
- Пулатову**
Рустамджону Рауфовичу
- Самизода**
Абдуалим Махмад
- Председателю ОАХК «Барки Точик»
 - Заместителю начальника Управления электроэнергетики Министерство энергетики и водных ресурсов
 - Директору ОАО «Худжандские городские электрические сети» ОАХК «Барки Точик»
 - Главному инженеру ОАО «Душанбинские городские электрические сети» ОАХК «Барки Точик»

По представлению Республики Узбекистан

- Мирзаеву**
Абдурашиду
Тухтасиновичу
- Начальнику Главного управления системных услуг АО «НЭС Узбекистана»



- Шамсиеву**
Хабибулле Амановичу
- Атаеву**
Заиржону Икрамовичу
- Кулибаеву**
Шамсиддину
Сирожиддиновичу
- Сагдиеву**
Закрилло Тахировичу
- Сувонову**
Нормуроду
Мамараимовичу
- Куралову**
Таиру Таджикуловичу
- Тойибову**
Тураббою Бахроновичу
- Мансурову**
Камариддину
Шарафидиновичу
- Шерматову**
Гайратжону Аширалиевичу
- Пулатову**
Шухрату Артыковичу
- Жураеву**
Баходиру Ибрагимовичу
- Джулаеву**
Джумабаю Абдуллаевичу
- Бойко**
Виктории Станиславовне
- Шербутаеву**
Джуре Нурматовичу
- Ганиеву**
Кахрамону
Худойбердиевичу
- Саматову**
Миракилу Хасиловичу
- Серикбаеву**
Тахиру Бакировичу
- Мадиеву**
Уткиру Анваровичу
- Хашимову**
Озоду Самуковичу
- Начальнику Управления по делопроизводству и исполнительной дисциплины АО «НЭС Узбекистана»
 - Начальнику Службы надежности и техники безопасности АО «НЭС Узбекистана»
 - Начальнику Управления эксплуатации подстанций АО «НЭС Узбекистана»
 - Директору филиала «ЭнергоИТ» АО «НЭС Узбекистана»
 - Дежурному электромонтеру подстанции «Химия» 220/110/10 кВ филиала Навоийские МЭС
 - Электрогазосварщику Службы подстанций филиала Ташкентских МЭС
 - Электрослесарю подстанции «Каракуль-500 кВ» филиала Бухарских МЭС
 - Ведущему инженеру РЗиА филиала Бухарских МЭС
 - Директору Ферганских МЭС
 - Заместителю Председателя АО «Тепловые электрические станции»
 - Первому заместителю Председателя – главному инженеру АО «Тепловые электрические станции»
 - Начальнику отдела координации и эксплуатации энергооборудования АО «Тепловые электрические станции»
 - Главному специалисту Главного управления по генерации ТЭС И ТЭЦ АО «Тепловые электрические станции»
 - Начальнику смены станции АО «Ангренская ТЭС»
 - Генеральному директору АО «Навоийская ТЭС»
 - Директору УП «Ташкентская ТЭС»
 - Заместителю главного инженера УП «Ташкентская ТЭС»
 - Старшему мастеру по ремонту КТ оборудование химического цеха УП «Ташкентская ТЭС»
 - Ведущему инженеру по ремонту аппаратуры релейной защиты и автоматики УП «Ташкентская ТЭС»



- | | |
|---|---|
| Бурлуцкому
Сергею Яковлевичу | - Заместителю начальника по ремонту цеха теплового контроля и автоматики УП «Ташкентская ТЭС» |
| Басидову
Искандару Сабитовичу | - Директору УП «Туракурганская ТЭС» |
| Максудовой
Светлане Мухитдиновне | - Директору по развитию и инвестициям АО «Ташкентская ТЭЦ» |
| Акчурину
Рафаэлу Ракиповичу | - Начальнику смены станции АО «Ташкентская ТЭЦ» |
| Усмонову
Рузибою Камаловичу | - Начальнику автогаража АО «Ферганская ТЭЦ» |
| Котоврасовой
Галие Габдумаликовне | - Ведущему инженеру Производственно-технического отдела АО «Ферганская ТЭЦ» |
| Муминову
Алишеру Адилевичу | - Начальнику электрического цеха АО «Ферганская ТЭЦ» |
| Рашитханову
Вахобхону | - Начальнику Ново-Ангренского участка АО «O'zbekenergota' mir» |
| Галимовой
Ризиде | - Начальнику участка Водно-химического цеха УП «Узэнергосозлаш» |
| Жураевой
Насибе Абджалиловне | - Начальнику участка водно-химического цеха УП «Узэнергосозлаш» |
| Юнусову
Абдужаббару Дусматовичу | - Начальнику участка электросилового цеха УП «Узэнергосозлаш» |

По представлению Исполнительного комитета ЭЭС СНГ

- | | |
|---|---|
| Комарову
Валентину Михайловичу | - Начальнику управления методологии и отчетности ТП ПАО «МОЭСК» |
| Изтлеуову
Нурбаю Шакибаевичу | - Заместителю Председателя правления по эксплуатации – главному инженеру АО «Кызылординская РЭК» |
| Диклову
Владимиру Владимировичу | - Председателю Республиканского комитета Белорусского профсоюза работников энергетики, газовой и топливной промышленности |
| Ахунзянову
Халима Юлдашевича | - Председателю Татарстанской республиканской организации Всероссийского Электропрофсоюза |
| Господарёву
Алексею Николаевичу | - Директору Департамента международного сотрудничества Министерства энергетики Российской Федерации |
| Кириякову
Алексею Николаевичу | - Заместителю директора Департамента международного сотрудничества Министерства энергетики Российской Федерации |



- Макину**
Денису Сергеевичу
- Начальнику отдела по сотрудничеству со странами СНГ и интеграционными объединениями на евразийском пространстве Департамента международного сотрудничества Министерства энергетики Российской Федерации
- Сниккарсу**
Павлу Николаевичу
- Директору Департамента развития электроэнергетики Министерства энергетики Российской Федерации
- Максимову**
Андрею Геннадьевичу
- Заместителю директора Департамента развития электроэнергетики Министерства энергетики Российской Федерации

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

По представлению Республики Армения

- Мкртумяна**
Мартироса Хосрововича
- Начальника подстанции 220 кВ «Ахтанак» филиала «Южный» ЗАО «Высоковольтные электросети»

По представлению Республики Казахстан

- Аленова**
Максота Куанышкалиевича
- Вице-президента по общим вопросам и материально-техническому снабжению АО «Атырауская теплоэлектростанция»
- Алиева**
Аскара Кулмырзаевича
- Начальника Турбинного цеха ТЭЦ-2 АО «Астана-Энергия»
- Ахметова**
Серика
- Начальника службы безопасности и гражданской обороны АО «Мойнакская ГЭС имени У.Д. Кантаева»
- Базарбаева**
Кенжетая Жумагулулы
- Начальника оперативно-диспетчерской службы Таразских городских электрических сетей ТОО «Жамбылские электрические сети»
- Бастимиева**
Рината Аубакировича
- Мастера электрического цеха АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»
- Беликова**
Дмитрия Николаевича
- Начальника Службы кабельных линий АО «Астана-РЭК»
- Жумажанова**
Нурбека Толепбековича
- Начальника топливно-транспортного цеха ТОО «Усть-Каменогорская ТЭЦ»
- Заросиленко**
Павла Алексеевича
- Менеджера отдела по управлению проектами ТОО «АСПМК-519»
- Ибраева**
Казихана Абилхановича
- Главного инженера Тепловой электростанции ГУП ПЭО «Байконурэнерго»
- Кенжебаева**
Саята Серикбаевича
- И.о. директора ТОО «Актобееэнерго»



- | | |
|--|---|
| Ковзалова
Бориса Андреевича | - Заместителя начальника цеха по эксплуатации
Топливо-транспортного цеха
АО «СЕВКАЗЭНЕРГО» |
| Коньшина
Сергея Владимировича | - Проректора по академической деятельности
НАО «АУЭС» |
| Костылева
Юрия Владимировича | - Заместителя директора по монтажу и наладке
ТОО «Инфраэнерго» |
| Майорко
Анатолия Владимировича | - Заместителя начальника турбинного цеха
ТОО «Главная распределительная энергостанция
Топар» |
| Малицкую
Ирину Владимировну | - Начальника службы коммерческой реализации
электрической энергии ТОО «Караганда
Энергоцентр» |
| Мамырина
Максима Владимировича | - Главного инженера Капшагайской ГЭС
АО «АлЭС» |
| Мукаеву
Бахтыгуль Утегеновну | - Главного бухгалтера
АО «Атырауские тепловые сети» |
| Оспанова
Абдигани Сатыбалдиевича | - Мастера подстанции «Келес» Шардаринских
сетей ТОО «Оңтүстік Жарық Транзит» |
| Ракитского
Дмитрия Владимировича | - Главного специалиста ПТО АО «Электромонтаж» |
| Рау
Владимира Александровича | - Начальника северного сетевого района
ТОО «Павлодарские тепловые сети» |
| Сарсенбаева
Азимбая Абдуллаевича | - Руководителя Группы управления проектом
модернизация Шардаринская ГЭС |
| Седлецкого
Сергея Цезаревича | - Заместителя технического директора по
низковольтным электрическим сетям
ТОО «Қарағанды Жарық» |
| Стеблюк
Алексея Дмитриевича | - Начальника котельного цеха
ТОО «Усть-Каменогорская ТЭЦ» |
| Танашова
Суйнғали Муханбетовича | - Начальника Жетыбайского района электрических
сетей АО «Мангистауская РЭК» |
| Телавериди
Георгия Константиновича | - Начальника Службы контроля за потреблением
электроэнергии АО «Астана-РЭК» |
| Ушакову
Наталью Геннадиевну | - Ведущему инженеру ЦДС
ТОО «Кокшетау Энерго» |
| Хаби
Мейиржан Халиханулы | - Начальника Жанибекского РЭС
АО «Западно-Казахстанская РЭК» |
| Хамитова
Кабыла Молдашевича | - Мастера Жарминского сетевого участка
Жарминского района электрических сетей
АО «ВК РЭК» |
| Шеметова
Александра Рудольфовича | - Начальника электротехнической лаборатории
ТОО «АЭС Шульбинская ГЭС» |



- Щебетуна**
Валерия Михайловича
- Яковлеву**
Инну Михайловну
- Мисалимова**
Каната Каймоллиновича
- Кулекенова**
Жексенгали Жолдыбаевича
- Туленкулова**
Каната Уасбековича
- Бигожину**
Гульнару Омаргалиевну
- Мамедуланова**
Сарката Баяхметовича
- Рогову**
Ирину Степановну
- Сарбасова**
Адылхана Ауелхановича
- Начальника Цеха эксплуатации и ремонта общестанционного оборудования ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»
 - Главного конструктора тепломеханического отдела АО «Институт «КазНИПИЭнергопром»
 - Старшего диспетчера Диспетчерской службы филиала АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» «KEGOC» «Национальный диспетчерский центр системного оператора»
 - Электромонтера по обслуживанию подстанции 6 группы ПС 220 кВ «Кульсары» Тенгизских ТЭС филиала АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» «KEGOC» «Западные МЭС»
 - Старшего диспетчера филиала АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» «KEGOC» «Национальный диспетчерский центр системного оператора»
 - Начальника отдела развития рынка и расчетов Департамента системных услуг АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» «KEGOC»
 - Начальника группы подстанций Центральных ТЭС филиала АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» «KEGOC» «Восточные межсистемные электрические сети»
 - Заместителя начальника службы электрических режимов филиала АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» «KEGOC» «Национальный диспетчерский центр системного оператора»
 - Главного инженера Центральных территориальных электрических сетей АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» «KEGOC» «Северные МЭС»

По представлению Кыргызской Республики

- Понеделько**
Евгения Викторовича
- Главного энергетика Производственно-эксплуатационного управления «Бишкекводоканал» Государственной инспекции по экологической и технической безопасности при Правительстве Кыргызской Республики



- Крамареву**
Наталью Викторовну
- Инженера энергетика 1 категории
Производственно-эксплуатационного управления
«Бишкекводоканал» Государственной инспекции
по экологической и технической безопасности при
Правительстве Кыргызской Республики
- Шамуратова**
Абылкасыма Абдраимовича
- Контролера-кассира Ноокенского РЭС
ОАО «Жалалабатэлектро»
- Орозоева**
Улана Эсенбаевича
- Заместителя генерального директора
ОАО «Электрические станции»
- Лихачевскую**
Лейлу Хасановну
- Электромонтера главного щита управления
электростанции 5 группы электрического цеха
ТЭЦ г.Бишкек ОАО «Электрические станции»
- Сулайманова**
Арымбека Абдуллаевича
- Электромонтера-водителя оперативно-выездной
бригады Ош РЭС ОАО «Ошэлектро»
- Калыбаева**
Калыгула Бектемировича
- Электромонтера главного щита управления
оперативно-диспетчерской группы Каскада
Аламединских ГЭС ОАО «Чакан ГЭС»
- Матаева**
Шамила Нурбековича
- Заместителя начальника службы подстанций
Чуйского предприятия высоковольтных
электрических сетей ОАО «НЭС Кыргызстана»
- Тремпольцева**
Виталия Викторовича
- Электромонтера 5 разряда по обслуживанию
подстанций «Талас» электротехнической службы
ОАО «НЭС Кыргызстана»
- Усоналиева**
Уланбека Бейшеналиевича
- Мастера 2 группы службы подстанций Нарынского
предприятия высоковольтных электрических сетей
ОАО «НЭС Кыргызстана»
- Акматалиеву**
Нурзату Мыктыбековну
- Эксперта Управления генерации и передачи
энергии ОАО «Национальная энергетическая
холдинговая компания»
- Бекова**
Кубаныча Нияз-Маматовича
- Начальника Управления стратегического
планирования и человеческими ресурсами
ОАО «Национальная энергетическая холдинговая
компания»
- Иманкулову**
Жанну Сатовну
- Начальника отдела международного
сотрудничества и мониторинга проектов
ОАО «Национальная энергетическая холдинговая
компания»
- Шамшиева**
Таалайбека Бурханалиевича
- Начальника отдела кадров
ОАО «Жалалабатэлектро»
- Дуйшекеева**
Алика Качкынбаевича
- Начальника службы надежности и техники
безопасности ОАО «Северэлектро»
- Дейдиева**
Нурсейита Абубакировича
- Начальника Западного РЭС ОАО «Северэлектро»



По представлению Республики Молдова

Иримицу Вячеслава	- Старшего начальника смены станции подразделения ТЭЦ А.О. «Termoelectrica»
Година Игоря	- Аудитора А.О. «FEE-Nord»
Драгана Леонида	- Начальника планово-экономического отдела А.О. «FEE-Nord»
Дригу Кирилла	- Инженера по транспорту А.О. «FEE-Nord»
Ансарова Рамиза	- Инженера А.О. «FEE-Nord»
Кушнир Елену	- Инженера А.О. «FEE-Nord»
Рудометова Ивана	- Начальника электрической лаборатории А.О. «CET-Nord»
Данилюка Валерия	- Мастера по ремонту котлов ЦЦР А.О. «CET-Nord»
Смолянинову Марину	- Начальнику смены ХЦ А.О. «CET-Nord»
Костя Николая	- Старшего мастера тепловых сетей А.О. «CET-Nord»
Тамбура Виктора	- Начальника смены КТЦ А.О. «CET-Nord»
Илашко Виктора	- Мастера участка, Фалештский районный офис А.О. «RED Nord»
Кукоша Василия	- Мастера участка, Сынжерейский районный офис А.О. «RED Nord»
Максима Ивана	- Мастера участка, Глодянский районный офис А.О. «RED Nord»
Агаке Александра	- Мастера участка, Рышканский районный офис А.О. «RED Nord»
Горня Алексея	- Диспетчера электрических сетей, Резинский районный офис А.О. «RED Nord»
Воловея Андрея	- Диспетчера электрических сетей, Шолданештский районный офис А.О. «RED Nord»
Левкуша Владимира	- Электромонтера Унгенский районный офис А.О. «RED Nord»
Гуцу Игоря	- Диспетчера электрических сетей, Сорокский районный офис А.О. «RED Nord»
Саранчука Олега	- Электромонтера Единецкий районный офис А.О. «RED Nord»



- Лаврика Федора** - Электромонтера, Бричанский районный офис А.О. «RED Nord»
- Шарагова Виктора** - Диспетчера электрических сетей, Дондюшанский районный офис А.О. «RED Nord»
- Пантелеева Андрея** - Мастера участка, Дрокиевский районный офис А.О. «RED Nord»

По представлению Российской Федерации

- Голуб Светлану Александровну** - Главного специалиста группы внутреннего технического контроля отдела охраны труда и надёжности филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Магистральные электрические сети Западной Сибири
- Гут Ольгу Николаевну** - Главного эксперта отдела таможенного сопровождения зарубежных перетоков электроэнергии Департамента взаимодействия с клиентами и рынком ПАО «ФСК ЕЭС»
- Закурдаева Юрия Ивановича** - Ведущего инженера по релейной защите и автоматике Курского участка РЗА Службы РЗА и АСУ ТП филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Черноземное предприятие магистральных электрических сетей
- Ивакина Сергея Владимировича** - Директора проекта, ПАО «Силовые машины», дивизион ЕРС, проект Фархадская ГЭС
- Колесникова Алексея Викторовича** - Начальника службы оперативного планирования режимов АО «СО ЕЭС»
- Мазита Раиса Ракитовича** - Ведущего инженера отдела эксплуатации ПС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Средне-Волжское предприятие магистральных электрических сетей
- Мирошниченко Сергея Александровича** - Директора по безопасности и специальным программам АО «СО ЕЭС»
- Пешкова Максима Максимовича** - Руководителя направления Международного взаимодействия блока управления активами в Центральной Азии и Закавказье ПАО «Интер РАО»
- Плясова Виктора Юрьевича** - Заместителя начальника службы развития и технического перевооружения АО «СО ЕЭС»
- Полоуса Андрея Григорьевича** - Заместителя Председателя правления АО «СО ЕЭС»
- Пыхова Ивана Геннадьевича** - Руководителя Центра тренажерной подготовки персонала АО «СО ЕЭС»
- Шувалова Сергея Васильевича** - Начальника департамента технологического развития и инноваций ПАО «Ленэнерго»



Яриза
Дмитрия Геннадиевича - Начальника службы перспективного развития
АО «СО ЕЭС»

По представлению Республики Таджикистан

Маджидзода
Рустам Абдуразок - Начальника Главного управления по финансам и
административного управления
ОАХК «Барки Точик»

Махмадсаидзода
Махмадамин Махмасайд - Менеджера по эксплуатации и технического
обслуживания Главного управления по финансам
и административного управления
ОАХК «Барки Точик»

Холова
Давлатназара
Пирназаровича - Директора Кулябских электрических сетей
ОАХК «Барки Точик»

Атамова
Туру Муродовича - Директора Согдийских электрических сетей
ОАХК «Барки Точик»

Боякова
Раджаба Давлатмуродовича - Главного инженера Южных электрических сетей
ОАХК «Барки Точик»

По представлению Республики Узбекистан

Султанова
Аброрхужа
Асролходжаевича - Начальника отдела стратегического развития
АО «НЭС Узбекистана»

Эшонкулова
Салима Латиповича - Начальника отдела анализа технологического
расхода электроэнергии АО «НЭС Узбекистана»

Таштанову
Зулфию Нигмановну - Заместителя начальника Управления экономики и
социального развития АО «НЭС Узбекистана»

Таштаева
Абдували Рихсибоевича - Ведущего инженера Службы автотранспорта и
механизмов АО «НЭС Узбекистана»

Аскарова
Мирзали Эралиевича - Инженера РЗиА подстанции «Оби-хаёт»
220/110/10 кВ филиала Наманганских МЭС

Умбетова
Сергея Кереевича - Директора филиала Каракалпакские МЭС

Шарейко
Ирину Витальевну - Ведущего инженера ОКС филиала
Самаркандских МЭС

Маматова
Зоиржона Хайдаровича - Дежурного инженера подстанции «Лочин-500 кВ»
филиала Андижанских МЭС

Валитова
Мирсайта
Миндрахимовича - Диспетчер подстанции «Сурхан-500 кВ» филиала
Сурхандарьинские МЭС

Ивашкина
Александра Викторовича - Главного специалиста по строительству объектов
Управления капитального строительства,
экспертизы проектов АО «Тепловые
электрические станции»



- Абдиева**
Рахмонкула Рахимкуловича - Главного специалиста Главного управления по генерации ТЭС И ТЭЦ АО «Тепловые электрические станции»
- Юсупова**
Нодирбека Собиржановича - Начальника отдела эксплуатации зданий и гидротехнических сооружений АО «Тепловые электрические станции»
- Абдуллаева**
Ихтиёра Хаитовича - Начальника Цеха парогазотурбинной установки АО «Навоийская ТЭС»
- Эшева**
Хамдама Хазратовича - Начальника Электролаборатории электрического цеха АО «Навоийская ТЭС»
- Шалжанова**
Умида Эргашевича - Мастера цеха теплового контроля и автоматики УП «Ташкентская ТЭС»
- Мухамедова**
Зиёдуллу Зикриллаевича - Старшего машиниста котлотурбинного цеха УП «Ташкентская ТЭС»
- Ташева**
Рустама Усмановича - Слесаря цеха централизованного ремонта УП «Ташкентская ТЭС»
- Волкову**
Наталью Геннадиевну - Мастера по ремонту аппаратуры релейной защиты и автоматики УП «Ташкентская ТЭС»
- Муслимова**
Абдухакима Эргашевича - Начальника смены КТЦ №1 УП «Ташкентская ТЭС»
- Сейлибаева**
Тагайбека Захановича - Машиниста энергоблока КТЦ №1 УП «Ташкентская ТЭС»
- Чоршанбиева**
Соата Буруновича - Начальника производственно-технического отдела УП «Талимаржанская ТЭС»
- Сабилова**
Самадуллу Каримовича - Заместителя начальника цеха АСУ технологическими процессами УП «Талимаржанская ТЭС»
- Мирзаева**
Чориёра Шаймановича - Заместителя начальника отдела автоматизированных систем управления технологических процессов УП «Узэнергосозлаш»
- Трубникова**
Олега Геннадиевича - Мастера участка наладки и испытаний оборудования АО «Тахиаташская ТЭС»
- Саидова**
Эркина Хаитмуродовича - Начальника смены станций УП «Дирекция строительства Туракурганской ТЭС»
- Ахмедова**
Джуракула Джанаевича - Слесаря турбинных установки Главного механического отдела АО «Мубарекская ТЭЦ»
- Элмуродова**
Алишера Суюновича - Мастера отдела тепловой автоматики АО «Мубарекская ТЭЦ»
- Кротова**
Виктора Петровича - Ведущего инженера электросилового цеха УП «Узэнергосозлаш»
- Сотникова**
Петра Геннадьевича - Начальника участка теплового цеха УП «Узэнергосозлаш»



По представлению Исполнительного комитета ЭЭС СНГ

- Иванова**
Сергея Викторовича - Главного эксперта Управления эксплуатации
Департамента производственной деятельности
ПАО «Россети»
- Майданова**
Евгения Михайловича - Председателя Иркутской областной организации
Общественной организации «Всероссийский
Электропрофсоюз»

**15. О дате и месте проведения очередного 56-го очного заседания
Электроэнергетического Совета СНГ**

(Новак А.В., Кузько И.А., Бозумбаев К.А., Исакулов Д.А.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Поручить Исполнительному комитету проработать вопрос о возможности проведения 56-го очного заседания Электроэнергетического Совета СНГ в мае-июне 2020 года по месту проведения заседания Совета глав правительств СНГ (Республика Узбекистан).

2. Просить руководителей профильных министерств государств-участников СНГ до 10 февраля 2020 года направить в Исполнительный комитет для формирования проекта Повестки дня 56-го очного заседания Электроэнергетического Совета СНГ перечень вопросов, требующих рассмотрения и принятия решений.

3. Поручить Исполнительному комитету на основе решений 55-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 56-го очного заседания Электроэнергетического Совета СНГ, согласовать его в рабочем порядке с членами ЭЭС СНГ и организовать подготовку материалов к заседанию.

**Президент
Электроэнергетического Совета СНГ**

А.В. Новак

**Председатель
Исполнительного комитета ЭЭС СНГ**

И.А. Кузько

Приложения № 1-11
к Протоколу 55-го заседания
Электроэнергетического Совета
Содружества Независимых Государств
от 25 октября 2019 года

**СПИСОК УЧАСТНИКОВ
55-го ЗАСЕДАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОВЕТА СНГ**

Азербайджанская Республика

1. **СОЛТАНОВ** - Заместитель Министра
Эльнур Забит оглы
2. **МУРСЕЛИЕВ** - Руководитель Департамента энергетики
Амиль Балахмети оглы
Министерства энергетики
3. **ГАШИМОВ** - Советник Президента ОАО «Азербээнержи»,
Ариф Мамед оглы
Директор Научно-Исследовательского и Проектно-
Изыскательского Института энергетики
4. **АББАСОВ** - Начальник управления внешнеэкономических
Али
связей ОАО «Азербээнержи»

Республика Армения

5. **ПАПИКЯН** - Министр территориального управления и
Сурен Рафикович
инфраструктур
6. **МЕЛКОНЯН** - Директор Департамента энергетики Министерства
Тигран Шагенович
территориального управления и инфраструктур

Республика Беларусь

7. **КАРАНКЕВИЧ** - Министр энергетики
Виктор Михайлович
8. **ДРОЗД** - Генеральный директор ГПО «Белээнерго»
Павел Владимирович
9. **КОВАЛЁВ** - Генеральный директор РУП «ОДУ»
Денис Васильевич

Республика Казахстан

10. **БОЗУМБАЕВ** - Министр энергетики
Канат Алдабергенович
11. **КАЖИЕВ** - Председатель Правления АО «KEGOC»
Бакытжан
Толеукажиевич
12. **НУРТАЗА** - Начальник отдела ОУНИОКР Производственно -
Нурбол Нуржигитович
технологического департамента АО «KEGOC»
13. **АХМЕТОВ** - Руководитель управления развития
Дархан Глекович
электроэнергетики и интеграции Департамента
реализации государственной политики в области
электроэнергетики Министерства энергетики
14. **КУШЕРБАЕВ** - Председатель Совета Директоров Казахстанской
Жомарт Елеуович
Энергетической Ассоциации

Кыргызская Республика

15. **НАЗАРОВ**
Айтмамат Кошоевич - Председатель Правления ОАО «Национальная Энергетическая Холдинговая Компания»
16. **ТОЛУБАЕВ**
Таалайбек
Матмусаевич - Генеральный директор ОАО «Электрические станции»
17. **КУДАНАЛИЕВ**
Эмил Темирбекович - Генеральный директор ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана»
18. **ИСРАИЛОВ**
Абдылда Нургазиевич - Первый заместитель Председателя Правления ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания»
19. **АКУНОВ**
Чоробай Такеевич - Советник Председателя Правления ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания»
20. **ДЖАКЫПОВ**
Дамир Майрамбекович - Эксперт Управления стратегического планирования и человеческими ресурсами ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания»

Республика Молдова

21. **БРЫНЗАН**
Вадим Иванович - Министр экономики и инфраструктуры
22. **КУЛЬМИНСКИЙ**
Владислав Валерьевич - Советник Премьер – министра в области внешней политики и стратегического планирования
23. **ДИМОВ**
Геннадий Борисович - Генеральный директор ГП «Молдэлектрика»
24. **МЕЛНИК**
Эдуард Алескеевич - Полномочный Министр - советник Посольства Республики Молдова в Российской Федерации
25. **ДУМИТРАШ**
Даниела Григорьевна - Второй секретарь Посольства Республики Молдова в Российской Федерации

Российская Федерация

26. **НОВАК**
Александр
Валентинович - Министр энергетики
27. **КИРЬЯКОВ**
Алексей Николаевич - Заместитель Директора Департамента международного сотрудничества Министерства энергетики
28. **МАКСИМОВ**
Андрей Геннадьевич - Заместитель Директора Департамента развития электроэнергетики Министерства энергетики
29. **КАПНИК**
Дмитрий Леонидович - Помощник Министра энергетики
30. **ЦЕЦХЛАДЗЕ**
Георгий Леванович - Помощник Министра энергетики

31. **ВЕРЕТЕННИКОВ** - Заместитель начальника отдела Протокола
Борис Владимирович Министра
32. **ГОЛАНТ** - Пресс-секретарь Министра энергетики
Ольга Борисовна
33. **ЛИВИНСКИЙ** - Генеральный директор, Председатель Правления
Павел Анатольевич ПАО «Российские сети»
34. **ЛОГАТКИН** - Директор Департамента международного
Андрей Вячеславович сотрудничества ПАО «Российские сети»
35. **МОЛЬСКИЙ** - Первый заместитель Председателя Правления,
Алексей Валерьевич Член Правления ПАО «ФСК ЕЭС»
36. **БОЛЬШАКОВ** - Главный эксперт-руководитель группы
Олег Вадимович метрологического обеспечения Департамента
релейной защиты, метрологии и
автоматизированных систем управления
технологическими процессами ПАО «ФСК ЕЭС»
37. **ПАНИНА** - Член Правления, врио руководителя Блока
Александра трейдинга ПАО «Интер РАО»
Геннадьевна
38. **АЮЕВ** - Председатель Правления АО «СО ЕЭС»
Борис Ильич
39. **СЕРМАВБРИН** - Ведущий эксперт Отдела по работе со средствами
Андрей Николаевич массовой информации Департамента общественных
связей и информации АО «СО ЕЭС»
40. **БЫСТРОВ** - Председатель Правления Ассоциации
Максим Сергеевич «НП Совет рынка»
41. **ЗАИКИНА** - Заместитель Председателя Правления, начальник
Наталья Вячеславовна Управления мониторинга и контроля Ассоциации
«НП Совет рынка»
42. **РИЖИНАШВИЛИ** - Член Правления – 1-й заместитель Генерального
Джордж Ильич директора ПАО «РусГидро»
43. **ГОРДИЕНКО** - Советник Генерального директора
Валерий Михайлович АО «Техническая инспекция ЕЭС»

Республика Таджикистан

44. **УСМОНЗОДА** - Министр энергетики и водных ресурсов
Усмонали Юнусали

Туркменистан

45. **АРТЫКОВ** - Министр энергетики
Мырат Реджепович
46. **ДЖЕЛИЛОВ** - Главный специалист управления ВЭС
Дорткули Кадырович Министерства энергетики

Республика Узбекистан

47. **ИСАКУЛОВ** - Председатель Правления АО «Национальные электрические сети Узбекистана»
Дадажон Айнакулович
48. **АБДУЛЛАЕВ** - Главный специалист управления по развитию ВИЭ
Каюм
Министерства энергетики
49. **АББАСОВ** - Главный специалист управления по развитию
Акмал
генерирующих мощностей Министерства
энергетики

Исполнительный Комитет Электроэнергетического Совета СНГ

50. **КУЗЬКО** - Председатель
Игорь Анатольевич
51. **ПЕТРОВА** - Заместитель Председателя
Нина Алексеевна

Исполнительный комитет СНГ

52. **КУЛИ-ЗАДЕ** - Заместитель Директора Департамента
Аладдин Мусеиб оглы
экономического сотрудничества

КДЦ «Энергия»

53. **ШАМСИЕВ** - Директор
Хамидулла Аманович

Евразийская экономическая комиссия

54. **ШЕНЕЦ** - Директор Департамента энергетики
Леонид Васильевич
55. **ГАЛУСТЯН** - Заместитель Директора Департамента энергетики
Мкртыч Каренович

Национальный Союз Энергосбережения

56. **РОКЕЦКИЙ** - Президент
Леонид Юлианович
57. **ЖУРАВЛЁВА** - Советник Президента
Алла Васильевна

НИУ «Высшая школа экономики»

58. **ЕРМОЛЕНКО** - Заведующий Центром развития возобновляемых
Георгий Викторович
источников энергии Института энергетики

Секретариат 55-го заседания ЭЭС СНГ (Исполнительный комитет ЭЭС СНГ)

59. **ЖЕЛЯПОВ** - Руководитель Секретариата, Директор
Иван Степанович
Департамента энергетического надзора,
метрологического обеспечения и инвестиционных
программ
60. **БЛИНОВА** - Помощник Председателя
Людмила Ивановна

- | | | |
|--|---|--|
| 61. ГЕРИХ
Валентин Платонович | - | Директор Департамента обеспечения параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ |
| 62. КИЧИНА
Любовь Игоревна | - | Директор Департамента финансов, бухгалтерского учета и отчетности - Главный бухгалтер |
| 63. ГОВОРУХИН
Борис Леонидович | - | Директор Департамента развития электроэнергетического рынка |
| 64. ТИВОНЕНКО
Алексей Адамович | - | Руководитель Информационно-аналитического центра энергосистем государств-участников СНГ |
| 65. ГОРОВИКОВ
Валерий Леонидович | - | Директор Департамента гармонизации нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики и взаимопомощи в случаях аварий и чрезвычайных ситуаций на объектах электроэнергетики |
| 66. РАХИМОВ
Азамат Сухробович | - | Директор Департамента экологии, энергоэффективности и ВИЭ |
| 67. ВЛАДИМИРОВА
Наталья Юрьевна | - | Заместитель начальника Отдела информационного и программно-технического обеспечения |
| 68. ЛОБАНОВ
Максим Викторович | - | Руководитель службы хозяйственного обеспечения |
| 69. ТОЛСТОВА
Светлана Юрьевна | - | Главный специалист Организационно-протокольного Департамента |
| 70. ТКАЧ
Сергей Яковлевич | - | Главный специалист Департамента энергетического надзора, метрологического обеспечения и инвестиционных программ |

Пресс-служба Министерства энергетики Российской Федерации

- | | | |
|---|---|--------------------------------------|
| 71. ГРИГОРЬЕВ
Михаил Сергеевич | - | Пресс-служба Министерства энергетики |
| 72. ФЕДОРЕНКО
Иван Владимирович | - | Пресс-служба Министерства энергетики |
| 73. ГОРШКОВА
Анна Александровна | - | Пресс-служба Министерства энергетики |

УТВЕРЖДЕН

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 55 от 25 октября 2019 года

**ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОВЕТА СНГ НА 2020 ГОД**

№ п/п	Наименование мероприятия
1. РАЗРАБОТКА И УТВЕРЖДЕНИЕ (ОДОБРЕНИЕ) ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ СОВЕТОМ СНГ ПРОЕКТОВ ДОКУМЕНТОВ.	
1.	Проект Стратегии сотрудничества государств-участников СНГ в электроэнергетике на период до 2030 года.
2.	Проект Порядка урегулирования величин отклонений межгосударственных перетоков электрической энергии от согласованных значений.
3.	Проект Рекомендаций по методикам проведения электрофизических измерений и испытаний электроустановок.
4.	Проект Рекомендаций по технологическому присоединению энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям.
5.	Проект Методических рекомендаций по организации оперативно-технологического управления в электрических сетях напряжением 110-35 кВ.
6.	Проект Методических рекомендаций по проведению соревнований профессионального мастерства среди персонала тепловых и гидравлических электрических станций (варианты для оперативного, ремонтного персонала ГЭС и ТЭЦ).
7.	Проект Инструкции по тушению пожаров в электроустановках предприятий и организаций электроэнергетики государств-участников СНГ.
8.	Предложения по разработке, обновлению, отмене межгосударственных стандартов в области электроэнергетике.
9.	Справка о ходе выполнения Перспективного плана мероприятий по выполнению Стратегии (основных направлений) взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики.
10.	Прогнозные данные о балансах электрической энергии и мощности в энергосистемах государств-участников СНГ на 2019-2023 гг.
11.	Справка о ходе выполнения Плана первоочередных мероприятий по реализации Концепции сотрудничества государств-участников СНГ в сфере энергетики.

12.	Справка О ходе реализации Концепции сотрудничества государств-участников СНГ в области использования возобновляемых источников энергии и Плана первоочередных мероприятий по ее реализации.
13.	Проект Сводного отчета по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ за 2019-2020 гг.
14.	Актуализированный Аналитический обзор об участии государств-участников СНГ в Парижском соглашении по климату, принятом в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата.
15.	Проект Плана работы Рабочей группы по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ на 2021-2023 гг.
2. РАЗРАБОТКА ОСНОВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАЛЛЕЛЬНО РАБОТАЮЩИМ ЭНЕРГОСИСТЕМАМ ГОСУДАРСТВ-УЧАСТНИКОВ СНГ.	
1.	Проекты документов в соответствии с Планом работы Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК).
3. ФОРМИРОВАНИЕ И НАПОЛНЕНИЕ ЕДИНОГО ИНФОРМАЦИОННОГО ПРОСТРАНСТВА В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ГОСУДАРСТВ-УЧАСТНИКОВ СНГ.	
3.1. Подготовка и выпуск информационно-аналитических и других материалов:	
1.	Сборник нормативных правовых документов, принятых в рамках Содружества Независимых Государств в области электроэнергетики (очередной выпуск).
2.	Выпуск Обзоров аварийности и травматизма в электроэнергетических системах государств-участников СНГ, включающих вопросы предупреждения и ликвидации крупных технологических нарушений и нештатных ситуаций на объектах электроэнергетики государств-участников СНГ.
3.	Выпуск информационных бюллетеней характерных технологических нарушений по итогам прохождения ОЗП.
4.	Информационный бюллетень «Технико-экономические показатели работы электроэнергетики СНГ и Европейского Союза».
5.	Ежеквартальный информационный бюллетень «Электроэнергетика государств-участников СНГ. Основные показатели работы энергосистем».
6.	Информационный бюллетень «Технологии электроэнергетики».
7.	Обзор «Тарифы на электроэнергию и цены на топливо в государствах-участниках СНГ».
8.	Сборник «Электроэнергетика Содружества Независимых Государств».
9.	Сборник, посвященный 100-летию Плана ГОЭЛРО.
10.	Сборник, посвященный вкладу в Победу в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг. энергетиков государств-участников СНГ.
11.	Обзор профильных изданий по электроэнергетике.
12.	Ежегодный сборник «Электроэнергетика СНГ «2008-2018».
13.	Отчет Электроэнергетического Совета СНГ за 2019 год.

3.2. Размещение тематической информации на официальном сайте ЭЭС СНГ:	
1.	Сборник нормативно-технических документов в области энергетического надзора, используемых в государствах-участниках СНГ (актуализация).
2.	Сборник нормативных технических документов в области электрических измерений государств-участников СНГ.
3.	Сборник нормативных правовых и технических документов в области экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике СНГ (актуализация).
4.	Сборник нормативных, правовых, технических документов и информационных материалов в области проведения АВР на объектах электроэнергетики государств-участников СНГ.
5.	Информация в области технического регулирования и межгосударственной стандартизации в сфере электроэнергетики.
4. КООРДИНАЦИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ РАБОЧИХ ГРУПП И ДРУГИХ СТРУКТУР ЭЭС СНГ.	
1.	Заседания Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики.
2.	Заседания Рабочей группы «Формирование и развитие общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ».
3.	Заседания Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК).
4.	Заседания Комиссии по координации сотрудничества государственных органов энергетического надзора государств-участников СНГ.
5.	Заседания Рабочей группы по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли стран СНГ.
6.	Заседания Рабочей группы «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ».
7.	Заседания Рабочей группы по вопросам работы с персоналом и подготовке кадров в электроэнергетике СНГ.
8.	Заседания Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях.
9.	Заседания Рабочей группы по экологии, энергоэффективности и ВИЭ.
5. ОРГАНИЗАЦИЯ (УЧАСТИЕ) СЕМИНАРОВ, КОНФЕРЕНЦИЙ, СИМПОЗИУМОВ, ВЫСТАВОК, СОРЕВНОВАНИЙ И ДРУГИХ МЕРОПРИЯТИЙ.	
1.	Международный Конгресс REENCON – XXI.
2.	Международная Конференция «Финансирование проектов по энергосбережению и возобновляемой энергетике в России и странах СНГ».
3.	Международная научно-практическая конференция «Современное учебно-методическое и информационное обеспечение образовательных программ в электроэнергетике государств-участников СНГ».

4.	Международная научно-практическая конференция по теме: «Технологии, проблемы, опыт создания и внедрения систем психофизиологического обеспечения профессиональной деятельности персонала электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ».
5.	Семинары по обмену опытом работы между государственными органами энергонадзора государств-участников СНГ в рамках проведения заседаний КГЭН: - разработка, утверждение и применение национальных нормативных технических документов в области энергетического надзора и их гармонизация на пространстве СНГ; - нормативные, технические и правовые условия допуска в эксплуатацию новых и реконструированных электроустановок органами государственного энергетического надзора государств-участников СНГ.
6.	Участие во Всемирном цифровом саммите по умной энергетике.
7.	Участие в международной конференции «Евразийская экономическая интеграция».
8.	Проведение Международных соревнований профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ.
9.	Проведение конкурсов профессионального мастерства «Лучший релейщик», «Лучший дежурный электромонтер ТЭС» и конкурса «Лучший специалист по охране труда».
6. СОТРУДНИЧЕСТВО С ОТРАСЛЕВЫМИ ОРГАНАМИ СНГ, ЕАЭС И ДРУГИМИ МЕЖДУНАРОДНЫМИ И ИНЫМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ.	
6.1. Сотрудничество с Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации СНГ и с Межгосударственным техническим комитетом по стандартизации (МТК) «Электроэнергетика».	
1.	Участие в заседаниях Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации СНГ.
2.	Участие в заседаниях НТКС Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации СНГ.
3.	Участие в заседаниях МТК 541 «Электроэнергетика».
4.	Проведение совместных конференций, круглых столов, семинаров, совещаний и иных тематических мероприятий.
6.2. Сотрудничество с Межгосударственным экологическим советом государств-участников СНГ.	
1.	Реализация Соглашения о сотрудничестве от 22 декабря 2015 года.
6.3. Сотрудничество Электроэнергетического Совета СНГ с Евразийской экономической комиссией.	
1.	Реализация Меморандума о сотрудничестве от 02 ноября 2018 года.
2.	Реализация Плана мероприятий по сотрудничеству Электроэнергетического Совета СНГ и Евразийской экономической комиссии.

3.	Участие в заседаниях подкомитета, совещаниях и других мероприятиях, проводимых Департаментом энергетики ЕЭК ЕАЭС по ОЭР ЕАЭС.
6.4. Сотрудничество с Координационным Электроэнергетическим Советом Центральной Азии.	
1.	Участие в заседаниях Координационного Электроэнергетического Совета Центральной Азии.
6.5. Сотрудничество с организациями ООН.	
1.	Сотрудничество с Европейской экономической комиссией ООН (ЕЭК ООН) в соответствии с Меморандумом о взаимопонимании от 25 апреля 2014 года и Планом совместных мероприятий на 2017-2020 годы.
2.	Сотрудничество с Экономической и социальной комиссией ООН для Азии и Тихого океана (ЭСКАТО ООН). Разработка проекта Меморандума о взаимопонимании в связи с истечением срока действия Меморандума о взаимопонимании от 18 июня 2015 года.
6.6. Сотрудничество с ЕВРЭЛЕКТРИК.	
1.	Продолжение работы в соответствии с «Дорожной картой по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ».
6.7. Сотрудничество с Международным агентством по возобновляемым источникам энергии.	
1.	Разработка проекта Меморандума о взаимопонимании.
6.8. Участие в процессе Энергетической Хартии.	
1.	Участие в ежегодной сессии Конференции Энергетической Хартии (по тематике рынков).
7. ЗАСЕДАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОВЕТА СНГ.	
1.	Проведение 2-х заседаний уполномоченных представителей по согласованию материалов 56-го и 57-го заседаний Электроэнергетического Совета СНГ.
2.	Подготовка и проведение очного заседания ЭЭС СНГ; Проведение заочного голосования по материалам заседания Электроэнергетического Совета СНГ и оформление Протокола.

УТВЕРЖДЕНА

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 55 от 25 октября 2019 года

С М Е Т А
ДОХОДОВ И РАСХОДОВ НА ФИНАНСИРОВАНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО КОМИТЕТА
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОВЕТА СНГ на 2020 год

Предоставляется только Членам Электроэнергетического Совета СНГ.

УТВЕРЖДЕНО

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 55 от 25 октября 2019 года

**РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО ОРГАНИЗАЦИИ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ
КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ПЕРЕМЕЩАЕМОЙ
ПО МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫМ ЛИНИЯМ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ
ГОСУДАРСТВ-УЧАСТНИКОВ СНГ**

Проект НТД разработан Рабочей группой по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ.

Введение

Настоящие «Рекомендации по организации контроля параметров качества электрической энергии, перемещаемой по межгосударственным линиям электропередачи государств-участников СНГ» (далее – Рекомендации) предназначены для профильных министерств и организаций, осуществляющих управление электроэнергетикой государств-участников СНГ и разработаны на основе общих принципов, предусмотренных Договором об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем Содружества Независимых Государств от 25 ноября 1998 года с целью:

- обеспечения идентичности подхода к организации контроля параметров качества электрической энергии, передаваемой по межгосударственным линиям электропередачи государств-участников СНГ;
- определения взаимоотношений смежных энергосистем государств-участников СНГ по техническому обслуживанию измерительных каналов контроля параметров качества электрической энергии, установленных на межгосударственных линиях электропередачи;
- определения причин нарушений параметров качества электрической энергии и разработки мер нормализации качества электрической энергии;
- определения долевых вкладов в искажение параметров качества электрической энергии, перемещаемой по межгосударственным линиям электропередачи, для дальнейшего урегулирования имеющихся вопросов в рамках соответствующих договоров.

1. Область применения

Настоящие Рекомендации предназначены для профильных министерств и организаций, осуществляющих управление электроэнергетикой государств-участников СНГ, независимо от форм собственности, эксплуатирующих

межгосударственные линии электропередачи (МГЛЭП), в части организации контроля параметров качества передаваемой электрической энергии.

Настоящие Рекомендации могут быть применены при заключении соответствующих межгосударственных договоров в части обязательств по поддержанию параметров качества электрической энергии, передаваемой по МГЛЭП, которые предполагают непрерывный контроль параметров качества электрической энергии с возможностью определения источника или направления на источник искажений, в соответствии с документом ИКЭС-РД-052-2017 «Методика контроля качества электрической энергии, передаваемой по межгосударственным линиям электропередачи, и определения направления на источник нарушений (искажений) показателей качества электрической энергии».

2. Нормативные ссылки

В настоящих Рекомендациях использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ 8.009-84 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений;

ГОСТ 8.401-80 Государственная система обеспечения единства измерений. Классы точности средств измерений. Общие требования;

ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия;

ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия;

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;

ГОСТ 30804.4.15-2002 Совместимость технических средств электромагнитная. Фликерметр. Технические требования и методы испытаний;

ГОСТ 30804.4.30-2013 (IEC 61000-4-30:2008) Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерения показателей качества электрической энергии;

ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения;

ГОСТ 33073-2014 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль и мониторинг качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения;

ГОСТ Р 8.563-2009 ГСИ. Методики (методы) измерений;

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;

ГОСТ Р 8.654-2015 ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения;

ГОСТ Р 8.655-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Общие технические требования;

ГОСТ Р 51317.4.15-2012 (МЭК 61000-4-15:2010) Совместимость технических средств электромагнитная. Фликерметр. Функциональные и конструктивные требования;

ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напряжения электроснабжения в электрических сетях общего назначения;

ДСТУ IEC 60044-1:2008 Трансформаторы измерительные. Часть 1. Трансформаторы тока (IEC 60044-1:2003 IDT);

ДСТУ IEC 60044-2:2008 Трансформаторы измерительные. Часть 2. Индуктивные трансформаторы напряжения (IEC 60044-2:2003 IDT);

Р 50.2.077-2014 Государственная система обеспечения единства измерений. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения;

ТР ТС 004/2011 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования»;

ТР ТС 020/2011 Технический регламент Таможенного союза «Электромагнитная совместимость технических средств».

В настоящих Рекомендациях использованы нормативные ссылки на документы, разработанные Рабочей группой и утвержденные ЭЭС СНГ:

ИКЭС-РД-043-2014 «Концепция создания системы контроля показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи» (Утверждена Решением 45-го заседания ЭЭС СНГ от 25 апреля 2014 г.);

ИКЭС-РД-046-2014 «Рекомендации по определению показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи» (Утверждены Решением 47-го заседания ЭЭС СНГ от 26 мая 2015 г.);

ИКЭС-РД-044-2014 «Технические требования к регистраторам показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи» (Утверждены Решением 45-го заседания ЭЭС СНГ от 25 апреля 2014 г.);

ИКЭС-РД-047-2015 «Типовые требования к автоматизированной системе контроля показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи» (Утверждены Решением

48-го заседания ЭЭС СНГ от 23 октября 2015 г.);

ИКЭС-РД-052-2017 «Методика контроля качества электрической энергии, перемещаемой по межгосударственным линиям электропередачи, и определения источника нарушений (искажений) показателей качества электрической энергии» (Утверждена Решением 51-го заседания ЭЭС СНГ от 04 ноября 2017 г.).

3. Термины и сокращения

3.1. В настоящих Рекомендациях применяются следующие термины с соответствующими определениями:

контроль качества электрической энергии: проверка соответствия значений параметров качества электрической энергии установленным значениям;

продолжительные испытания электрической энергии: измерения параметров электрической энергии непрерывно в течение более двух суток, обязательно включающих выходные и рабочие дни;

пункт контроля/мониторинга качества электрической энергии: (ПККЭ) - место в электрической сети, в котором выполняют измерения параметров электрической энергии;

точка общего присоединения: место в электрической сети, электрически ближайшее к конкретной нагрузке, к которому присоединены или могут быть присоединены другие нагрузки;

низкое напряжение: напряжение, номинальное среднеквадратическое значение которого для оборудования не превышает 1 кВ;

среднее напряжение: напряжение, номинальное среднеквадратическое значение которого находится в диапазоне свыше 1 кВ до 35 кВ, включительно;

высокое напряжение: напряжение, номинальное среднеквадратическое значение которого для оборудования находится в диапазоне от 36кВ до 220кВ, включительно (классы напряжения для электрических сетей 110кВ, 150кВ, 220кВ);

сверхвысокое напряжение: напряжение, номинальное среднеквадратическое значение которого для оборудования находится в диапазоне свыше 220 кВ (классы напряжения для электрических сетей 330кВ, 500кВ, 750кВ);

ультравысокое напряжение: напряжение, номинальное среднеквадратическое значение которого для оборудования находится в диапазоне свыше 750кВ;

анализ качества электрической энергии: установление степени соответствия или причин несоответствия значений показателей качества электрической энергии рекомендуемым значениям или установленным нормам по выбранной совокупности показателей качества электрической энергии;

аттестация методик измерений: исследование и подтверждение соответствия методик измерений установленным метрологическим требованиям к

измерениям;

измерительная система: совокупность средств измерений и других средств измерительной техники, размещённых в разных точках объекта измерения, функционально объединённых с целью измерений одной или нескольких величин, свойственных этому объекту;

методика (метод) измерений: совокупность конкретно описанных операций, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с установленными показателями точности;

верхнее (нижнее) значение показателя качества электрической энергии: значение верхней (нижней) границы диапазона, содержащего 95 % результатов измерений показателя качества электрической энергии за время проведения испытаний;

наибольшее (наименьшее) значение показателя качества электрической энергии: наибольшее (наименьшее) из всех измеренных за время проведения испытаний значений показателя качества электрической энергии;

объекты электросетевого хозяйства: линии электропередачи, трансформаторные и иные подстанции, распределительные пункты и иное предназначенное для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии оборудование;

сертификат соответствия: документ, удостоверяющий соответствие объекта требованиям технических регламентов, положениям стандартов, сводов правил или условиям договоров;

качество электрической энергии: степень соответствия характеристик электрической энергии в данной точке электрической сети совокупности установленных показателей качества электрической энергии;

смежные информационные системы: системы, взаимодействующие с АИИС ККЭ, связанные с ней единым технологическим процессом передачи и распределения электрической энергии;

сторонние информационные системы: системы, использующие результаты измерений АИИС ККЭ, но не связанные с ней общим технологическим процессом в пределах энергообъекта;

статистические характеристики ПКЭ: результаты математической обработки объединённых (усреднённых) на стандартных интервалах времени результатов измерений ПКЭ, используемые при контроле качества электрической энергии для сравнения с нормативными значениями;

Примечание: В качестве статистических характеристик в настоящих Рекомендациях используются наибольшее и наименьшее значения ПКЭ, верхнее и нижнее значения ПКЭ, относительное время (относительно общей продолжительности испытаний) превышения допустимых значений ПКЭ, установленных для 95 % (100 %) результатов измерений;

среднеквадратическое значение напряжения (измеряемое): значение, равное корню квадратному из среднего арифметического значения квадратов мгновенных значений напряжения, измеренных в течение установленного интервала времени и в установленной полосе частот;

среднеквадратическое значение силы тока (измеряемое): значение, равное корню квадратному из среднего арифметического значения квадратов мгновенных значений силы тока, измеренных в течение установленного интервала времени и в установленной полосе частот;

электроэнергетические величины: физические величины, используемые в электроэнергетике для описания технологических процессов и решения измерительных задач при производстве, передаче и использовании электрической энергии;

энергообъект: совокупность электроустановок, зданий и сооружений, функционально и территориально связанных друг с другом.

3.2. В настоящих Рекомендациях применяются следующие сокращения:

КЭ	-	качество электрической энергии;
ПКЭ	-	параметры качества электрической энергии;
СИ	-	средства измерения;
ТН	-	измерительный трансформатор напряжения;
АИИС	-	автоматизированная информационно-измерительная система
ККЭ	-	контроля качества электрической энергии;
ИВК	-	информационно-вычислительный комплекс;
МГЛЭП	-	межгосударственные линии электропередачи;
ПКЭ	-	показатели качества электрической энергии;
ИК	-	измерительный канал;
СИ ПКЭ	-	средство измерений ПКЭ (регистратор ПКЭ);
СОЕВ	-	система обеспечения единого времени;
СНГ	-	Содружество Независимых Государств;
ТТ	-	измерительный трансформатор тока.

4. Методы контроля качества электрической энергии

4.1. Непрерывный дистанционный контроль параметров качества электрической энергии с помощью автоматизированной информационно-измерительной системы контроля качества электрической энергии (АИИС ККЭ)

Непрерывный контроль параметров качества электрической энергии с помощью АИИС является наиболее действенным методом, который позволяет

определить качественные характеристики всей электрической энергии протекающей по МГЛЭП, а при реализации контроля токовых цепей дает возможность определить направление на источник искажений в случае их наличия. Такой способ контроля требует, кроме постоянно установленных СИ ПКЭ, создание системы сбора информации на основе выделенных каналов связи и наличие центра сбора информации с сервером сбора и соответствующим программным обеспечением. Вместе с тем, такой способ контроля является рекомендованным для применения, так как только таким образом можно обеспечить не только реальный контроль качества электрической энергии для всех получасовых интервалов времени, но и оперативный контроль отклонений качества электрической энергии, идентификацию причин и принятие своевременных мер для устранения нарушений. Технические требования к АИИС ККЭ и порядок ее построения подробно изложены в документе ИКЭС-РД-047-2015 «Типовые требования к автоматизированной системе контроля качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи».

4.2. Непрерывный контроль параметров качества электрической энергии при отсутствии АИИС ККЭ

При отсутствии каналов связи и центра сбора информации возможно контролировать качество электрической энергии на основе установленных СИ ПКЭ с организацией ежемесячного ручного считывания данных и подведения точного времени на СИ ПКЭ. Такой способ позволяет проводить анализ параметров качества электрической энергии ретроспективно, поскольку в требованиях к СИ ПКЭ есть требования сохранения архива записи в течение 3-х месяцев в соответствии с документом ИКЭС-РД-044-2014 «Технические требования к регистраторам показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи»). Надежность получения данных зависит от квалификации операторов, выполняющих считывание данных и коррекцию времени, и сопряжено с регулярными выездами на объекты и процедурой подключения к средствам измерения показателей качества электрической энергии. Такой способ контроля параметров качества электрической энергии обладает меньшей надежностью и защищенностью данных ввиду регулярного присутствия человеческого фактора, поэтому его можно рекомендовать как временный на период построения полноценной системы непрерывного контроля параметров качества электрической энергии со сбором и хранением информации.

4.3. Периодический контроль напряжения на МГЛЭП

Осуществление контроля электрической энергии путём периодической установки СИ ПКЭ и выполнении измерений в течение 7 суток ежегодно с получением сертификата соответствия качества электрической энергии (сертификация), не позволяет объективно характеризовать электрическую энергию, протекающую по присоединению в периоды отсутствия СИ ПКЭ. Ввиду того, что параметры сети и ее нагрузки вблизи МГЛЭП могут изменяться сезонно, при выполнении переключений, вводе и выводе нагрузки, изменении схемы сети и т.д.

качество электрической энергии может изменяться во времени. Длительность измерений показателей качества электрической энергии составляет 2% от периода измерения. Кроме того, измерения только напряжения не дает возможности определить причины искажений электрической энергии. Поэтому метод периодического контроля напряжения не является рекомендованным к применению на МГЛЭП.

При отсутствии непрерывного контроля в виде временного решения периодический контроль должен выполняться не реже двух раз в год при различных сезонных режимах и при штатной схеме работы подстанций и МГЛЭП. Используемые СИ должны выполнять измерения всех параметров в соответствии с ИКЭС-РД-044-2014 «Технические требования к регистраторам показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи».

5. Методики измерения качества электрической энергии

5.1. Для каждой точки контроля КЭ должен быть оформлен паспорт-протокол. Паспорт - протокол оформляет предприятие/организация, эксплуатирующее ИК точки контроля ПКЭ на МГЛЭП, и предоставляет его смежному предприятию/организации по запросу.

При замене СИ ПКЭ точек контроля ПКЭ на МГЛЭП в паспорт-протокол вносятся соответствующие изменения.

При внесении изменений в электрическую схему ИК точек контроля ПКЭ на МГЛЭП, влияющих на характеристики ИК (изменение нагрузки измерительных обмоток ТТ и ТН и т.п.), проводятся повторные измерения во вторичных цепях, результаты которых заносятся в паспорт - протокол. При этом, смежные предприятия/организации, эксплуатирующие точки контроля ПКЭ на МГЛЭП, сообщают друг другу о внесенных изменениях и результатах повторных измерений, в соответствии с подписанным договором.

Порядок составления, ведения и хранения паспортов-протоколов ИК точек контроля ПКЭ на МГЛЭП каждое смежное предприятие/организация устанавливает самостоятельно.

Предприятие/организация, эксплуатирующая ИК точки контроля ПКЭ на МГЛЭП, проводит поверку СИ, входящих в состав ИК, в соответствии с требованиями уполномоченного органа.

5.2. Для измерения показателей и параметров качества электрической энергии на МГЛЭП и определения реализованной точности измерения всех параметров с учетом оформленных паспортов-протоколов должны быть разработаны методики измерения.

5.3. Методика измерений значений ПКЭ на МГЛЭП регламентируется принятыми в установленном порядке документами, в которых устанавливаются необходимые временные интервалы проведения измерений значений ПКЭ, их периодичность, требования к процессу измерений, обработки и анализа данных, а также определяется регламент предоставления отчетов по результатам измерений ПКЭ.

Состав ПКЭ, в отношении которого должен быть проведен контроль, определяется документами ИКЭС-РД-044-2014 «Технические требования к регистраторам показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи» и ИКЭС-РД-047-2015 «Типовые требования к автоматизированной системе контроля качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи», а также ИКЭС-РД-046-2015 «Рекомендации по определению показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи».

5.4. В методике измерений при расчете допустимых погрешностей измерительного канала следует учитывать, что измерение полного спектра гармонических составляющих напряжения и тока не всегда возможно по причине неопределенных частотных характеристик ТТ и ТН, используемых для измерений. Поэтому, для выполнения таких измерений в полном объеме рекомендуется использовать измерительные трансформаторы с известными частотными характеристиками. Для этого организациям, ответственным за межгосударственные перетоки электрической энергии по МГЛЭП, рекомендуется включать в документы, определяющие техническую политику, использование измерительных трансформаторов с известными частотными характеристиками. В измеряемом частотном диапазоне (до 50-ой гармоники) допускается спад передаточной характеристики измерительного трансформатора и снижение точностных характеристик по сравнению с номинальной частотой.

5.5. Методика измерений должна быть согласована между всеми смежными предприятиями/организациями, на балансе (в эксплуатации) которых находятся МГЛЭП, подстанции и иные энергообъекты смежных государств-участников СНГ.

6. Порядок обмена информацией

6.1. Обмен данными и информацией между смежными предприятиями/организациями выполняется на основе подписанного соглашения об обмене информацией между АИИС ККЭ с использованием следующих технических средств:

6.1.1. Электронной почты (по корпоративным сетям и сетям Internet общего пользования).

6.1.2. Цифровых каналов передачи данных (включая каналы передачи информации операторов мобильной связи, спутниковой связи).

6.2. Выбор каналов связи, протоколов и регламента обмена данными определяется возможностями АИИС ККЭ. В соответствующем соглашении указываются все технические и организационные требования, необходимые для организации обмена данными, в том числе:

6.2.1. Каналы связи, применяемые для обмена данными.

6.2.2. Определяются уровни АИИС ККЭ, с которыми будет выполняться обмен данными.

6.2.3. Протокол, применяемый для обмена данными.

6.2.4. Перечень данных АИИС ККЭ, которыми будут обмениваться, их кодировка, размерность, интеграционный период и другие характеристики.

6.2.5. Указывается нормативно-справочная информация, необходимая для обмена данными между АИИС ККЭ.

6.2.6. Временные периоды обмена данными.

6.2.7. Время начала и конца процедуры обмена данными.

6.2.8. Необходимость выполнения шифрования данных и алгоритм их шифрования, а также порядок обмена ключами для дешифровки данных.

6.2.9. Порядок обмена данными; применяемые принципы верификации данных АИИС ККЭ.

6.2.10. Действия сторон при возникновении сбоев и аварийных ситуаций в работе АИИС ККЭ.

6.4. Временные периоды для обмена данными выбираются с учетом технических характеристик АИИС ККЭ сторон и используемых ими каналов связи.

6.5. Смежные предприятия/организации самостоятельно определяют перечень данных АИИС ККЭ, которыми будут обмениваться (рекомендованный объем информации для обмена приведен в разделе 7).

7. Объем информации для обмена

Информация, собираемая от СИ ПКЭ, должна содержать весь объем измерений в соответствии с документами: ИКЭС-РД-044-2014 «Технические требования к регистраторам показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи» и ИКЭС-РД-047-2015 «Типовые требования к автоматизированной системе контроля качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи». После окончания суточного интервала информация проходит статистическую обработку и оформляется суточный протокол по каждому присоединению МГЛЭП.

Протокол испытаний электрической энергии должен содержать следующую информацию:

а) результаты измерений в точке контроля, которые должны быть представлены в виде:

- наибольшего значения ПКЭ за интервал времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик;

- наименьшего значения ПКЭ за интервал времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик;

- верхнего значения ПКЭ (верхней границы интервала значений ПКЭ, содержащего 95 % результатов измерений, полученных за интервал времени, в

течение которого производился расчет статистических характеристик);

- нижнего значения ПКЭ (нижней границы интервала значений ПКЭ, содержащего 95 % результатов измерений, полученных за интервал времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик);

- относительного времени выхода значений ПКЭ за пределы области нормально допустимых значений относительного времени превышения допусаемых значений ПКЭ, установленных для 95 % результатов измерений;

- относительного времени выхода значений ПКЭ за пределы области предельно допустимых значений относительного времени превышения допусаемых значений ПКЭ, установленных для 100 % результатов измерений;

- б) нормативное значение (норма) для измеренного значения;

- в) значение погрешности (неопределённости) измерений.

В качестве дополнительного материала, оформленного по результатам контроля качества электрической энергии, при наличии нарушений норм качества электрической энергии, могут быть представлены графики в виде:

- зависимости значений измеряемых параметров от времени;

- зависимости двух произвольных параметров друг от друга;

- спектров сигналов (для гармонических и интергармонических составляющих);

- гистограмм ПКЭ, характеризующих продолжительные изменения характеристик напряжения;

- векторных диаграмм сигналов токов и напряжений основной частоты, а также гармонических составляющих.

В настоящих Рекомендациях приводится рекомендованный объем информации, который может изменяться и дополняться при оформлении конкретного Приложения к Соглашению договаривающихся сторон.

8. Рекомендации по анализу информации

При любом способе контроля параметров качества электрической энергии следует учитывать, что частотные характеристики измерительных трансформаторов имеют как правило спадающие характеристики от частоты, и если измерения показывают наличие искажений напряжения свыше нормированных в соглашении значений (например, согласно ГОСТ 32144 либо аналогичным согласованных сторонами значений), то необходимо проводить измерения по току с определением направления распространения мощности искажений для определения направления на источник искажений. Это позволит определить договорные обязательства сторон по эффективному устранению искажений либо снижению их ниже нормативных значений.

Анализ причин нарушений и определение источника (направления на источник) должно проводиться согласно документу ИКЭС-РД-052-2017 «Методика контроля качества электрической энергии, перемещаемой по межгосударственным линиям электропередачи, и определения направления на источник нарушений (искажений) показателей качества электрической энергии».

9. Требования к эксплуатирующему персоналу

Перечень обязанностей эксплуатационного персонала и организационного обеспечения должны соответствовать разделу «Требований к организационному обеспечению» «Типовых требований к автоматизированной системе контроля качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи» (ИКЭС-РД-047-2015).

Специалистам, производящим измерения параметров электрической энергии, рекомендуется пройти обучение по выполнению измерений на соответствующих курсах повышения квалификации:

- Метрология, измерение электрических величин (34 вид);
- Измерение параметров качества электрической энергии;
- Общее устройство и эксплуатация АИИС ККЭ и СИ ПКЭ.

Библиография

EN 50160 (BS EN 50160)	2010	Характеристики напряжения в сетях общего назначения
CLC/TR50422	2003	Руководство по применению Европейского стандарта EN 50160
IEC 60050-300	2001	Международный электротехнический словарь. Электрические и электронные измерения и измерительные приборы. Часть 311. Общие термины, относящиеся к измерениям. Часть 312. Общие термины, относящиеся к электрическим измерениям. Часть 313. Типы электрических приборов. Часть 314. (Специальные термины, соответствующие типу прибора)
EN 61000-2-2	2002	Электромагнитная совместимость. Часть 2-2. Условия окружающей среды. Уровни совместимости для низкочастотных проводимых помех и прохождения сигналов в низковольтных системах коммунального энергоснабжения (МЭК 61000-2-2:2002)
EN 61000-2-4	2002	Электромагнитная совместимость. Часть 2. Условия окружающей среды. Раздел 4. Уровни совместимости для низкочастотных проводимых помех в промышленных установках (EN 61000-2-4)

IEC 61000-4-30	2009	Совместимость технических средств электромагнитная. Часть 4-30. Методы испытаний и измерений. Методики измерения показателей качества электрической энергии (МЭК 61000-430)
EN 61000-4-11	2004	Электромагнитная совместимость. Часть 4. Методики испытаний и измерений. Раздел 11. Испытание на помехоустойчивость к провалам напряжения, краткосрочным нарушениям и колебаниям подачи напряжения (EN 61000-4-11)
EN 61000-4-15+A1	1997, 2003	Электромагнитная совместимость. Часть 4. Методики испытаний и измерений. Раздел 15. Фликерметр. Технические условия на функциональные условия и конструкцию (МЭК 61000-4-15:1997 + A1:2003)
IEC 60038 + A1+ A2	1983, 1994, 1997	Напряжения стандартные в соответствии с рекомендациями МЭК
IEC 60050-161	1990	Международный электротехнический словарь. Глава 161: Электромагнитная совместимость
IEC 61869-3	2011	Трансформаторы измерительные. Часть 3. Дополнительные требования к индуктивным преобразователям напряжения
IEC 61869-5	2011	Трансформаторы измерительные. Часть 5. Дополнительные требования к емкостным преобразователям напряжения
IEC/TR 61869-103	2012	Трансформаторы измерительные. Использование измерительных трансформаторов для измерения качества электрической энергии
ISO/IEC Guide 98-3	2008	Неопределенность измерений. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерений (GUM:1995)
ISO/IEC Guide 99	2007	Международный словарь по метрологии. Основные и общие понятия и соответствующие термины (VIM)
BS EN 61000-2-2	2002	Электромагнитная совместимость. Часть 2-2 (BS EN 61000-2-2)
IEC/TR 61000-3-7	2008	Электромагнитная совместимость. Часть 3-7. Пределы. Оценка пределов эмиссии помех при подсоединении переменных нагрузок к энергетическим системам среднего, высокого и сверхвысокого напряжения (МЭК/TR 61000-3-7)

IEC/TR 61000-2-14	2006	Электромагнитная совместимость. Часть 2-14. Окружающая среда. Перенапряжения в коммунальных распределительных электросетях (МЭК/TR 61000-2-14)
IEC/TR 61000-2-8	2002	Электромагнитная совместимость. Часть 2-8. Условия окружающей среды. Провалы напряжения и короткие перерывы энергоснабжения в коммунальных системах со статистическими результатами измерений (МЭК/TR 61000-2-8(2002))
CEER (Council of European energy regulators)	2001, 2003, 2005	CEER (Совет Европейских Энергетических Регуляторов). Установление контрольных точек измерений для составления отчетов о показателях качества электропитания
СТБ МЭК 61000-4-8-2013	2013	Электромагнитная совместимость. Часть 4-8. Методы испытаний и измерений. Испытания на устойчивость к магнитному полю промышленной частоты
СТБ МЭК 61000-3-2-2006	2006	Электромагнитная совместимость. Часть 3-2. Нормы. Нормы эмиссии гармонических составляющих тока для оборудования с потребляемым током или 16 А в одной фазе
СТБ МЭК 61000-4-2-2006	2006	Электромагнитная совместимость. Часть 4-2. Методы испытаний и измерений. Испытания на устойчивость к электростатическим разрядам
СТБ МЭК 61000-4-3-2006	2006	Электромагнитная совместимость. Часть 4-3. Методы испытаний и измерений. Испытания на устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю
СТБ МЭК 61000-4-4-2006	2006	Электромагнитная совместимость. Часть 4-4. Методы испытаний и измерений. Испытания на устойчивость к наносекундным импульсным помехам
СТБ МЭК 61000-4-5-2006	2006	Электромагнитная совместимость. Часть 4-5. Методы испытаний и измерений. Испытания на устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии
СТБ МЭК 61000-4-11-2006	2006	Электромагнитная совместимость. Часть 4-11. Методы испытаний и измерений. Испытания на устойчивость к провалам, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения
ГОСТ 1983-2001	2015	Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ГОСТ Р 50648-94 (IEC 1000-4-8)	1994	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к магнитному полю промышленной частоты. Технические требования и методы испытаний
ГОСТ Р 8.655-2009	2009	Государственная система обеспечения единства измерений. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Общие технические требования
ИКЭС-РД-043-2014	2014	Концепция создания системы контроля показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи
ИКЭС-РД-044-2014	2014	Технические требования к регистраторам показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи
ИКЭС-РД-046-2015	2015	Рекомендации по определению показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи
ИКЭС-РД-047-2015	2015	Типовые требования к автоматизированной системе контроля качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи
ИКЭС-РД-052-2017	2017	Методика контроля качества электрической энергии, перемещаемой по межгосударственным линиям электропередачи, и определения источника нарушений (искажений) показателей качества электрической энергии

УТВЕРЖДЕНО

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 55 от 25 октября 2019 года

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КАТЕГОРИЙНОСТИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ
ПО НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

1. НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

1.1. Настоящие Методические рекомендации для определения категорийности потребителей по надежности электроснабжения (далее – Методические рекомендации) разработаны в соответствии с п.5 Плана работы Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях на 2019 - 2021 гг.

1.2. Надежность электроснабжения потребителей должна соответствовать «Правилам устройства электроустановок» (ПУЭ), согласно которым электроприемники делятся на первую, первую особую, вторую и третью категории по надежности электроснабжения.

Настоящие Методические рекомендации не вносят изменений в действующие нормативные правовые акты для определения категорийности по надежности электроснабжения. Целью Методических рекомендаций является обобщение и систематизация требований по надежности электроснабжения, приведенных в различных нормативных правовых актах, для обеспечения всех потенциальных пользователей необходимой методической информацией, общими данными.

1.3. При рассмотрении надежности электроснабжения потребителей к соответствующей категории могут быть отнесены как отдельные электроприемники, так и их группа.

Под группой электроприемников понимается их совокупность, характеризующаяся одинаковыми требованиями к надежности электроснабжения (электроприемники операционных, родильных отделений и др.). В отдельных случаях в качестве группы электроприемников могут рассматриваться потребители в целом (водонапорная насосная станция, детское учреждение и др.).

Требования к надежности электроснабжения электроприемников более высокой категории, входящих в состав группы электроприемников, нельзя распространять на все остальные электроприемники потребителя.

1.4. Требования к надежности электроснабжения определяются применительно к вводному устройству электроприемника или вводному устройству

группы электроприемников.

1.5. К первой категории относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, нарушение функционирования объектов жизнеобеспечения, значительный ущерб производственной деятельности (повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса).

К таким потребителям относятся:

- горнодобывающая, химическая промышленность и другие опасные производства;
- важные объекты здравоохранения (реанимационные отделения, крупные диспансеры, родильные отделения и пр.) и других государственных учреждений;
- котельные, насосные станции первой категории, перерыв в электроснабжении которых приводит к выходу из строя городских систем жизнеобеспечения;
- тяговые подстанции городского электрифицированного транспорта;
- установки связи, диспетчерские пункты городских систем, серверные помещения;
- лифты, устройства пожарной сигнализации, противопожарные устройства, охранная сигнализация крупных зданий с большим количеством находящихся в них людей и др.

Из состава электроприемников первой категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для предотвращения аварийного останова производства с целью исключения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего оборудования.

1.6. К электроприемникам второй категории относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Помимо энергопредприятий, к таким потребителям относятся:

- детские заведения;
- медицинские учреждения и аптечные пункты;
- городские учреждения, учебные заведения, крупные торговые центры, спортивные сооружения, в которых может быть большое скопление людей;
- все котельные и насосные станции, кроме тех, которые относятся к первой категории.

1.7. К электроприемникам третьей категории относятся все остальные электроприемники, не подходящие под определения первой и второй категорий. Обычно это небольшие населенные пункты, городские учреждения, системы, перерыв в электроснабжении которых не влечет за собой последствий. Также к данной категории относятся жилые дома, частный сектор, дачные и гаражные кооперативы.

1.8. Перечни потребителей первой и второй категорий приведены в

Приложении. Данные перечни содержат электроприемники основных потребителей и не распространяются на электроприемники уникальных зданий и сооружений (крупнейшие театры, цирки, концертные залы, дворцы спорта и др.), а также на электроприемники зданий правительственных учреждений, объектов гражданской обороны, МЧС и силовых структур.

Городские и сельские потребители не имеют в своем составе электроприемников, которые в соответствии с ПУЭ относятся к особой группе электроприемников первой категории за исключением объектов гражданской обороны, радиовещания, телевидения, станций телефонной связи и др.

1.9. Электроприемники первой категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Независимый источник питания сохраняет напряжение при исчезновении напряжения на других источниках питания электроприемника.

Независимым источником питания является секция или система шин электростанции или подстанции при соблюдении следующих условий:

- секция или система шин, в свою очередь, имеют питание от независимого источника питания;
- секции или системы шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций (системы) шин.

В качестве второго независимого источника могут также использоваться автономные источники питания (аккумуляторные батареи, агрегаты бесперебойного питания, дизельные электростанции и др.) или резервные связи по сети 0,4 кВ от ТП, питающихся по сети 6-10 кВ от другого независимого источника.

Устройство автоматического включения резерва (АВР) предусматривается, как правило, непосредственно на вводе к электроприемникам первой категории.

Для электроснабжения электроприемников первой особой категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

В качестве третьего независимого источника питания для первой особой группы электроприемников могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистемы (в частности шины генераторного напряжения), специальные агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и др.

Если резервированием электроснабжения нельзя обеспечить необходимую непрерывность технологического процесса или если резервирование электроснабжения экономически нецелесообразно, должно быть осуществлено технологическое резервирование (путем установки взаимно резервирующих технологических агрегатов, специальных устройств безаварийного останова технологического процесса и др., действующих при нарушении электроснабжения).

Электроснабжение электроприемников первой категории с особо сложным

непрерывным технологическим процессом, требующим длительного времени на восстановление рабочего режима в случае перерыва электроснабжения, рекомендуется при наличии технико-экономических обоснований осуществлять от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, к которым предъявляются дополнительные требования, определяемые особенностями технологического процесса.

1.10. Электроприемники второй категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Электроприемники второй категории в нормальных режимах работы должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

При отсутствии в городе (районе), поселке двух независимых источников питания допускается временное, до появления второго источника питания, электроснабжение электроприемников второй категории от одного источника.

Для электроприемников второй категории допустимы перерывы в электроснабжении на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или оперативно выездной бригады (время перерыва электроснабжения определяется соответствующими договорами государств-участников СНГ на поставку электроэнергии).

Для электроприемников второй категории допускается резервирование в послеаварийном режиме путем устройства временных связей напряжением 0,4 кВ шланговым проводом.

1.11. Электроприемники третьей категории – все остальные электроприемники, не подходящие под определения первой и второй категорий.

Для электроприемников третьей категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток.

Допустимы перерывы в электроснабжении на время, необходимое для подачи временного питания, ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения. Для третьей категории надежности электроснабжения: допустимое число часов отключений в год составляет 72 часа, но не более 24 часов подряд, включая срок восстановления электроснабжения, за исключением случаев, когда для производства ремонта объектов электросетевого хозяйства необходимы более длительные сроки, согласованные с надзорными органами.

Третья категория электроснабжения может быть повышена по желанию клиента. Обеспечение повышения категории надежности электроснабжения производится за счет заявителя.

В зданиях, относящихся к третьей категории по надежности электроснабжения, питающихся по одной линии, резервное питание устройств охранной и пожарной сигнализации следует осуществлять от автономных источников.

1.12. Для первой и второй категорий потребителей по надежности электроснабжения число часов отключений должно определяться соответствующими договорами государств-участников СНГ на поставку электроэнергии (если у потребителя нет такого договора – то в договоре электроснабжения с гарантирующим поставщиком) с учетом его фактической схемы, источников электроснабжения, наличия резервного питания и др.

1.13. Электроприемники второй и третьей категории должны иметь автономный источник (аккумуляторную батарею) для питания устройств пожарной, охранной сигнализации.

1.14. Требования к надежности электроснабжения промышленных потребителей, предприятий связи, ретрансляторов, объектов телевидения и радиовещания определяются в соответствии с ПУЭ и отраслевыми СНиП.

1.15. Качество и надежность электроснабжения потребителей определяется на границе балансовой принадлежности потребителя и электроснабжающей организации. Условия поставки электроэнергии определяются договором между ними.

1.16. Разделение потребителей на категории в первую очередь позволяет правильно спроектировать тот или иной участок электросети, связать его с объединенной энергосистемой. Основная цель - построить максимально эффективную сеть, которая, с одной стороны, должна осуществлять в полной мере потребности в электроснабжении всех потребителей, удовлетворять требованиям по надежности электроснабжения, а с другой стороны - быть максимально упрощенной с целью оптимизации средств на обслуживание и ремонт сетей.

В процессе эксплуатации электрических сетей разделение потребителей на категории электроснабжения позволяет сохранить стабильность работы объединенной энергосистемы в случае возникновения дефицита мощности по причине отключения блока электростанции либо серьезной аварии в магистральных сетях. В данном случае работают автоматические устройства, отключающие от сети потребителей третьей категории, а при больших дефицитах мощности - второй категории.

Данные меры позволяют оставить в работе наиболее важных потребителей первой категории и избежать техногенных катастроф в масштабах регионов, гибели людей, аварий на отдельных объектах, материального ущерба.

1.17. При выборе первой или второй категории надежности электроснабжения потребителя стоимость подключения электричества возрастет порядка в два раза относительно присоединения по третьей категории надежности, так как для электроснабжения по первой или второй категории необходимо два независимых источника питания, и присоединение к каждому из них будет стоить примерно одинаково.

1.18. Контроль за соответствием категории по надежности электроснабжения электроприемников потребителей в зависимости от применяемой технологии и соблюдением обязательств по соответствующим договорам государств-участников СНГ на поставку электроэнергии осуществляется надзорными органами в порядке, определенном нормативными правовыми актами в электроэнергетике государств-участников СНГ.

2. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

2.1. Схемы сетей напряжением 35-110 кВ.

2.1.1. Схемы электроснабжения крупных городов, как правило, должны предусматривать:

– создание кольцевой сети напряжением 110 кВ и выше с понижающими подстанциями. Питание кольцевой сети должно осуществляться от подстанций более высоких напряжений, а также от городских электрических станций;

– сооружение подстанций глубокого ввода напряжением 110/6-10 кВ для питания отдельных крупных промышленных потребителей и районов города, выполняемых по схеме двух блоков «линия-трансформатор» с отдельной работой трансформаторов. Резервирование блоков осуществляется путем устройства АВР на секционном выключателе 6-10 кВ подстанции.

2.1.2. Схемы электроснабжения крупных сельскохозяйственных потребителей первой категории (птицефабрик, комплексов по выращиванию крупного рогатого скота (КРС), свинокомплексов) должны предусматривать:

– строительство двухтрансформаторных подстанций 35-110/6-10 кВ, включаемых в транзитную кольцевую сеть или выполняемых по схеме двух блоков «линия (ответвление) – трансформатор», с устройством АВР на секционном выключателе 6-10 кВ;

– допускается применение однотрансформаторных подстанций 35-110/6-10 кВ при обеспечении резервирования секции шин 6-10 кВ подстанции или ТП объекта от независимого источника питания по сетям 6-10 кВ.

2.2. Схемы сетей напряжением 0,4-10 кВ.

2.2.1. Основным принципом построения распределительной сети для электроприемников первой категории является двухлучевая схема с двухсторонним питанием трансформаторных подстанций при условии подключения питающих линий 6-10 кВ к разным независимым источникам питания.

Если от трансформаторной подстанции запитываются потребители 0,4 кВ первой и второй категории, то устройства АВР на напряжение 0,4 кВ устанавливаются непосредственно на вводах электроприемников первой категории.

В случае когда от шин 0,4 кВ трансформаторной подстанции запитываются только потребители первой категории целесообразно дополнительно устанавливать АВР (с самовозвратом) на напряжение 0,4 кВ в трансформаторной подстанции.

2.2.2. Основным принципом построения распределительной сети для электроприемников второй категории является сочетание петлевых линий напряжением 6-10 кВ, обеспечивающих двухстороннее питание каждой трансформаторной подстанции, и петлевых линий напряжением 0,4 кВ для питания потребителей.

Петлевые линии напряжением 0,4 кВ могут присоединяться к одной или разным трансформаторным подстанциям.

2.2.3. Основным принципом построения распределительной сети для

электроприемников третьей категории является сочетание петлевых резервируемых линий напряжением 6-10 кВ с целью двухстороннего питания каждой трансформаторной подстанции и радиальных нерезервируемых линий 0,4 кВ, подключаемых к потребителям. При выполнении сети напряжением 6-10 кВ воздушными линиями их резервирование может не предусматриваться.

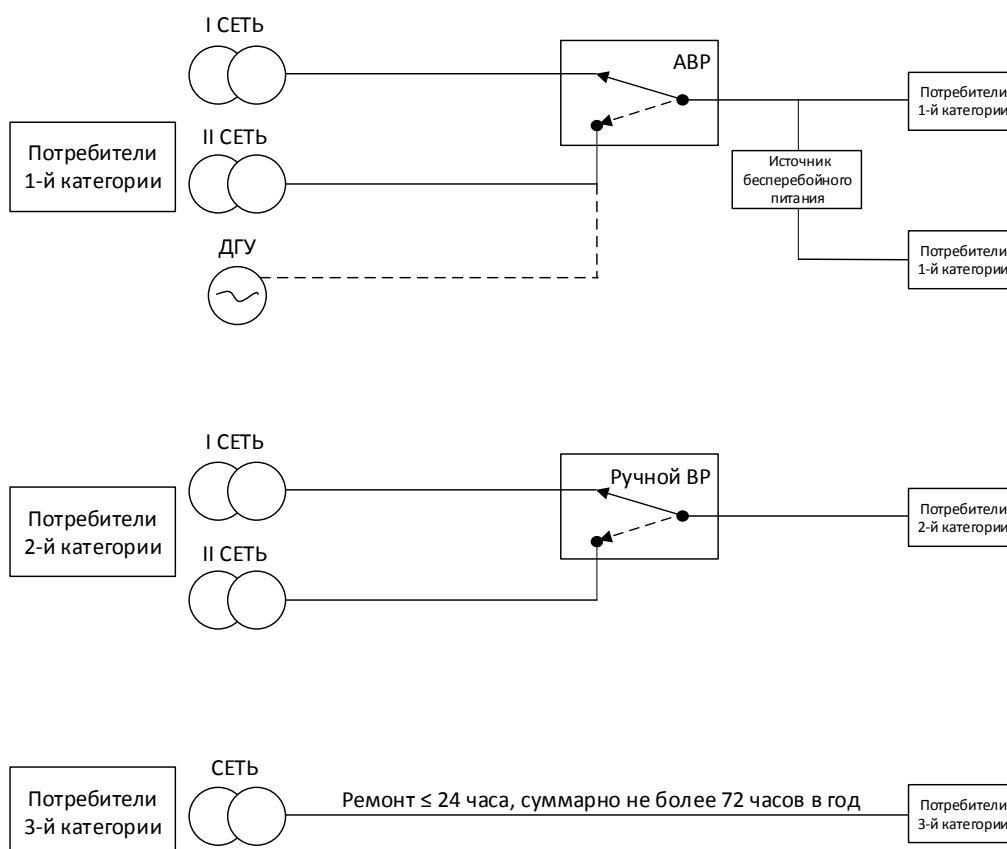
При выполнении сети напряжением 0,4 кВ воздушными или кабельными линиями допустимы перерывы в электроснабжении на время, необходимое для подачи временного питания, ремонта линии электропередачи, но не более чем на одни сутки.

2.2.4. Основным принципом построения распределительной сети для электроприемников второй категории сельскохозяйственного назначения является сочетание петлевых (кольцевых) резервируемых линий 6-10 кВ с ответвлениями на однотрансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ.

2.2.5. Для электроприемников третьей категории сельскохозяйственного назначения, сельских жилых поселков должны применяться радиальные воздушные линии 6-10 кВ.

2.2.6. Для жилых и общественных зданий с электрическими плитами и всех зданий высотой более пяти этажей при питании от однотрансформаторных подстанций следует предусматривать резервирование по сети напряжением 0,4 кВ от других трансформаторных подстанций.

Схема электроснабжения потребителей



где:

I СЕТЬ, II СЕТЬ – независимые взаимно резервирующие источники питания;

ДГУ - электростанция, используемая в качестве третьего независимого источника питания для особой группы электроприемников или в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников первой категории;

Ручной ВР - включения резервного питания действиями дежурного персонала или оперативно выездной бригады.

3. АВАРИЙНОЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ БРОНИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

3.1. Аварийной броней электроснабжения является минимальный расход электрической энергии (наименьшая мощность), обеспечивающий безопасное для персонала и окружающей среды состояние предприятия с полностью остановленным технологическим процессом.

Аварийная броня электроснабжения устанавливается для потребителей электрической энергии - юридических лиц, имеющих электроприемники, фактическая схема электроснабжения которых удовлетворяет требованиям, предъявляемым к электроприемникам первой и второй категорий по надежности электроснабжения.

3.2. Технологической броней электроснабжения является наименьшая потребляемая мощность и продолжительность времени, необходимые потребителю для безопасного завершения технологического процесса, цикла производства, после чего может быть произведено отключение соответствующих электроприемников.

Технологическая броня электроснабжения устанавливается для потребителей - юридических лиц:

- использующих в производственном цикле непрерывные технологические процессы, внезапное отключение которых вызывает опасность для жизни людей, окружающей среды и (или) необратимое нарушение технологического процесса;

- имеющих электроприемники, фактическая схема электроснабжения которых удовлетворяет требованиям, предъявляемым к электроприемникам первой категории по надежности электроснабжения.

**Перечни
категорий электроприемников потребителей по надежности
электроснабжения**

№ п/п	Наименование электроприемников	Категория
1.	Электроприемники объектов жилищного, культурно-бытового и административного назначения	
1.1.	Технические средства противопожарной защиты (пожарные насосы, системы подпора воздуха, дымоудаления, пожарной сигнализации и оповещения о пожаре), охранная сигнализация, лифты, предназначенные для инвалидов или подъема пожарных подразделений, огни светового ограждения в общественных зданиях любого назначения, жилых домах и общежитиях независимо от этажности.	1
1.2.	Жилые дома и общежития высотой 16 этажей и более: - лифты, эвакуационное освещение и освещение безопасности; - комплекс остальных электроприемников.	1 2
1.3.	Жилые дома высотой: - до 16 этажей, эвакуационное освещение незадымляемых лестничных клеток; - до 16 этажей с электроплитами и электроводонагревателями для горячего водоснабжения, за исключением одно - восьмиквартирных; - свыше 5 до 10 этажей с плитами на газообразном и твердом топливе в городах и райцентрах; - до 5 этажей с плитами на газообразном и твердом топливе; - одно - восьмиквартирные с электроплитами и электроводонагревателями для горячего водоснабжения; - сельские населенные поселки; - жилые дома на участках садоводческих товариществ.	1 2 2 3 3 3 3
1.4.	Общежития общей вместимостью: - до 50 человек; - свыше 50 человек.	3 2
1.5.	Общественные здания высотой более 16 этажей: - лифты; - комплекс остальных электроприемников.	1 2
1.6.	Здания учреждений управления, проектных и конструкторских организаций, научно-исследовательских институтов. Здания с количеством работающих свыше 2000 человек независимо от этажности, а также здания государственных учреждений республиканского значения с количеством работающих свыше 50 человек: - лифты; - комплекс остальных электроприемников.	1 2

№ п/п	Наименование электроприемников	Категория
	Комплекс электроприемников зданий с количеством работающих до 50 человек (кроме государственных учреждений республиканского значения, которые относятся ко второй категории).	3
1.7.	Здания лечебно-профилактических учреждений: - электроприемники операционных и родильных блоков, отделений анестезиологии, реанимации и интенсивной терапии, кабинетов лапароскопии, бронхоскопии и ангиографии, оперативной части и помещений медикаментов и ящиков выездных бригад станций (отделений) скорой и неотложной медицинской помощи, эвакуационного освещения и больничных лифтов; - комплекс остальных электроприемников.	1 2
1.8.	Учреждения финансирования, кредитования и государственного страхования. Учреждения республиканского подчинения: - лифты, - комплекс остальных электроприемников. Комплекс электроприемников учреждений областного, городского и районного подчинения.	1 2 2
1.9.	Библиотеки и архивы. Комплекс электроприемников зданий с фондом хранения: - свыше 100 тыс. ед.; - до 100 тыс. ед.	2 3
1.10.	Учреждения образования, воспитания и подготовки кадров. Комплекс электроприемников зданий с количеством учащихся: - свыше 200 человек; - до 200 человек. Комплекс электроприемников: - детских яслей-садов и внешкольных учреждений; - детских лагерей отдыха с количеством мест: - свыше 160; - до 160.	2 3 2 2 3
1.11.	Предприятия торговли. Комплекс электроприемников предприятий с торговыми залами общей площадью: - свыше 250 м ² ; - до 250 м ² .	2 3
1.12.	Предприятия общественного питания. Комплекс электроприемников столовых, кафе и ресторанов с количеством посадочных мест: - свыше 100; - до 100. Комплекс электроприемников молочно-раздаточных пунктов.	2 3 2

№ п/п	Наименование электроприемников	Категория
1.13.	<p>Предприятия бытового обслуживания:</p> <ul style="list-style-type: none"> - комплекс электроприемников парикмахерских с количеством рабочих мест свыше 15, ателье и комбинатов бытового обслуживания с количеством рабочих мест свыше 50, прачечных и химчисток производительностью свыше 50 кг. белья в смену, бань с числом мест свыше 100; - комплекс электроприемников парикмахерских с количеством рабочих мест до 15, ателье и комбинатов бытового обслуживания с количеством рабочих мест до 500, прачечных и химчисток производительностью до 500 кг. белья в смену, мастерских по ремонту обуви, металлоизделий, часов, фотоателье, бань и саун с числом мест до 100. 	<p style="text-align: center;">2</p> <p style="text-align: center;">3</p>
1.14.	<p>Гостиницы, дома отдыха, пансионаты и турбазы.</p> <p>Здания с количеством мест свыше 1000:</p> <ul style="list-style-type: none"> - лифты; - комплекс остальных электроприемников. <p>Комплекс электроприемников зданий с количеством мест:</p> <ul style="list-style-type: none"> - свыше 200 до 1000; - до 200. 	<p style="text-align: center;">1</p> <p style="text-align: center;">2</p> <p style="text-align: center;">2</p> <p style="text-align: center;">3</p>
1.15.	<p>Музеи и выставки.</p> <p>Комплекс электроприемников музеев и выставок:</p> <ul style="list-style-type: none"> - республиканского значения; - областного значения; - местного значения и краеведческих музеев. 	<p style="text-align: center;">1</p> <p style="text-align: center;">2</p> <p style="text-align: center;">3</p>
1.16.	<p>Конференц-залы и актовые залы, в том числе со стационарными установками и эстрадами во всех видах общественных зданий, кроме постоянно используемых для проведения платных зрелищных мероприятий в соответствии с категорией электроприемников зданий, в которые встроены указанные залы.</p>	
2	Электроприемники объектов водоснабжения и канализации	
2.1.	<p>Водопроводные насосные станции в городах и поселках с числом жителей:</p> <ul style="list-style-type: none"> - свыше 50 тыс. человек; - от 5 до 50 тыс. человек; - менее 5 тыс. человек. <p>- подающие воду непосредственно в сеть противопожарного и объединенного противопожарного водопровода;</p> <p>- подающие воду из емкостей (резервуаров, водоемов) для объектов.</p> <p>Комплекс электроприемников насосных станций, подающих воду по одному трубопроводу, а также на поливку или орошение.</p> <p>Комплекс электроприемников сельскохозяйственных групповых водопроводов.</p>	<p style="text-align: center;">1</p> <p style="text-align: center;">2</p> <p style="text-align: center;">3</p> <p style="text-align: center;">2</p> <p style="text-align: center;">1</p> <p style="text-align: center;">2</p> <p style="text-align: center;">3</p>

№ п/п	Наименование электроприемников	Категория
2.2.	Насосные артезианских скважин, работающих на общую водопроводную сеть.	3
2.3.	Канализационные насосные станции: - не имеющие аварийного выпуска или с аварийным выпуском при согласованной продолжительности сброса менее двух часов; - имеющие аварийный выпуск при согласованной продолжительности сброса менее одних суток, очистные водопроводные и канализационные сооружения.	1 2
3.	Электроприемники других объектов городов и населенных пунктов	
3.1.	Котельные, являющиеся единственным источником тепла системы теплоснабжения, обеспечивающие потребителей первой категории, не имеющих индивидуальных резервных источников тепла.	1
3.2	Котельные с водогрейными котлами единичной производительностью более 10 Гкал/час: - электродвигатели сетевых и подпиточных насосов; - комплекс остальных электроприемников.	1 2
3.3.	Тяговые подстанции: - системы централизованного электроснабжения; - системы децентрализованного электроснабжения.	1 3
3.4.	Электронно-вычислительные центры, решающие комплекс народно-хозяйственных проблем и задачи управления отдельными отраслями, а также обслуживающие технологические процессы, основные электроприемники которых относятся к первой категории. Комплекс электроприемников вычислительных центров, отделов, лабораторий, решающие не указанные выше задачи, проблемы.	1 2
3.5.	Центрально-диспетчерские пункты: - энергосистемы; - электрических и тепловых сетей.	1 1
3.6.	Пункты централизованной охраны.	1
3.7	Центральные тепловые пункты: - обслуживающие здания высотой 17 этажей и более; - в микрорайонах.	1 2
3.8.	Диспетчерские пункты жилых районов, микрорайонов.	2
3.9.	Осветительные установки городских транспортных и пешеходных тоннелей, осветительные установки улиц, дорог и площадей категории «А» в столицах республик, в городах-героях и крупнейших городах.	2

№ п/п	Наименование электроприемников	Категория
4.	Электроприемники объектов сельскохозяйственного назначения	
4.1.	<p>Животноводческие комплексы и фермы по производству молока в том числе электроприемники:</p> <ul style="list-style-type: none"> - систем доения; - рабочего освещения; - дежурного освещения в родильном отделении; - переработки (пастеризации) молока; - систем поения коров и телят в родильном отделении; - установок обеспечения микроклимата в телятниках; - система навозоудаления при самосплавном способе непрерывного действия и отсутствии накопительных емкостей; - приготовления, раздачи кормов в том числе кормоцех; - локального обогрева, облучения телят. 	<p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p>
4.2	<p>Комплексы и фермы по выращиванию молодняка КРС производительностью в год:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 5 тыс. голов и более; - до 5 тыс. голов. <p>В том числе электроприемники:</p> <ul style="list-style-type: none"> - дежурного освещения зданий моноблоков; - систем поения, кормоприготовления (кормоцеха), отопления; - систем механизированного приготовления и выпойки молока в телятнике первого периода; - систем приточно-вытяжной вентиляции. 	<p>1</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p>
4.3.	<p>Свиноводческие комплексы и фермы по выращиванию и откорму свиней производительностью в год:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 12 тыс. голов и более; - до 12 тыс. голов. <p>В том числе электроприемники:</p> <ul style="list-style-type: none"> - отопительно-вентиляционных систем в свинарниках откормочниках и свинарниках для поросят - отъемышей; - приготовление кормов (кормоцехи); - раздачи кормов стационарными средствами; - систем поения, освещения в моноблоках, свинарниках, маточниках, вентиляции помещений и зон моноблоков, где невозможно осуществлять качественное проветривание с использованием проемов и ворот; - локального обогрева поросят в свинарниках для опоросов и в санитарных станках; - систем вентиляции в свинарниках для опоросов (павильонная застройка); - систем освещения в моноблоках, свинарниках, маточниках, дежурного освещения; - водозаборных сооружений; - сооружений по обработке и очистке навозных стоков. 	<p>1</p> <p>2</p> <p>2*</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p>

№ п/п	Наименование электроприемников	Категория	
4.4.	Птицефабрики: - по производству яиц с содержанием 100 тыс. и более кур несушек;	1	
	- мясного направления по выращиванию 1 млн. и более бройлеров в год;	1	
	- хозяйства по выращиванию племенного стада кур на 25 тыс. и более голов, а также гусей, уток и индеек на 10 тыс. и более голов.	1	
	В том числе электроприемники:		
	- систем поения птицы, локального обогрева цыплят в первые 20 дней, вентиляции в птичниках с напольным и клеточным содержанием;	птицефабрик 1	птицеферм 2*
	- систем инкубации яиц и вывода цыплят;	1	2*
	- систем инкубации яиц и цыплят, транспортировки, обрезки клювов и освещения инкубатория;	1	2*
	- цехов уоя, санитарно-уборочных пунктов;	1	2*
	- котельных, в том числе мазутных хозяйств;	1	2*
	- насосных оборотного водоснабжения, топливной и птицебойни станций перекачки конденсата, градирень, хлораторных, станций обезжелезования, канализационных насосных станций;	1	2*
	- раздачи кормов, системы сбора яиц в птичниках, освещение, уборка помета в птичниках, цехов подработки кормов, складов кормов.	2	2
4.5.	Тепличные комбинаты и рассадные комплексы.	2	
4.6.	Картофелехранилища емкостью более 500 т. с холодоснабжением и активной вентиляцией.	2	
4.7.	Кормоприготовительные заводы и отдельные цеха при механизированном приготовлении и раздаче кормов.	2	
4.8.	Холодильники для хранения фруктов емкостью более 600 т.	2	
4.9.	Инкубационные цеха рыбоводческих хозяйств и ферм.	2	
4.10.	Установки водоснабжения и водонапорных башен и др.	2	
4.11.	Установки теплоснабжения и горячей воды (в том числе котлы-преобразователи).	2	
4.12.	Котельные.	2	
4.13.	Котельные с котлами высокого и среднего давления.	2*	

* Примечание: не допускается перерыв электроснабжения длительностью более 0,5 часа.

Дополнительно:

1. Для электроприемников ряда медицинских помещений, например, операционных, реанимационных (интенсивная терапия), палат для недоношенных детей, может потребоваться третий независимый источник. Необходимость третьего независимого источника определяется заданием на проектирование в зависимости от типа применяемого медицинского оборудования.

2. Схемы питания противопожарных устройств и лифтов, предназначенных для перевозки пожарных подразделений, должны выполняться независимо от их категории надежности в соответствии с требованиями:

- при наличии в здании электроприемников, требующих первой категории по степени надежности электроснабжения, рекомендуется выполнять питание всего здания от двух независимых источников с устройством АВР независимо от требуемой степени обеспечения надежности электроснабжения других электроприемников;

- при отсутствии АВР на вводе в здание питание электроприемников первой категории по надежности электроснабжения следует выполнять от самостоятельного щита (панели) с устройством АВР;

- при наличии на вводе аппаратов защиты и управления этот щит (панель) с устройством АВР следует подключать после аппарата управления и до аппарата защиты;

- при наличии на вводе автоматического выключателя, выполняющего функции управления и защиты, это подключение должно производиться до автоматического выключателя;

- панели щита противопожарных устройств должны иметь отличительную окраску (красную);

- аппараты защиты и управления линий, питающих противопожарные устройства, расположенные на ВРУ (ГРЩ), должны иметь отличительную окраску (красную).

3. В комплекс электроприемников жилых домов входят электроприемники квартир, освещение общедомовых помещений, лифты, хозяйственные насосы и др. В комплекс электроприемников общественных зданий входят все электрические устройства, которыми оборудуется здание или группа помещений.

УТВЕРЖДЕНО

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 55 от 25 октября 2019 года

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
О ПОРЯДКЕ РАЗРАБОТКИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ
ТРЕБОВАНИЙ НОРМАТИВНЫХ АКТОВ И
ОРГАНИЗАЦИОННО-РАСПОРЯДИТЕЛЬНЫХ ДОКУМЕНТОВ**

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1. Настоящие Методические рекомендации о порядке разработки мероприятий по выполнению требований нормативных актов и организационно-распорядительных документов разработаны в соответствии с п.6 Плана работы Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях на 2019 - 2021 гг.

1.2. Методические рекомендации о порядке разработки мероприятий по выполнению требований нормативных актов и организационно-распорядительных документов (далее – Методические рекомендации) рекомендованы к использованию на электростанциях, в электрических и тепловых сетях. Методические рекомендации могут использоваться при разработке локальных актов по работе с нормативными актами и организационно-распорядительными документами (далее – НАиОРД) на энергопредприятиях.

Далее в тексте Методических рекомендаций к НАиОРД, на контроль которых они распространяются, отнесены:

- стандарты: государственный стандарт (ГОСТ, СТБ), отраслевой стандарт (ОСТ), технические условия (ТУ);
- методики, методические указания, номенклатуры, нормы, правила, типовые инструкции по эксплуатации, типовые положения, типовые перечни и др.;
- распорядительные документы: приказ (по техническим вопросам), указание, циркуляр, решение, распоряжение;
- акты аварий, отказов и несчастных случаев, связанных с производством;
- предписания инспекторов, а также акты работников вышестоящих организаций и надзорных органов по вопросам надежности, энергосбережения, охраны труда и пожарной безопасности.

**2. ПОРЯДОК УЧЕТА, ХРАНЕНИЯ И ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ ПО
ИСПОЛНЕНИЮ НОРМАТИВНЫХ АКТОВ И ОРГАНИЗАЦИОННО-
РАСПОРЯДИТЕЛЬНЫХ ДОКУМЕНТОВ**

2.1. НАиОРД поступают к главному инженеру (техническому

руководителю), который определяет исполнителей и сроки выполнения мероприятий, предусмотренных документами и передает их в производственно-технический отдел (далее - ПТО) или аналогичное техническое подразделение для оформления и передачи исполнителям, если резолюцией главного инженера определены все мероприятия по выполнению НАиОРД, или передает документы в ПТО для подготовки решения.

2.2. ПТО обязан:

2.2.1. Внести наименование документа, его идентификаторы и дату поступления в журнал регистрации НАиОРД (Приложение 1).

2.2.2. Обеспечить хранение документа.

2.2.3. Выдать копию документа с резолюцией главного инженера соответствующим подразделениям, службе надежности и техники безопасности (инспекторам по технике безопасности и технической эксплуатации) с отметкой в журнале, каким подразделениям документ выдан, росписью лиц, его получивших, даты выдачи, полного названия документа и содержания поручений в соответствии с резолюцией.

2.2.4. Если необходима подготовка решения по выполнению требований НАиОРД, в месячный срок после его получения (если документом не предписан другой срок) ПТО с привлечением специалистов подразделений готовит проект такого решения с планом мероприятий и указанием объектов, присоединений, оборудования, на которых будут выполняться мероприятия, вытекающие из документа, сроков и ответственных лиц. План мероприятий утверждается главным инженером и выдается в соответствующие подразделения исполнителям с отметкой в журнале регистрации НАиОРД.

2.2.5. Если в исполнении решения участвуют несколько подразделений, то план мероприятий и решение направляются в каждое, а общее руководство осуществляет главный инженер. Подразделения отвечают за своевременность, качество и полноту выполнения касающихся их мероприятий.

2.2.6. Если НАиОРД предусматриваются только организационные меры, то готовится и выпускается указание главного инженера или приказ директора.

2.2.7. Подразделения обязаны включать касающиеся их работы по реализации требований НАиОРД в месячные и годовые планы, в объемы ремонтных работ, а работы, требующие значительных затрат, - в приказы.

3. ОРГАНИЗАЦИЯ КОНТРОЛЯ И ОТЧЕТНОСТИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ТРЕБОВАНИЙ НОРМАТИВНЫХ АКТОВ И ОРГАНИЗАЦИОННО-РАСПОРЯДИТЕЛЬНЫХ ДОКУМЕНТОВ

3.1. В каждом подразделении должен быть заведен журнал регистрации поступления НАиОРД (Приложение 2), организовано их хранение, изучение или ознакомление персонала, налажен контроль исполнения принятых решений по реализации их требований (по решению главного инженера ведение журнала и регистрация ознакомления персонала допускается в электронном виде).

3.2. Акты и предписания вышестоящих организаций и надзорных органов учитываются в журналах регистрации ПТО и подразделений в целом как один

документ.

3.3. Служба надежности и техники безопасности (инспекторы по технике безопасности и технической эксплуатации) осуществляют текущий контроль за ходом выполнения мероприятий по реализации требований НАиОРД, проверяют учет и хранение документов, качество и объемы выполненных работ, в том числе подтверждающие материалы.

3.4. ПТО обеспечивает поступление к исполнителям НАиОРД, решений и соответствующих планов мероприятий, оказывает подразделениям необходимую помощь в исполнении принятых решений по мероприятиям, следит при необходимости за включением подразделениями мероприятий НАиОРД в приказы и другие документы вышестоящих организаций.

3.5. Подразделения-исполнители делают записи о фактическом выполнении требований НАиОРД и отметки выполнения мероприятий и их этапов в своих журналах. Эти записи визирует служба надежности и техники безопасности (инспекторы по технике безопасности и техники эксплуатации), на основании чего ПТО отмечает выполнение мероприятий в своем журнале.

3.6. Каждое энергопредприятие не позднее числа, установленного соответствующими национальными нормативными правовыми актами, направляет в надзорные органы письменное сообщение о выполнении мероприятий по НАиОРД вышестоящих организаций и надзорных органов.

3.7. Мероприятие считается выполненным, если оно выполнено на оборудовании и внесены соответствующие записи и дополнения в техническую и эксплуатационную документацию, проведен инструктаж и обучение персонала.

3.8. При необходимости исполнители ходатайствуют перед руководством об изменении сроков выполнения мероприятий НАиОРД с обоснованием причин. Измененные сроки, со ссылкой на решение главного инженера, ПТО вносит в журнал регистрации НАиОРД.

3.9. После выполнения всех мероприятий планы и решения по выполнению мероприятий НАиОРД хранятся в установленном порядке.

3.10. Рекомендуются ведение регистрации, контроля и отчетности по выполнению требований НАиОРД с помощью вычислительной техники.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Форма журнала регистрации нормативных актов и организационно-распорядительных документов и их мероприятий в ПТО

Дата	Регистрационный номер	Наименование документа, идентификаторы	Выдан		Решение, содержание мероприятий	Ответственный исполнитель	Срок выполнения	Отметка о выполнении
			Подразделение	Руководитель, подпись				
1	2	3	4	5	6	7	8	9

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Форма журнала регистрации нормативных актов и организационно-распорядительных документов и их мероприятий в подразделениях

Дата	Регистрационный номер	Наименование документа, идентификаторы	С документом ознакомлен		Решение, содержание мероприятий	Ответственный исполнитель	Срок выполнения	Отметка о выполнении. Подпись ответственного исполнителя
			Фамилия, должность	Дата, подпись				
1	2	3	4	5	6	7	8	9

УТВЕРЖДЕНЫ

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол № 55 от 25 октября 2019 года

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ПРОТИВОАВАРИЙНЫХ ТРЕНИРОВОК

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящие Методические рекомендации по проведению противоаварийных тренировок (далее – Методические рекомендации) разработаны в соответствии с п.10 Плана работы Рабочей группы по вопросам работы с персоналом и подготовке кадров в электроэнергетике СНГ на 2018-2019 годы, утвержденного Решением 51-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ (п.3.4 Протокола от 4 ноября 2017 года).

1.2. Методические рекомендации носят рекомендательный характер, предназначены для оперативного персонала энергетических предприятий и их энергообъектов, устанавливают порядок подготовки, проведения и разбора противоаварийных тренировок на рабочем месте с использованием современных технических средств обучения.

1.3. Противоаварийные тренировки (далее – тренировки) являются одной из обязательных форм производственно-технического обучения и повышения квалификации оперативного персонала электрических станций, электрических и тепловых сетей.

1.4. Проведение тренировок направлено на решение следующих задач¹:

– проверку способности персонала самостоятельно и на основе коллективных действий персонала смены предупреждать развитие аварий и технологических нарушений, наилучшим способом обеспечивать их ликвидацию;

– обеспечение формирования или восстановления навыков принятия оперативных решений и деятельности в сложной режимной обстановке в условиях ограниченного времени на решение задач управления;

– выявление необходимых организационных и технических мероприятий и рекомендаций, направленных на совершенствование работы персонала и повышение надежности оборудования.

1.5. Тренировки проводятся в форме имитации нарушений в работе оборудования и оперативной деятельности по ликвидации аварийной ситуации, оценками этой деятельности.

¹ Энергетическими предприятиями государств-участников СНГ самостоятельно принимается решение о перечне задач на оказание доврачебной помощи и освобождение пострадавшего от действия электрического тока.

1.6. Основными участниками тренировки являются руководитель тренировки, оперативный персонал, посредники и контролирующие лица.

1.7. Эффективность тренировок зависит от качества их подготовки, степени приближенности воспроизводимой обстановки аварии к рабочей, достоверности оценок деятельности участников тренировки и качества разбора тренировки. Достижение наилучших результатов тренировок требует их хорошей организации и рационального использования средств и методов их проведения.

1.8. Накопленный опыт проведения тренировок показывает, что в практике энергетических предприятий имеет место высокий уровень условности тренировочной деятельности и субъективизм в организации текущего контроля и оценке результатов. Это вызвано, главным образом, невозможностью реальных действий на работающем оборудовании и низким уровнем механизации и автоматизации тренировок. Сведение к минимуму и полное устранение указанных недостатков возможно при использовании в тренировках технических средств обучения (тренажеров, автоматизированных систем обучения персонала на базе персональных компьютеров с функциями автоматического контроля, полигонов и т.п.), алгоритмических описаний оперативной деятельности (планов действий, деревьев оценки ситуаций, карт наблюдений).

1.9. Методические рекомендации составлены с учетом имеющегося положительного опыта энергетических предприятий, а также требований нормативных правовых актов государств-участников СНГ.

1.10. Противоаварийные тренировки допускается совмещать с противопожарными². Организацию совмещенных противоаварийных и противопожарных тренировок, а также противопожарных тренировок, которые проводятся отдельно, рекомендуется осуществлять в соответствии с положениями «Инструкции по организации противопожарных тренировок на энергетических предприятиях государств-участников СНГ», утвержденной Решением 53-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ (п.8.2 Протокола от 2 ноября 2018 года).

В противоаварийной тренировке, совмещенной с противопожарной, наряду с руководителем тренировки, оперативным персоналом, посредниками и контролирующими лицами принимает участие руководитель тушения пожара.

2. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Термины и определения, используемые в настоящих Методических рекомендациях, имеют следующие значения:

Авария – технологическое нарушение на объекте электроэнергетики и (или) энергопринимающей установке, приведшее к разрушению или повреждению зданий, сооружений и (или) технических устройств (оборудования) объекта электроэнергетики и (или) энергопринимающей установки, неконтролируемому взрыву, пожару и (или) выбросу опасных веществ, отклонению от установленного технологического режима работы объектов электроэнергетики и (или) энергопринимающих установок, нарушению в работе релейной защиты и автоматики, автоматизированных систем оперативно-диспетчерского управления в

² Совмещение противоаварийных и противопожарных тренировок определяется руководством энергетических предприятий государств-участников СНГ.

электроэнергетике или оперативно-технологического управления либо обеспечивающих их функционирование систем связи, полному или частичному ограничению режима потребления электрической энергии (мощности), возникновению или угрозе возникновения аварийного электроэнергетического режима работы энергосистемы.

Организация – субъект гражданского права, который имеет в собственности, хозяйственном ведении или оперативном управлении обособленное имущество и отвечает по своим обязательствам этим имуществом, может от своего имени приобретать, осуществлять имущественные и личные неимущественные права и обязанности и быть истцом и ответчиком в суде. В организацию могут входить одно или несколько предприятий.

Технологическое нарушение (нарушение нормального режима эксплуатации) – недопустимые отклонения технического состояния, технологических параметров работы электроустановки, ее элементов, вызвавшие вывод их из работы или повреждение во время эксплуатации, нарушение показателей качества электроэнергии.

Энергетическое предприятие – самостоятельный хозяйствующий субъект, созданный в порядке, установленном законодательством, для производства продукции, выполнения работ и оказания услуг в целях удовлетворения общественных потребностей и получения прибыли.

Энергообъекты – электрические станции, котельные, электрические и тепловые сети, подстанции, диспетчерские центры (пункты, центры управления) и другие объекты, на которых осуществляется генерация, передача, транспорт, диспетчеризация и сбыт тепловой и электрической энергии.

3. КЛАССИФИКАЦИЯ ТРЕНИРОВОК

3.1. Противоаварийные тренировки должны проводиться на электростанциях, в электрических и тепловых сетях. Виды противоаварийных тренировок и условия их проведения представлены в Приложении 1.

3.2. На электростанциях проводятся общестанционные, блочные, цеховые и объектовые тренировки.

Общестанционной считается тренировка, в которой аварийная ситуация охватывает оборудование двух и более имеющихся цехов, связанных единым технологическим процессом производства тепловой и электрической энергии, и в которой вместе с дежурным инженером электростанции участвует оперативный персонал этих цехов.

Блочной считается тренировка, в которой аварийная ситуация охватывает оборудование одного блока, не имеющего поперечных связей, и в которой предусматривается участие всего оперативного персонала блока.

Цеховой считается тренировка, которая проводится с персоналом одного цеха. Цеховые тренировки могут проводиться одновременно с персоналом всей смены цеха или поочередно с персоналом отдельных рабочих мест.

К цеховым тренировкам может привлекаться оперативный персонал другого цеха, оборудование которого связано с оборудованием данного цеха.

К объектовым тренировкам относятся тренировки, проводимые на энергообъектах с безцоховой структурой (солнечные электростанции, ветровые электростанции и т.д.).

3.3. В электрических сетях противоаварийные тренировки проводятся в соответствии с национальным законодательством государств-участников СНГ³.

Общесетевой считается тренировка, в которой аварийная ситуация охватывает оборудование определенного участка сети с расположенными в нем районами (или их частью), подстанциями и другими объектами и в которой вместе с диспетчером сети участвует оперативный персонал не менее четырех объектов или участков.

Диспетчерской считается тренировка, которая предусматривает участие в ликвидации аварийной ситуации смены диспетчеров электрических сетей.

Районной считается тренировка, в которой аварийная ситуация охватывает оборудование одного района и в которой участвует оперативный персонал этого района.

Участковой считается тренировка, в которой аварийная ситуация охватывает оборудование участка и в которой участвует оперативный персонал, обслуживающий данный участок сети.

Подстанционные тренировки проводятся на подстанциях с постоянным дежурством оперативного персонала. В них могут принимать участие оперативно-выездные бригады и потребители электрической энергии.

Специализированные тренировки проводятся на энергообъектах в соответствии с национальным законодательством государств-участников СНГ.

3.4. Рассмотренные виды противоаварийных тренировок разделяются на плановые и внеочередные (внеплановые).

Плановой считается тренировка, которая проводится в соответствии с годовым планом работы с персоналом, утвержденным руководством предприятия.

Внеочередной считается тренировка, которая проводится сверх плана по специальному распоряжению руководства предприятия в следующих случаях:

- если произошла авария или отказ в работе оборудования по вине персонала;
- при получении неудовлетворительных оценок по итогам плановой тренировки;
- при разборе отдельных аварий по рекомендациям противоаварийных циркуляров;
- после отпуска или длительной болезни оперативных работников.

3.5. В зависимости от количества участников тренировки делятся на групповые и индивидуальные.

³ По решению руководства электроэнергетического предприятия могут проводиться общесетевые, диспетчерские, районные, участковые, подстанционные, специализированные, общесистемные и межсистемные тренировки.

Групповой называется противоаварийная тренировка, проводимая с несколькими участниками, выполняющими действия согласно занимаемой должности.

Индивидуальной считается тренировка, которая проводится с отдельным оперативным работником или группой работников, занимающих одинаковые должности.

Индивидуальные тренировки проводятся в следующих случаях:

– с персоналом, впервые допускаемым к самостоятельной оперативной работе после прохождения дублирования на рабочем месте;

– при ошибках, допущенных оперативным персоналом в ходе производства работ, связанных с отключением и включением агрегатов, механизмов, коммутационной аппаратуры, при взаимодействии с автоматизированными системами управления технологического процесса и т.п.;

– после аварий, происшедших в процессе пуска, останова или при отказах работы оборудования в нормальных режимах;

– при неудовлетворительных оценках, полученных в результате индивидуального контроля и в групповых тренировках, после отпуска, болезни и т.п.

3.6. По методу проведения тренировки делятся на:

– тренировки по схемам;

– тренировки с условными действиями персонала;

– тренировки с воздействиями на арматуру и выключатели двигателей на неработающем оборудовании (находящемся в ремонте или выведенном из резерва);

– тренировки с использованием технических средств обучения персонала;

– комбинированные тренировки.

3.6.1. Тренировки по схемам проводятся с использованием технологических схем без обозначения действий на рабочих местах и оборудовании, без ограничения времени на выполнение упражнений. В таких тренировках персоналом отрабатываются навыки быстрого принятия правильных решений и отдачи необходимых распоряжений. По такому методу следует проводить тренировки с руководящим оперативным персоналом (оперативными руководителями) для усвоения ими особенностей схемы, ее гибкости и возможностей использования при ликвидации аварий.

Тренировки по схемам позволяют выявить уровень знания схемы, ее особенностей и возможностей, а также определять сработанность персонала смены при получении информации и отдачи распоряжений.

3.6.2. Тренировки с условными действиями персонала проводятся в реальном масштабе времени и с обязательным выходом участников к местам производства операций. По этому методу должны проводиться тренировки с оперативным персоналом, непосредственно обслуживающим производственные участки.

3.6.3. Тренировки с воздействиями на арматуру и выключатели двигателей на неработающем оборудовании (находящемся в ремонте или выведенном из резерва) проводятся с целью отработки и закрепления у персонала определенных профессиональных приемов. Например, перевод возбуждения генератора с основного возбудителя на резервный, отбор пробы газа из газового реле, ручное включение выключателей домкратом, устранение мелких дефектов оборудования и т.д.

3.6.4. Тренировки с использованием технических средств обучения персонала проводятся с применением тренажеров, автоматизированных обучающих систем на базе персональных компьютеров, полигонов на базе алгоритмических описаний оперативной деятельности. В таких тренировках персоналом отрабатываются навыки распознавания технологических режимов, поиска причин отклонений и нарушений, планирования деятельности по устранению отклонений и нарушений, по обеспечению устойчивой работы оборудования, по формированию профессиональных приемов работы. Преимущества этого метода связаны с возможностью выполнения реальных действий, отработок реакций на изменение режимов работы оборудования в реальном времени, формирования обобщенных оценок качества выполнения тренировочных задач, автоматизации протоколирования хода тренировки и т.д.

3.6.5. Комбинированные тренировки позволяют использовать преимущества каждого из перечисленных методов при решении выбранной технологической задачи. Например, представляют интерес комбинации из тренировок на тренажере и условные действия персонала на рабочем месте или с помощью автоматизированной обучающей системы либо на тренажере и реальные действия на оборудовании, выведенном в резерв и т.п. Эффективность совмещения разных видов тренировок определяется возможностями имеющихся средств тренировки и качеством объединяющей программы комбинированной тренировки.

3.7. По характеру взаимосвязи с противопожарными тренировками противоаварийные тренировки разделяются на совмещенные и отдельные.

4. ПЕРИОДИЧНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ТРЕНИРОВОК

4.1. Каждый работник из числа оперативного персонала электростанций, предприятий электрических и тепловых сетей должен участвовать в плановых противоаварийных тренировках не реже одного раза в три месяца.

Пример периодичности⁴ проведения групповых плановых противоаварийных тренировок дан в Приложении 2.

4.2. На новых объектах энергетических предприятий в течение первых двух лет эксплуатации количество тренировок может быть увеличено по усмотрению руководства предприятия.

4.3. Для персонала смены, в которой произошла авария или отказ в работе по вине оперативного или оперативно-ремонтного персонала, распоряжением главного инженера может быть назначена дополнительная тренировка с учетом допущенных ошибок.

⁴ Периодичность проведения тренировок определяется в соответствии с национальным законодательством государств-участников СНГ.

5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОДГОТОВКЕ ТРЕНИРОВОК

5.1. Противоаварийные тренировки готовятся на основании графика проведения тренировок, перечня рекомендуемых тем, программ проведения тренировок.

5.2. На каждом энергетическом предприятии должен быть составлен годовой график проведения противоаварийных тренировок, имеющих общий для всего предприятия характер. Пример Формы годового графика противоаварийных тренировок дан в Приложении 3. Годовой график должен быть включен в годовой план-график работы с персоналом и утвержден руководством. На основе графика тренировок персонала энергетического предприятия должен быть составлен график тренировок персонала структурного подразделения. Этот график входит в состав плана-графика работы с персоналом подразделения.

Руководитель тренировки является ответственным за ее подготовку и проведение.

Руководителем тренировки назначается лицо, в соответствии с порядком, установленным в организации. При проведении общесетевых, районных и общестанционных тренировок из числа лиц, указанных в Приложении 1, назначаются также руководители тренировок на участках.

При проведении противоаварийной тренировки, совмещенной с противопожарной, руководителем тренировки может назначаться руководитель тушения пожара из числа инженерно-технического персонала: при цеховой тренировке - начальник смены цеха, при объектовой - начальник смены станции (диспетчер энергетического предприятия, района сетей, дежурный подстанции) по решению руководителя энергообъекта.

5.3. При составлении перечня рекомендуемых тем тренировок необходимо учитывать случаи:

- аварий и отказов в работе, происшедших на электростанциях, в электрических и тепловых сетях;

- возможных аварийных ситуаций на оборудовании, указанных в типовых инструкциях и других директивных документах по предупреждению аварий;

- имеющихся дефектов оборудования или возможных в практике ненормальных режимов работы данной электростанции, электрических и тепловых сетей;

- сезонных явлений, угрожающих нормальной работе оборудования (грозы, гололед, шугообразование, паводки и т.п.);

- возможности возникновения пожаров в аварийных условиях;

- ввода в работу нового, не освоенного в эксплуатации оборудования, новых электрических и тепловых схем и режимов.

5.4. При подготовке тренировки выбор темы должен производиться ее руководителем, а составление программы руководитель тренировки может поручить другому лицу, обладающему необходимыми для этого знаниями и опытом работы.

Тема тренировки должна быть реальной по своему содержанию и не должна основываться на схемах и режимах, включающих в себя много условностей и наложений случайностей. Если тренировка производится на рабочем месте, то в качестве исходной схемы и режима работы оборудования рекомендуется принимать схему и режим, которые должны быть на рабочих местах к моменту начала тренировки. При этом следует дополнительно учитывать:

- вынужденное изменение в схемах и режимах работы оборудования, вызванное производством ремонтных работ;

- наличие персонала на местах;

- состояние связи (ее наличие и качество) между объектами;

- конструктивные особенности оборудования.

5.5. По выбранной теме тренировки должна быть составлена подробная программа ее организации и проведения. Рекомендуемая форма и пример программы представлены в Приложении 4. В программе должны быть указаны следующие основные показатели тренировки:

- вид тренировки и ее тема;

- дата, время, место проведения тренировки;

- метод проведения тренировки;

- фамилия, имя, отчество, должность руководителя тренировки;

- фамилия, имя, отчество, должность руководителя тушения пожара (для тренировок, совмещенных с противопожарными);

- список участников тренировки по каждому рабочему месту (фамилия, имя, отчество каждого лица);

- список посредников с указанием фамилии, имени, отчества, должности и участка контроля (в качестве посредников должны назначаться работники, хорошо знающие схему и оборудование участка, а также инструкции, права и обязанности лиц, обслуживающих участок, причем количество участников тренировки, контролируемых одним лицом, определяется в каждом конкретном случае при составлении программы);

- действия руководителя тушения пожара контролируются руководителем тренировки;

- цель (задача) проведения тренировки;

- условное время возникновения аварии;

- схема и режим работы оборудования до возникновения аварии с указанием отклонений от нормальных схем (режимов) работы оборудования;

- состояние средств пожаротушения (для тренировок, совмещенных с противопожарными);

- причины аварии, ее развитие и последствия;

- причина возгорания, описание развития пожара и работы средств автоматического пожаротушения (для тренировок, совмещенных с противопожарными);

– сбалансированное по времени описание оптимальной последовательности действий участников тренировки по ликвидации аварии (возможные варианты и их сравнительная характеристика);

– способ передачи вводной части тренировки, условных сигналов и сообщений по ходу тренировки;

– порядок пользования связью участниками тренировки;

– порядок использования дополнительных технических средств;

– перечень необходимых тренировочных плакатов и бирок;

– карта деятельности каждого участника тренировки.

К программе желательно приложить описание наиболее вероятных ошибочных действий участников тренировки с рекомендациями по оценке действий тренирующихся.

В процессе разработки программа тренировки должна быть обсуждена с руководителями участков, на которых будет проводиться тренировка, с привлечением в необходимых случаях высококвалифицированных специалистов по обслуживанию оборудования.

Разработанная программа должна быть подписана руководителем тренировки. В зависимости от вида тренировки утверждение программы производится лицом, указанным в Приложении 1. При отсутствии этого лица утверждать программу могут его заместители.

Программы общестанционных тренировок должны быть согласованы с руководителями участвующих структурных подразделений.

В случае привлечения к проведению тренировки иных организаций электроэнергетики на них распространяется действие п. 5.5 настоящих Методических рекомендаций.

5.6. При проведении противоаварийных тренировок, совмещенных с противопожарными, в качестве посредников могут присутствовать руководители пожарной охраны энергетического предприятия, которые обязаны принять участие в разборе противопожарных тренировок и дать оценку действий участников тренировки.

5.7. Если подготавливаемая тренировка будет проводиться не на рабочих местах, то до ее начала следует проверить наличие и исправность специального оборудования, которое будет использоваться в процессе тренировки, и комплектность необходимой документации.

5.8. При подготовке тренировки с условными действиями персонала на оборудовании следует проверить и, при необходимости, пополнить заготовленный ранее набор тренировочных плакатов и бирок с соответствующими надписями, посредством которых имитируется включение и отключение коммутационной аппаратуры, запорной арматуры, показания приборов, устройств защиты, сигнализации и др. Материал, из которого следует делать плакаты и бирки, должен соответствовать требованиям правил охраны труда. По форме и цвету они должны отличаться от применяемых в эксплуатации, иметь надпись «тренировочная», а также иметь приспособления для закрепления на местах (ушки, веревочные петли,

миниатюрные магниты и т.д.). Размер их должен быть таким, чтобы при расположении на оборудовании или аппаратах управления они не мешали персоналу в работе. Некоторые типы рекомендуемых плакатов даны в Приложении 5.

5.9. Если тренировка проводится на рабочем месте, то изменения в работе оборудования с помощью плакатов и бирок должны отображаться в объеме, достаточном для однозначного определения причины возникновения аварийной ситуации. При этом, если требуемое количество плакатов и бирок столь велико, что своим расположением они затрудняют действия работающего персонала, должно быть предусмотрено изготовление специальной карточки. Указанная карточка должна вручаться участнику (участникам) тренировки и содержать необходимую информацию в кратком виде.

5.10. Если программой проведения тренировки для отработки ведения переговоров предусматривается применение звукозаписывающей аппаратуры, то ее установка и проверка исправности должны производиться до начала тренировки.

5.11. Перед проведением тренировки ее руководитель должен произвести предварительный разбор программы с руководителями тренировки на участках и с посредниками, при этом уточняется порядок действий участников и обсуждаются возможные ошибки тренирующихся. Тема и программа тренировки оперативному персоналу, участвующему в ней, заранее не сообщаются.

6. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ТРЕНИРОВОК

6.1. Общие указания

6.1.1. Групповые тренировки, как правило, должны проводиться в свободное от дежурства время. Индивидуальные тренировки с разрешения руководителя соответствующего подразделения могут проводиться во время дежурства, если этому не препятствует загруженность тренирующегося и обстановка на рабочем месте.

Время, затраченное на проведение противоаварийных и противопожарных тренировок, включается в рабочее время тренирующихся.

6.1.2. При проведении тренировок в их тему могут быть включены вопросы, относящиеся к работе оборудования в особых режимах и противопожарным тренировкам, а на предприятиях и оборудовании с повышенной пожарной опасностью противопожарные тренировки рекомендуется совмещать с противоаварийными.

6.1.3. При проведении тренировок участниками должны строго соблюдаться правила охраны труда.

6.1.4. Непосредственно перед началом тренировки должна быть проверена готовность технических и учебных средств, организована телефонная и радиопоисковая связь между ее участниками и уточнена методика проведения тренировки в связи с возможными изменениями используемых технических средств по сравнению с программой, с учетом особенностей тренировок по схемам, с условными действиями персонала, с управляющими действиями на неработающем оборудовании, с использованием технических средств обучения и комбинированных тренировок.

6.1.5. Все виды тренировок начинаются с вводной части и завершаются разбором и подведением итогов.

6.2. Тренировки по схемам

6.2.1. По схемам проводятся диспетчерские тренировки электрических и тепловых сетей.

6.2.2. Тренировки по схемам могут проводиться непосредственно на рабочих местах или в местах, приспособленных для этого и имеющих необходимое оборудование. Для проведения тренировки у тренирующихся должны иметься схемы обслуживаемых ими участков, на которых перед началом тренировки они помечают карандашом положение коммутационной аппаратуры или запорной арматуры, отключенные участки, участки, имеющие отклонения от нормального режима и т.д. на момент, предшествующий аварии. У посредника или руководителя тренировки должна иметься такая же схема.

6.2.3. Если тренировка по схемам проводится на рабочих местах, то допускается использование всех существующих там средств отображения информации и связи с принятием дополнительных мер по невмешательству в технологический процесс и немедленному прекращению тренировки по требованию дежурных лиц при усложнении режимной обстановки.

6.2.4. Перед началом тренировки ее участникам сообщается вводная часть, в которой указываются:

- участок технологической схемы, на которой будет имитироваться аварийная ситуация;
- режим работы, предшествующий возникновению аварийной ситуации;
- отклонения от нормальной схемы;
- порядок использования связи;
- время возникновения аварийной ситуации.

При необходимости сообщаются сведения о метеорологических условиях и сезонных явлениях (паводок, гололед, гроза и т.д.).

6.2.5. Тренировка начинается с сообщений посредников или руководителей тренировки о происшедших изменениях в режиме, об отключениях оборудования, о показаниях мнемонической схемы и приборов на рабочих местах тренирующихся.

6.2.6. Тренировки по схемам проводятся в форме оперативных переговоров тренирующихся друг с другом и с посредниками, причем последние могут вести переговоры от имени лиц из состава оперативного персонала, обслуживающего участок, за исключением персонала, непосредственно участвующего в тренировке. Переговоры должны проводиться так же, как они проводятся в реальной рабочей обстановке, за исключением тренировок, проводимых на рабочих местах, где добавляется перед сообщением слово «тренировка».

6.2.7. Тренирующиеся, принимая сообщения об изменениях, происшедших в результате аварии и действий персонала по ее ликвидации, отражают их на схеме, по которой проводится тренировка.

6.2.8. При проведении тренировок рекомендуется расположить участников тренировки в одном помещении, а посредников - в другом. Каждый из участников тренировки для ведения переговоров должен иметь прямую телефонную связь с лицом, контролирующим его действия. При таком методе проведения тренировки каждому из тренирующихся диспетчеров сообщается информация о развитии аварии и о ходе ее ликвидации только по обслуживаемому им участку схемы. Полная картина развития событий по ходу тренировки получается суммированием имеющихся у каждого участника сведений. Такое суммирование должно осуществляться на общей схеме, на которой участвующие в тренировке отмечают все происходящие изменения.

6.3. Тренировки с условными действиями персонала

6.3.1. По методу с условными действиями персонала проводятся следующие виды тренировок: общестанционные, блочные, цеховые, общесетевые или районные, участковые и подстанционные, совмещенные.

Эти тренировки должны проводиться непосредственно на рабочих местах.

6.3.2. Участники тренировок во время их проведения должны строго выполнять требования правил охраны труда. Производить какие-либо реальные операции с оборудованием, прикасаться к механизмам и органам управления коммутационной аппаратуры и запорной арматуры при этом запрещается.

6.3.3. При возникновении на каком-либо участке или объекте действительно аварийной ситуации проведение тренировки должно быть прекращено.

6.3.4. Перед началом тренировки необходимо проинформировать об этом весь работающий персонал.

6.3.5. Перед началом тренировки ее участники должны покинуть свои рабочие места, где посредники (либо другие лица под их руководством) осуществляют имитацию аварийной обстановки с помощью тренировочных плакатов и бирок, вывешиваемых на оборудовании, органах управления, приборах, устройствах защиты и сигнализации, на которых отражаются изменения, произошедшие в результате аварии. Плакаты и бирки должны вывешиваться таким образом, чтобы они не мешали работающему персоналу производить операции и наблюдать за показаниями приборов и устройств сигнализации.

6.3.6. После размещения плакатов и бирок участникам тренировки сообщается вводная часть. Вводную часть сообщает посредник или руководитель тренировки на своем участке. Во вводной части указывается:

- режим работы, предшествующий возникновению аварийной ситуации;
- отклонения от нормальной схемы;
- порядок использования связи;
- время возникновения аварии.

6.3.7. На свои рабочие места участники тренировки допускаются только после подачи сигнала о ее начале. Таким сигналом может быть:

- сообщение руководителя тренировки одновременно на все участки по телефону или радио: «Внимание участников! Тренировка началась!»;

– сообщение посредников или руководителей тренировки на своих участках в назначенное время: «Тренировка началась!».

6.3.8. С подачей сигнала о начале тренировки участвующие в ней лица должны приступить к осмотру плакатов и бирок, вывешенных на оборудовании своего участка, и к ликвидации условной аварии. Изменение состояния коммутационной аппаратуры и запорной арматуры, фиксирование световых сигналов табло и лампочек, квитирование ключей управления тренирующиеся должны производить с помощью условных действий путем снятия и перевертывания плакатов и бирок, устно поясняя свои действия.

Например, тренирующийся должен включить выключатель линии А, на ключе управления которого на мнемосхеме со светящейся сигнализацией вывешен плакат «Мигает» (в действительности выключатель включен, а его автоматическое отключение по условию тренировки показано с помощью этого плаката). Он подходит к тому месту, где находится ключ управления выключателем, и говорит: «Квитирую ключ управления выключателем линии А», - и переворачивает плакат, вывешенный на ключе управления этого выключателя. На обратной стороне плаката должна быть надпись «Отключен». Затем тренирующийся продолжает: «Включаю выключатель линии А», - и снимает плакат «Отключен».

Если на ключе управления нет никаких плакатов, то это значит, что положение выключателя по условию тренировки совпадает с его реальным состоянием. Чтобы показать, что выключатель по какой-либо причине не включился, посредник вывешивает на его ключ управления плакат «Мигает».

6.3.9. Посредники обязаны регистрировать в картах деятельности тренирующихся все действия персонала, вмешиваясь в ход тренировки только в том случае, если требуется сообщить что-либо ее участникам, вывесить новые плакаты или бирки, снять или перевернуть их в зависимости от действия персонала.

6.3.10. При проведении противоаварийной тренировки, совмещенной с противопожарной, руководитель тушения пожара проводит тренировку согласно программе, и указания руководителя тушения пожара являются обязательными для каждого участника тренировки.

6.3.11. В процессе проведения тренировки, охватывающей несколько участков, аварийные ситуации на каждом из них должны изменяться посредниками (с помощью плакатов, бирок и др.) с учетом действий участников тренировки не только своего, но и других участков. Это может быть достигнуто путем координации действий посредников руководителем тренировки. Для этой цели он должен находиться на рабочем месте оперативного лица, руководящего ликвидацией условной аварии, следить за изменением обстановки по переговорам участников тренировки и сообщениям посредников и, в свою очередь, информировать последних о ходе тренировки в целом.

При этом согласованность действий участвующих в тренировке не нарушится, даже в случае возможных ошибок кого-либо из тренирующихся, предвидеть которые программой практически невозможно.

Если осуществить координацию действий посредников по какой-либо причине нельзя, то изменения аварийных ситуаций на отдельных участках посредники должны осуществлять в последовательности, заранее устанавливаемой

программой. В этом случае необходимо также предусмотреть, через какое время после начала тренировки на том или ином рабочем месте нужно изменить обстановку.

Например, в электросетях проводится участковая тренировка.

Персоналу подстанции «А» 110 кВ (Приложение 6) дана вводная о работе дифференциальной защиты шин 110 кВ, а персоналу тупиковой подстанции «Б», питающейся от подстанции «А», дана вводная часть об исчезновении напряжения.

По ходу тренировки персонал подстанции «А» осматривает шины 110 кВ, отделяет поврежденный участок, принимает напряжение на шины 110 кВ и дает его на подстанцию «Б». Вводная о появлении напряжения персоналу подстанции «Б» дается посредником либо после сообщения руководителя тренировки, находящегося на подстанции «А», либо через определенное время после начала тренировки, заранее предусмотренное программой.

В этом случае при составлении программы необходимо определить время, которое должен затратить персонал подстанции «А» на осмотр шин 110 кВ, отделение поврежденного участка и подачу напряжения на подстанцию «Б». При этом возможна некоторая несогласованность в аварийных ситуациях на отдельных участках, вызванная отклонениями от программы в процессе проведения тренировки.

6.3.12. Рекомендуется максимально уменьшить переговоры и объяснения между тренирующимися и контролирующими лицами. Не следует допускать каких-либо подсказок, наводящих вопросов, неодобрительных возгласов и всего, что может отвлечь участвующих в тренировке от их прямой задачи по выявлению причины, вызвавшей аварию, и ликвидации аварийной ситуации.

6.3.13. При использовании телефонной и радиосвязи одновременно для эксплуатационных и тренировочных переговоров необходимо о начале тренировочного разговора сообщить словом «Тренировка».

6.3.14. Не рекомендуется использование устройств телемеханики на находящемся в работе оборудовании для показа коммутационного состояния аппаратуры и запорной арматуры, передачи сигналов на сигнальное табло, искусственного изменения показаний измерительных приборов при проведении противоаварийной тренировки.

6.3.15. При возникновении на каком-либо участке или объекте действительно аварийной ситуации проведение противоаварийной тренировки должно быть прекращено.

6.3.16. По окончании тренировки все плакаты и бирки должны быть сняты с оборудования.

6.4. Тренировки с управляющими воздействиями на арматуру и выключатели двигателей на неработающем оборудовании

6.4.1. На неработающем оборудовании рекомендуется проводить тренировки для отработки отдельных аварийных ситуаций. Технологическая обстановка, позволяющая осуществлять такие тренировки, возникает, если оборудование находится в ремонте или резерве.

Особенно рекомендуется проведение таких тренировок при вводе в эксплуатацию нового оборудования с целью его освоения оперативным персоналом.

6.4.2. Тренировка на неработающем оборудовании должна быть организована таким образом, чтобы ее проведение не снижало надежности работы находящегося в работе оборудования соседних участков.

6.4.3. При выборе темы тренировки следует особо обратить внимание на наличие в ней таких элементов действий персонала, которые он обязан уметь выполнять, но с которыми редко сталкивается в своей повседневной работе. К таким действиям относятся, например, ручная синхронизация генератора в аварийных условиях, отбор пробы газа из газового реле автоматически отключившегося трансформатора, переход с работающего оборудования на резервное, обычно выполняемый автоматически, устранение мелких неисправностей в электрическом и тепломеханическом оборудовании и т.д.

6.4.4. Руководитель тренировки или посредник в вводной части сообщает о режиме работы и состоянии оборудования на момент начала тренировки, а также о происшедших автоматических отключениях и других признаках нарушений в работе оборудования. На основании полученных сведений участники тренировки должны приступить к действиям по ликвидации аварийного положения. Например, турбогенератор N 1 работает с полной нагрузкой. Работают конденсатные насосы 1-А, 1-В, насос 1-Б в резерве, вакуум в конденсаторе 96%. Отключился насос 1-В, автоматика не включила насос 1-Б. Вакуум в конденсаторе начинает снижаться.

Тренирующийся после оценки обстановки и случившегося приступает к действиям по восстановлению нормального положения. В процессе ликвидации условной аварийной ситуации он должен выполнить реальные действия с оборудованием (например, произвести пуск насоса 1-В вручную), которые предусмотрены темой тренировки. В этом случае он не должен рассказывать посреднику о порядке своих действий, выполняемых операциях и обязан сообщать только то, что в реальных условиях он сообщил бы своему руководителю в смене или персоналу смежных участков.

6.5. Тренировки с использованием технических средств обучения персонала

6.5.1. К техническим средствам обучения персонала, с использованием которых могут проводиться тренировки, относятся тренажеры, имитаторы, обучающие комплексы, полигоны, стенды и т.д.

Проведение тренировок с использованием технических средств подготовки персонала позволяет:

- максимально приблизить тренировочную деятельность оперативного персонала к реальной без оказания воздействия на работающее оборудование;
- повысить эффективность контроля и оценки участников тренировки.

Использование технических средств обучения дополняет и повышает эффективность традиционных методов тренировки, при этом польза от их применения возрастает по мере приближения характеристик технических средств обучения к характеристикам рабочих мест оперативного персонала. Наибольший

эффект тренировки достигается на тренажерах-копиях, щиты управления которых подобны рабочему месту.

6.5.2. Полнота решения тренировочных задач при использовании технических средств обучения не должна зависеть от ограниченности их функциональных возможностей. Это требует ориентации каждой темы и программы тренировки на полную аварийную задачу. Операции управления оборудованием, которые не могут быть реализованы с помощью примененных технических средств обучения, должны воспроизводиться условно, например, в виде доклада контролирующему лицу.

6.5.3. Перед началом тренировки ее участникам сообщается вводная часть, в которой указываются:

- особенности оперативного контура технических средств обучения, имеющиеся условности и упрощения;
- общая характеристика исходного режима;
- отклонения от нормальной схемы;
- порядок использования связи;
- время возникновения аварии;
- способ оценки действий тренирующихся.

6.5.4. Тренировка начинается с подачи руководителем тренировки сигнала.

В процессе тренировки руководитель тренировки или посредник с пульта управления тренировкой осуществляют ввод возмущений, неисправностей, имитацию остановов механизмов, включение сигнализации, вывод из работы автоматических устройств, перевод оборудования в заранее заданные режимы и т.п. в соответствии с программой тренировки с учетом конкретной деятельности участников тренировки.

6.5.5. Окончание тренировки осуществляется по команде руководителя тренировки. При этом ведется сбор и учет регистрирующей информации по контролю и оценке тренировочной деятельности.

6.6. Комбинированные тренировки

6.6.1. Комбинированные тренировки основаны на использовании программы, учитывающей сочетания различных методов тренировок и технических средств.

6.6.2. На энергетическом предприятии должен быть разработан перечень комбинированных тренировок с различными вариантами сочетаний способов их проведения, а также макеты программ реализации таких тренировок.

6.6.3. В вводной части комбинированной тренировки наряду с функциональными исходными данными указывается распределение персонала по тренировочным рабочим местам.

6.6.4. Методика проведения комбинированных тренировок базируется на указанных методиках в соответствии с используемым их сочетанием.

6.6.5. В Приложении 7 даны дополнительные рекомендации для проведения конкретных типов тренировок.

7. РАЗБОР ТРЕНИРОВОК

7.1. Разбор тренировок производится с целью определения полноты и правильности действий при ликвидации аварии, предусмотренной темой тренировки, каждого из участвующих в ней, и выявления мероприятий, способствующих повышению надежности работы оборудования и безопасности обслуживающего персонала.

7.2. Разбор тренировок должен производиться, как правило, сразу же после их окончания руководителями тренировок с привлечением посредников. Если организовать разбор тренировки непосредственно после ее окончания невозможно, то проводить его следует в последующие дни, но не позднее чем через пять дней.

7.3. При разборе блочных, цеховых, подстанционных, участковых и совмещенных тренировок должен присутствовать весь участвовавший в ней персонал. На разборе общесетевых и общестанционных тренировок для сокращения времени можно ограничиться присутствием персонала, участвовавшего в тренировке на наиболее важных участках, охваченных условной аварией. Для остальных участников разбор может быть произведен на рабочих местах посредниками. Разбор общесетевых тренировок можно производить по телефону.

7.4. При разборе должны быть выяснены в отношении каждого участника тренировки:

- правильность понимания происшедшего;
- правильность действия по ликвидации аварии;
- допущенные ошибки и их причины;
- правильность ведения оперативных переговоров и использования средств связи.

7.5. При проведении разбора тренировки ее руководитель заслушивает сообщения посредников о действиях участников тренировки, анализирует карты деятельности тренирующихся, в случае необходимости заслушивает самих участников, указывает на допущенные ошибки и утверждает по четырехбалльной системе индивидуальные и общие оценки результатов тренировки.

При проведении разбора противоаварийной тренировки, совмещенной с противопожарной, кроме вышесказанного, руководитель тушения пожара докладывает руководителю тренировки о сложившейся обстановке и принятых им решениях по ликвидации пожара, а также предотвращению развития аварии, отмечает правильные действия персонала и недостатки, выявленные в процессе ликвидации пожара.

Рекомендуется для оценки действий участников тренировки руководствоваться следующим:

- если по ходу тренировки ее участник принимает решения, которые в реальной обстановке при их выполнении привели бы к развитию аварии или к несчастному случаю, то ему выставляется оценка «неудовлетворительно»;
- если по ходу тренировки ее участник допускает ошибки, не усугубляющие ситуацию, но затягивающие процесс ликвидации аварийного положения, то ему

выставляется оценка «хорошо» или «удовлетворительно», в зависимости от числа и характера ошибок;

– если по ходу тренировки ее участник действует без единой ошибки, то ему выставляется оценка «отлично».

7.6. Лицам, допустившим во время тренировки грубые ошибки и получившим неудовлетворительные оценки, по заключению ее руководителя назначаются дополнительные инструктажи и внеплановые тренировки. Эти лица могут быть лишены права допуска к самостоятельной работе.

7.7. Если половина и более участников тренировки получила неудовлетворительные оценки, то тренировка оценивается как «неуспешная» и должна быть проведена по этой же теме вторично в течение времени, установленного национальным законодательством государств-участников СНГ, причем повторная тренировка не учитывается как плановая.

7.8. Результаты тренировки должны быть занесены в журнал по учету противоаварийных тренировок (Приложение 8) и документы, определенные национальным законодательством государств-участников СНГ.

При проведении совмещенных тренировок, кроме того, результаты заносятся в журнал по учету противопожарных тренировок (Приложение 9).

8. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТРЕНИРОВОК

8.1. Если в процессе подготовки или проведения тренировки выявится необходимость в проведении мероприятий, способствующих безаварийной работе, то их следует занести в журнал по учету противоаварийных тренировок. При этом руководитель тренировки должен ознакомить руководителей соответствующих подразделений с мероприятиями, занесенными в журнал по учету противоаварийных тренировок. Руководящий персонал обязан принять меры по реализации этих мероприятий.

8.2. Программа тренировки, а также журнал после проведения каждой тренировки передаются на рабочее место лица, руководившего ликвидацией условной аварии, для ознакомления с этими документами персонала, участвующего в тренировке. Все предложения персонала должны быть сообщены руководителю тренировки или начальнику цеха (участка, службы).

ВИДЫ ПРОТИВОАВАРИЙНЫХ ТРЕНИРОВОК И УСЛОВИЯ ИХ ПРОВЕДЕНИЯ

Место проведения	Вид тренировки	Кем утверждается программа	Руководитель	Метод проведения	Участники тренировок
Электростанция	Общестанционная или блочная (объектовая противопожарная)	Главный инженер электростанции	Главный инженер электростанции и его заместитель	С условными и реальными действиями персонала	Персонал смены станции или блока
	Цеховая	Начальник цеха	Начальник цеха или его заместитель	С условными и реальными действиями персонала	Персонал смены цеха
Электростанция с бесцеховой структурой	Общестанционная (объектовая противопожарная)	Главный инженер электростанции	Главный инженер электростанции	С условными и реальными действиями персонала	Персонал смены станции
Сетевые предприятия	Общесетевая или районная (объектовая противопожарная)	Главный инженер предприятия сетей (района)	Главный инженер или начальник оперативно-диспетчерской службы предприятия сетей (района)	С условными и реальными действиями персонала	Персонал смены предприятия сетей (района), ОВБ и ОРБ
	Диспетчерская	Начальник оперативно-диспетчерской службы	Начальник ОДС	По схеме	Смена диспетчеров сетей (района)
	Участковая и подстанционная (объектовая противопожарная)	Начальник участка или подстанции	Начальники участков, подстанций	С условными и реальными действиями персонала	Оперативный персонал участка сетей или подстанции

**ПРИМЕР ПЕРИОДИЧНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГРУППОВЫХ
ПЛАНОВЫХ ПРОТИВОАВАРИЙНЫХ ТРЕНИРОВОК**

Место проведения	Вид тренировки	Периодичность проведения	
		для данного вида тренировок	для всех видов противоаварийных тренировок, проводимых в данном подразделении
Электростанция	Общестанционная или блочная (объектовая противопожарная)	Один раз в год с каждой сменой	Четыре раза в год (противопожарная - не менее двух раз в год) с каждой сменой. Кроме того, каждый дежурный инженер (начальник смены) станции должен принять участие в подготовке и проведении не менее одной цеховой тренировки совместно с начальником соответствующего цеха
	Цеховая	Три раза в год с каждой сменой (цеховые противопожарные - 1 раз в год с каждой сменой)	
Электростанция с бесцеховой структурой	Общестанционная (объектовая противопожарная)	Четыре раза в год с каждой сменой (противопожарные не менее двух раз в год с каждой сменой)	Четыре раза в год (противопожарная - не менее двух раз в год) с каждой сменой
Сетевые предприятия	Общесетевая или районная (объектовая противопожарная)	Один раз в год с каждой сменой	Четыре раза в год (противопожарная - не менее двух раз в год) с каждой сменой. Кроме того, каждый диспетчер предприятия сетей (района) должен принять участие в подготовке и проведении не менее одной тренировки с подчиненным персоналом
	Диспетчерская	Три - четыре раза в год с каждой сменой	
	Участковая и подстанционная (объектовая противопожарная)	Три - четыре раза в год (противопожарная - не менее двух раз в год) с каждой сменой	

**ПРИМЕР ФОРМЫ ГОДОВОГО ГРАФИКА ПРОВЕДЕНИЯ ПРОТИВОАВАРИЙНЫХ ТРЕНИРОВОК
И ЕГО ЗАПОЛНЕНИЯ**

Вид тренировки	Руководитель тренировки	Распределение участвующих в тренировках по месяцам											
		Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Общестанционная	Главный инженер Иванов А.А.		Смена А, блок № 2 - 4			Смена Б, блок № 1-3			Смена В, блок № 3-4			Смена Г, блок № 2 - 3	
Блочная	Заместитель главного инженера по эксплуатации Петров А.Б.			Смена А, блок № 1			Смена Б, блок № 4			Смена В, блок № 1 - 2			Смена Г, блок № 1, 4
Цеховая для электроцеха	Заместитель начальника Сидоров В.Г.	Смена Г	Смена В	Смена Б	Смена А	Смена Г	Смена В	Смена Б	Смена А	Смена Г			

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер

энергетического предприятия

_____ Ф.И.О.

«__» _____ 20__ г.

(энергетическое предприятие)

**ПРИМЕР ПРОГРАММЫ ОРГАНИЗАЦИИ И ПРОВЕДЕНИЯ
БЛОЧНОЙ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ ТРЕНИРОВКИ, СОВМЕЩЕННОЙ С
ПРОТИВОПОЖАРНОЙ, НА ТЕМУ:
«ЗАГОРАНИЕ САЖИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
В РВП-А (АВАРИЙНЫЙ ОСТАНОВ БЛОКА)»**

1. Дата, время и место проведения: 22.09.20__ г., 16 ч, БЩУ № 3.
2. Условное время возникновения аварии: 16 ч.
3. Метод проведения тренировки: с условными действиями персонала на работающем оборудовании.
4. Руководитель тренировки: Петров И.Г., заместитель начальника КТЦ.
5. Участники тренировки и посредники.

Рабочее место	Фамилия, имя, отчество участника	Фамилия, имя, отчество посредника
Старшего машиниста блока (СМБ)	Афанасьев И.П.	Григорьев Ф.Е.
Машиниста блока (МБ)	Гаврилюк С.И.	Смирнов Е.О.
Машиниста-обходчика котла (МОК)	Левченко Е.П.	Архинцев В.Л.
Машиниста-обходчика турбин (МОТ)	Куртый В.В.	Самохвалов С.В.

6. Руководитель тушения пожара: Афанасьев И.П., старший машинист блока.
7. Порядок пользования связью участниками тренировки: устно, по телефону радиопоисковой связи с приставкой в начале разговора сигнала «по тренировке».

8. Расстановка посредников, проверка готовности средств пожаротушения выполняются до начала тренировки, начало тренировки объявляется по радиопоисковой связи, вводные даются устно или с помощью тренировочных плакатов (перечень тренировочных плакатов представлен ниже). Вызов пожарной команды производится по телефону, пожарная команда встречается лицом, назначенным руководителем тренировки.

9. Цель (задача) тренировки: контроль и отработка деятельности оперативного персонала при загорании в РВП-А.

10. Режим работы оборудования блока до возникновения аварии: блок работает в режиме, близком к номинальному, топливо-мазут. Защиты введены: защита, действующая на аварийную разгрузку блока до $50\% N_{э\text{ ном}}$ по разрешению главного инженера, выведена для устранения дефекта в работе, автоматические регуляторы включены в работу.

11. Состояние средств пожаротушения: нормально.

12. Причина возникновения аварии, ее развитие и последствия: из-за обваливания части набивки происходит заклинивание РВП-А и отключение. Машинист блока приступает к разгрузке блока до $50\% N_{э\text{ ном}}$. Блокировка, действующая на закрытие шиберов на газопроводах перед и после РВП-А не срабатывает. По месту удается закрыть шибер на газопроводе после РВП-А. Шибер на газопроводе перед РВП-А не закрывается из-за заклинивания. В результате поступления в остановленной РВП-А горячих газов происходит возгорание в нем сажистых отложений. Блок аварийно останавливается. Принимаются меры к тушению загорания в РВП-А. После ликвидации загорания оборудование выводится в ремонт.

13. Причина возгорания пожара и его развитие: загорание в РВП-А сажистых отложений происходит в результате разогрева при незакрытии шиберов на газопроводах на остановившемся механизме.

14. Вводные участникам тренировки:

Время подачи вводной	Рабочее место	Вводная (в виде плаката или устно)
16 ч 08 мин	МБ	Плакат 1. Плакат 2. Контрольное время 2 мин
16 ч 10 мин	МБ	Плакат 3
16 ч 15 мин	МОК	РВП-А заклинил из-за обрушения части кабеля
16 ч 30 мин	МБ	Плакат 4. Контрольное время 2 мин
16 ч 13 мин	МБ	Плакат 5
16 ч 20 мин	МБ	Плакат 5 убирается
16 ч 18 мин	МБ	Плакат 6. Контрольное время 2 мин

16 ч 20 мин	МБ	Плакат 7
	МОК	Шибер на газопроводе перед РВП-А не закрывается - заклинил
16 ч 20 мин	МОК	Назовите признаки загорания в РВП. Контрольное время 1 мин
16 ч 22 мин	МОК	Пожар в РВП
	МБ	Контроль аварийного останова блока
16 ч 27 мин	МОК	Пожар в РВП ликвидирован
16 ч 34 мин	МБ, СМБ, МОК, МОТ	Конец тренировки

15. Обнаружение, развитие и ликвидация пожара.

Машинист блока, обнаружив отключения РВП-А (докладывает старшему машинисту блока), приступает к разгрузке до 50 % $N_{э, ном}$ и требует от машиниста-обходчика котла осмотреть механизм, выяснять причину его отключения. Контролируя работу блокировок по отключению РВП, замечает, что арматура по газовой стороне не закрывается. Осуществляет попытку дублирования действия блокировок - unsuccessfully. Требуется от машиниста-обходчика котла закрыть шибер по месту, от дежурного КИП и А - выяснить причину несрабатывания блокировки, от начальника смены электрического цеха - проверить исправность двигателя РВП-А. Получает доклад от машиниста обходчика котла о механическом заклинивании РВП-А из-за обрушения части набивки, сообщение о заклинивании шибера на газопроводе до РВП-А (шибер за РВП-А закрыт вручную). Машинист блока требует от машиниста-обходчика котла усилить контроль за РВП-А. Машинист-обходчик котла докладывает о наличии признаков загорания в РВП-А. Машинист блока принимает решение на аварийный останов блока, докладывает о принятом решении старшему машинисту блока. Старший машинист блока дает указания машинисту блока по противопожарным действиям, докладывает начальнику смены станции об аварийной ситуации и загорании. Руководитель тренировки совместно со старшим машинистом блока организует оперативный штаб пожаротушения на случай распространения пожара вне блока. Машинист блока контролирует правильность срабатывания защиты, действующей на останов блока. Включает систему пожаротушения в РВП-А. Выполняет операции по аварийному останову блока, не входящие в объем операций, выполняемых защитой. Требуется от машиниста-обходчика турбины проконтролировать действие защит по месту. Выполняет необходимые согласования с начальником смены электрического цеха, машинист-обходчик котла по месту контролирует включение в работу системы пожаротушения. Контролирует слив дренажа из короба. После ликвидации очага пожара докладывает машинисту блока, выполняет его указания по закрытию ручной арматуры котла по месту, продувает впрыски обратным ходом.

Машинист-обходчик турбины контролирует по месту правильность срабатывания защиты, прослушивает турбину на выбеге.

После ликвидации очага пожара старший машинист блока оповещает «отбой» совмещенной тренировки.

16. Оценка действий участников и тренировки в целом.

Оценка действий машиниста блока выполняется в соответствии с протоколом.

Оценка действий машиниста-обходчика котла выполняется в соответствии с протоколом.

Оценка действий старшего машиниста блока, машиниста-обходчика котла, МОТ, ввиду незначительной занятости в ходе тренировки, проводится без протокола, непосредственно посредниками.

При анализе тренировки следует оценивать результаты деятельности участников тренировки по картам деятельности с указанием совместных действий участников тренировки, наличие нарукавных повязок, компетентности тренировочных плакатов. Основным критерием при оценке тренировки в целом является правильность действий участников, оцениваемых протокольным методом.

Программу тренировки составил (фамилия, имя, отчество, должность).

Программа согласована (фамилия, имя, отчество, должность).

Программу тренировки проверил (фамилия, имя, отчество, должность).

С программой тренировки ознакомились

Должность	Фамилия, имя, отчество	Дата	Подпись

Результаты тренировки:

Оценка МБ -

Оценка МОК -

Оценка СМБ -

Оценка МОТ -

Оценка тренировки в целом -

Мероприятия по результатам тренировки:

Перечень тренировочных плакатов:

ПЛАКАТ 1. «Оцените режим работы оборудования. Дайте краткую характеристику».

ПЛАКАТ 2. «4ПЗ выведен».

ПЛАКАТ 3. Табло «Нет вращения РВП-А».

ПЛАКАТ 4. «Назовите признаки отключения РВП-А».

ПЛАКАТ 5. «Арматура по стороне дымовых газов РВП-А не открывается».

ПЛАКАТ 6. «Охарактеризуйте состояние газоздушного тракта после отключения тягодутьевых механизмов по одной нитке».

ПЛАКАТ 7. «Шибер на газопроводе перед РВП-А не закрывается».

Карта деятельности машиниста-блока в ходе тренировки

Задание	Эталонная деятельность и предполагаемые ответы тренирующегося	Контрольное время выполнения задания	Замечания посредника	Грубые ошибки тренирующегося
Оцените режим работы оборудования. Дайте краткую характеристику	Блок несет нагрузку, близкую к номинальной, введена защита, действующая на снижение нагрузки блока, автоматические регуляторы в работе.	2 мин		
Назовите признаки отключения РВП-А	<p>Мигает зеленая лампочка РВП-А на мнемосимволе.</p> <p>Нулевые показания амперметра электродвигателя РВП-А.</p> <p>Мигает табло «Нет вращения РВП-А».</p> <p>Горит табло аварийной сигнализации «Отключение одного РВП».</p> <p>Параметры:</p> $t_{РВП-А}^{не} = 40 (\pm 5) \text{ } ^\circ\text{C};$ $t_{РВП-А}^{нз} = 380 (\pm 10) \text{ } ^\circ\text{C};$ $S_{Г}^{мр.лее} = 15 \text{ кгс/м}^2;$ $O_2^{мр} = 0,85 \%$	2 мин		
Назовите параметры газовоздушного тракта сразу после отключения механизмов	$S_{Г}^{мр.лее} = 3 - 4 \text{ кгс/м}^2$ $O_2^{мр} = 0 \%$ $T_{ЛХ}^{л.мр} \downarrow \text{ до } 750 \text{ } ^\circ\text{C}$	2 мин		

Задание	Эталонная деятельность и предполагаемые ответы тренирующегося	Контрольное время выполнения задания	Замечания посредника	Грубые ошибки тренирующегося
Остановите блок защитой	<p>Принимает решения на аварийный останов блока. Доклад старшего машиниста блока.</p> <p>Контролирует по котлоагрегату:</p> <p>закрытие мазутной задвижки, отсечного мазутного клапана, задвижек на подводе мазута к горелкам, на линии рециркуляции мазута;</p> <p>отключение дутьевых вентиляторов, дымососов рециркуляции газов;</p> <p>отключение регулятора и закрытие направляющих аппаратов дутьевых вентиляторов;</p> <p>закрытие шиберов на воздуховодах и газопроводах до и после РВП-Б, шиберов после и перед дымососами рециркуляции газов;</p> <p>закрытие регулирующих питательных клапанов, запорной арматуры на подводе воды на впрыске.</p> <p>Контролирует по турбоагрегату:</p> <p>закрытие главных паровых задвижек, посадка стопорных</p>			<p>Неправильное решение по изменению режима работы оборудования.</p> <p>Вентиляция топки.</p>

Задание	Эталонная деятельность и предполагаемые ответы тренирующегося	Контрольное время выполнения задания	Замечания посредника	Грубые ошибки тренирующегося
	<p>клапанов, закрытие обратных клапанов (КОС) отборов;</p> <p>отключение ПТН и не включение ПЭН по АВР;</p> <p>открытие БВК, ПСБУ, арматуры на впрысках в пароохладители сбросов в конденсатор;</p> <p>перевод деаэрата Д-7АТА на питание паром от коллектора СН;</p> <p>закрытие задвижек на паропроводе от III отбора к ПТН и на напоре ПТН.</p> <p>Дополнительные действия:</p>			
	<p>Требует от МОК и МОТ проверить выполнение действия защиты по месту.</p> <p>Контролирует:</p> <p>отсутствие горения в топке;</p> <p>отключение генератора от сети при $N_g = 0$; $P_{p.ст} = 0$;</p> <p>закрытие арматуры на линии подачи пара на посторонний источник;</p> <p>закрытие задвижки на выхлопе ПТН;</p> <p>перевод уплотнений на питание паром СН;</p>			<p>Отключение генератора от сети до закрытия главных паровых задвижек, стопорного клапана и клапана КОС</p>

Задание	Эталонная деятельность и предполагаемые ответы тренирующегося	Контрольное время выполнения задания	Замечания посредника	Грубые ошибки тренирующегося
	отключение по одному БПН, КН-1 и КН-П, НРТ; закрытие подачи воды на газоохладители по согласованию с начальником смены электрического цеха, отключение НГО; уровни в Д-7АТА, конденсаторе, температур паросбросов.			
	Требуется от МОТ прослушать турбину на выбеге, вращение турбины валоповоротным устройством.	Общее время 25 мин		
Посредник _____ (подпись) С оценкой действий по тренировке ознакомлен: _____ (подпись)				

НЕКОТОРЫЕ ТИПЫ РЕКОМЕНДУЕМЫХ ПЛАКАТОВ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ

1. Плакат для вывешивания на ключи управления выключателей и символы выключателей телемеханизированных диспетчерских щитов

ПЛАКАТ № 1

Лицевая сторона	Обратная сторона
--------------------	---------------------

МИГАЕТ

ОТКЛЮЧЕНО

ПЛАКАТ № 2

Лицевая сторона	Обратная сторона
--------------------	---------------------

МИГАЕТ

ВКЛЮЧЕНО

Плакаты № 1 и 2 служат для показа положений выключателей. Для показа отключенного положения автоматически отключившегося выключателя вывешивается плакат № 1 с надписью «Мигает», а для показа автоматически включившегося выключателя вывешивается плакат № 2 с той же надписью.

Квитирование ключа управления (приведение в соответствие положения ключа управления и выключателя) следует производить путем переворачивания плакатов. При этом на ключе или символе отключившегося выключателя будет висеть плакат с надписью «Отключено», а на ключе включившегося выключателя - с надписью «Включено».

Если по ходу тренировки ее участнику нужно включить выключатель, на ключе управления которого висит плакат с надписью «Отключено», он говорит: «Включаю выключатель», - и снимает с ключа управления плакат. При отключении этого выключателя от действия защиты контролирующее лицо должно снова вывесить плакат № 1 с надписью «Мигает», а также плакат «Сирена» (см. ниже).

Если выключатель не включается ключом управления, то вывешивается плакат № 1 с надписью «Мигает».

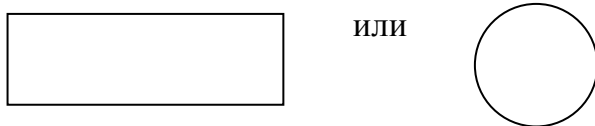
Аналогичные действия с плакатами производятся при отключении выключателя.

2. Плакат для вывешивания на вольтметры

Напряжения нет

Вывешивается для показа исчезновения напряжения на токоведущих частях.

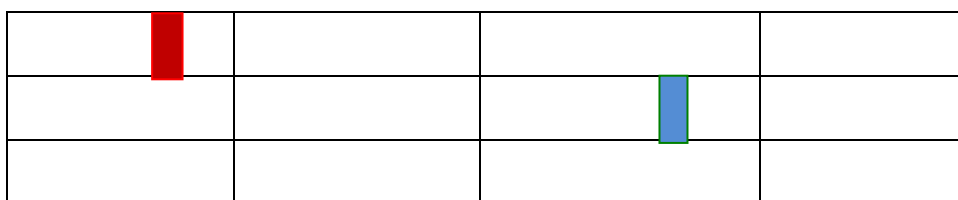
3. Бирки для вывешивания на устройства сигнализации



Вывешиваются для показа работы защиты.

4. Бирка для вывешивания на табло сигнализации

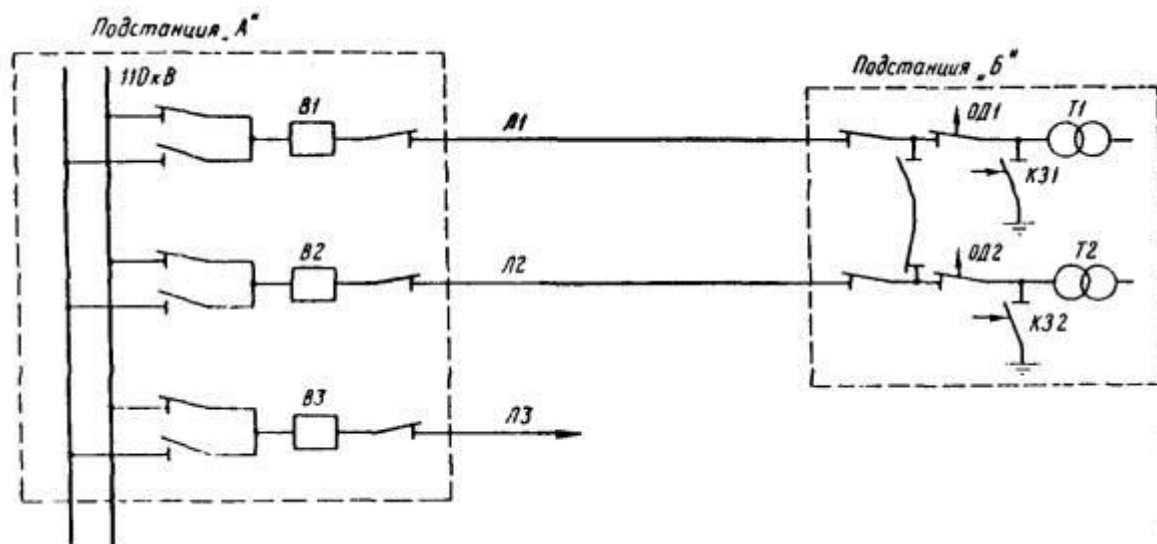
Узкая цветная полоса прикрепляется к окошку табло (с краю).



5. Плакат для обозначения звукового сигнала



**СХЕМА УЧАСТКА ЭЛЕКТРОСЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ с
ДВУМЯ ПОДСТАНЦИЯМИ**



В - выключатель; Т - трансформатор; ОД - отделитель; КЗ - короткозамыкатель

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ОТДЕЛЬНЫХ ТРЕНИРОВОК

1. При проведении общесетевых тренировок к участию в них должны привлекаться оперативно-выездные и оперативно-ремонтные бригады с выездом на места по указанию вышестоящего оперативного персонала, участвующего в тренировке. При этом должно проверяться время, потребовавшееся на сборы бригады и ремонтных средств, время, затрачиваемое на поездку, экипировку автомашины. Одновременно проверяется состояние средств связи.

2. На блочных щитах энергоблоков и других щитах с большим количеством приборов, символов аппаратуры и запорной арматуры, сигнализации и т.п., где вывешивание плакатов и бирок в нужном количестве невозможно, рекомендуется информацию об аварийной обстановке давать в виде карточки, например:

Мнемосхема показывает: закрыты задвижки № 3, 7, 10, 11, задвижки № 4, 8 открыты.

Загорелось табло сигнализации: повышение температуры пара, понижение давления питательной воды.

Эта карточка выдается в процессе тренировки ее участникам для ознакомления с обстановкой и после этого возвращается контролирующему лицу, которое отражает в ней все изменения по ходу тренировки, и по первому требованию выдается тренирующемуся. Следует отметить, что такая карточка не должна содержать сведений о показаниях измерительных приборов. Информацию об их показаниях контролирующее лицо должно давать по запросу участников тренировки, причем сообщать необходимо только о показаниях приборов, на которые указывает тренирующийся.

3. Все виды тренировок следует проводить в условиях, максимально приближенных к реальным, которые могут сложиться для персонала при такой аварии. Например, при проведении тренировок в ситуации потери питания СН в помещениях, где проводится тренировка, можно отключить рабочее освещение; при проведении тренировок в ситуации обесточения потребителей действия персонала можно затруднить звонками абонентов или другими отвлекающими факторами (сообщениями о возникновении пожаров, несчастных случаев и т.д.).

Степень усложнения тренировки с помощью отвлекающих факторов следует изменять в зависимости от опытности участников.

4. При проведении общестанционных, общесетевых тренировок следует производить запись переговоров лица, руководящего ликвидацией условной аварии, на магнитофон. Это приучит оперативный персонал к более четкому ведению переговоров, уменьшит количество недоразумений, возникающих при разборе тренировок, и даст возможность использовать записи тренировок при проведении инструктажей и т.д.

5. При проведении тренировок на электростанциях, когда на отдельных рабочих местах скапливается очень много людей и возникает опасность дезориентирования персонала работающей смены, следует применять специальные знаки различия для лиц, участвующих в тренировке. Такими знаками могут быть нарукавные повязки различного цвета у тренирующихся и у контролирующих лиц.

ЖУРНАЛ⁵

учета _____

(цеховых, объектовых, совместных)

противоаварийных тренировок

(развернутые страницы журнала)

Фамилия, имя, отчество	Должность	Дата участия в тренировках	Примечание
1. Иванов П.И.	Дежурный инженер подстанции № 1	25.03.20__ г. 17.05.20__ г. 2.08.20__ г. 4.12.20__ г.	
2. Петров А.А.	Старший дежурный электромонтер	15.02.20__ г. 12.04.20__ г. 2.08.20__ г. 4.11.20__ г.	

Учет противоаварийных тренировок

Дата проведения тренировки	Фамилия участника тренировки и занимаемая им должность	Тема и место проведения тренировки	Оценка, замечания и предложения	Подпись участников тренировки
2.08.20__ г.	Иванов П.И. - дежурный инженер	КЗ на шинах 220 кВ подстанции № 1	Иванов П.И. - «хорошо»	
	Петров А.А. - старший дежурный электромонтер		Петров - «удовлетворительно». Проработать инструкции по обслуживанию дифференциальной защиты шин и УРОВ 220 кВ	

Подписи:

Руководитель тренировки _____

Контролирующие лица _____

(если присутствовали на тренировке)

Примечание: Журнал нумеруется и шнуруется.

⁵ Возможно объединение с Журналом учета противопожарных тренировок.

ЖУРНАЛ

учета _____

(цеховых, объектовых, совместных и эвакуационных)

противопожарных тренировок

(развернутая страница журнала)

Дата проведения тренировки	Тема и место проведения противопожарной тренировки (объект полигон)	Сведения об участниках			Замечания и предложения по тренировке	Отметка о выполнении предложений и устранение замечаний
		Фамилия, имя, отчество	Должность	Подпись тренирующегося		

Руководителем противопожарной тренировки дается общая оценка противопожарной тренировки

Подписи:

Руководитель
противопожарной тренировки _____

Посредники _____
(если назначались)

Контролирующие лица _____
(если присутствовали на тренировке)

Примечание: Журнал нумеруется и шнуруется.

УТВЕРЖДЕН

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 55 от 25 октября 2019 года

**СПИСОК ЛИЦ, НАГРАЖДАЕМЫХ ПОЧЕТНЫМИ ГРАМОТАМИ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОВЕТА СНГ**

1. Членов команд, занявших призовые 1-3-е места (в соответствии с п.п. 12.5 и 12.6 Положения о XVI Международных соревнованиях профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ – Международных соревнованиях бригад по ремонту и обслуживанию распределительных сетей 10/0,4 кВ:

Команда «АО «Кызылординская РЭК», Республика Казахстан – 1-е место

КАЛЕНОВ Ерболат Шарафдинович	- Руководитель команды
СЕЙДАЛИЕВ Адилхан Жумаханович	- Член бригады
ЧЕГЕБАЕВ Нурлан Нариманович	- Член бригады
АБДИКАЛИКОВ Нурбол Амангельдиевич	- Член бригады
АБИЛШЕЕВ Баглан Ерболатович	- Член бригады
ПЕРНЕБЕКОВ Асхат Сейдахметулы	- Член бригады

**Команда «ПАО «МРСК Волги» - «Самарские РС» ПАО «Россети»,
Российская Федерация – 1-е место**

БАРХАТКИН Андрей Анатольевич	- Руководитель команды
ШМАЧКОВ Евгений Олегович	- Член бригады
ШУМИЛКИН Антон Петрович	- Член бригады
ЖУРАВЛЕВ Николай Васильевич	- Член бригады
НИКОНОРОВ Олег Вячеславович	- Член бригады
АШПЕТОВ Игорь Александрович	- Член бригады

**Команда филиала «Гродненские электрические сети» РУП «Гродноэнерго»
ГПО «Белэнерго», Республика Беларусь – 1-е место**

НАУМИК Николай Антонович	- Руководитель команды
ВАРЛУХИН Дмитрий Алексеевич	- Член бригады
ХАНЬКО Сергей Антонович	- Член бригады
МУЛЯРЧИК Александр Сергеевич	- Член бригады
РУШНИЦКИЙ Виктор Владимирович	- Член бригады
ЯНКОВСКИЙ Виктор Михайлович	- Член бригады

**Команда ОАО «Северэлектро»,
Кыргызская Республика – 2-е место**

ДЖУМАКМАТОВ Урман Курманович	- Руководитель команды
САМАТБЕК уулу Стамбек	- Член бригады
ТИЛЕК уулу Азирет	- Член бригады
АКИНОВ Кайрат Талантбекович	- Член бригады
АБДЫКЕРИМОВ Ырыскелди Ынтымакович	- Член бригады
АБАСКАНОВ Чынгыз Муратбекович	- Член бригады

**Команда ОАО «ТашГорПЭС» АО «Региональные электрические сети»,
Республика Узбекистан - 2-е место**

ТИТУХИНА Екатерина Михайловна	- Руководитель команды
АШРАФХАНОВ Ахрор Афзалхонович	- Член бригады
ШЕРМАТОВ Ильхомжон Исроилович	- Член бригады
МИЛИЕВ Ильёсжон Артикович	- Член бригады
СУХИНИН Александр Викторович	- Член бригады
БИГИЛЬДИН Рамиль Фатихович	- Член бригады

Команда АО «Теласи», Грузия – 2-е место

ЛОБЖАНИДЗЕ Семён Алфезович	- Руководитель команды
ПАПИДЗЕ Георгий Николозович	- Член бригады
КЕЗУА Теймураз Тамазович	- Член бригады
СУРМАВА Арчил Сосоевич	- Член бригады
БЕКАУРИ Давид Иванович	- Член бригады
ШУРГАИЯ Алекси Одишиевич	- Член бригады

**Команда ОАО «Душанбинские городские электрические сети»
ОАХК «Барки Точик», Республика Таджикистан - 3-е место**

МАНУЧЕХРИ Хурсандзод	- Руководитель команды
МУХИДДИНОВ Мехрубон Мухиддинович	- Член бригады
КОСИМОВ Диловар Мухамадалиевич	- Член бригады
ДЖУМАЕВ Джамшед Шодиевич	- Член бригады
КЕНДЖАЕВ Акбар Мукимович	- Член бригады
ГУЛАМОВ Рустам	- Член бригады

**Команда ОАО «Азеришыг»,
Азербайджанская Республика –3-е место**

МАГЕРРАМОВ Рашад Насир оглы	- Руководитель команды
ГАСАНОВ Талех Лятиф оглы	- Член бригады
ИМАНЗАДЕ Рагим Камранович	- Член бригады
МАМЕДОВ Эльмин Эльманович	- Член бригады
АЛИЕВ Мехман Сахибханович	- Член бригады

2. Отличившихся при организации и проведении Международных соревнований (в соответствии с п.п. 1.4 и Приложением 3 к Протоколу заседания Оргкомитета XVI Международных соревнований профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ – Международных соревнований бригад по ремонту и обслуживанию распределительных сетей 10/0,4 кВ от 24 сентября 2019 года):

- | | |
|--|---|
| КУШЕРБАЕВ
Жомарт Елеуович | - Председатель Совета директоров
ОЮЛ «Казахстанская электроэнергетическая ассоциация» |
| КАРИМБАЕВ
Мухиджан Исмаилович | - Председатель Правления
АО «Кызылординская РЭК» |
| ШАНГИТБАЕВ
Абай Мухтарович | - Заместитель председателя Комитета
атомного и энергетического надзора и
контроля Министерства энергетики
Республики Казахстан |
| УМБЕТОВ
Мухит Абикеевич | - Председатель Правления АО «Алатау Жарык
Компаниясы» |
| УСАИН
Медет Усаинович | - Руководитель Государственного учреждения
«Управление энергетики и жилищно-
коммунального хозяйства Кызылординской
области» |
| НУРМАГАНБЕТОВ
Руслан Аймырзаевич | - Директор Государственного коммунального
предприятия
«Кызылорда ТеплоЭлектроЦентр» |
| АРАЛБАЕВ
Досымхан Алимович | - Генеральный директор ТОО «Кокшетау
Энерго» |
| ИЗТЛЕУОВ
Нурбай Шакибаевич | - Заместитель Председателя Правления -
Главный инженер АО «Кызылординская
РЭК» |
| АБДРЕЕВ
Динмуханбет Сейдуллаевич | - Заместитель Главного инженера - начальник
Службы охраны труда и надзора за
эксплуатацией АО «Кызылординская РЭК» |
| ДАУЕНОВ
Орынбек Какимович | - Заместитель Главного инженера по
эксплуатации АО «Кызылординская РЭК» |

УТВЕРЖДЕН

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол № 55 от 25 октября 2019 года

**СВОДНЫЙ ОТЧЕТ
ПО КЛЮЧЕВЫМ ВОПРОСАМ
ЭКОЛОГИИ, ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ВИЭ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ ГОСУДАРСТВ-УЧАСТНИКОВ СНГ
за 2017-2018 годы**

Отчет подготовлен Рабочей группой по экологии, энергоэффективности и ВИЭ

Сведения представили:

Азербайджанская Республика	-	Министерство энергетики
Республика Армения	-	Министерство территориального управления и инфраструктур
Республика Беларусь	-	Министерство энергетики, ГПО «Белэнерго»
Республика Казахстан	-	Министерство энергетики, АО «KEGOK»
Кыргызская Республика	-	ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания» (Беков К.Н) ОАО «Электрические станции» (Турдубаева Б.А.)
Республика Молдова	-	Министерство экономики и инфраструктуры
Российская Федерация	-	Минэнерго России, ФГБУ «РЭА» Минэнерго России
Республика Таджикистан	-	Министерство энергетики и водных ресурсов, ОАХК «Барки Точик»
Туркменистан	-	
Республика Узбекистан	-	Министерство энергетики
Украина	-	Представлены сведения из открытых информационных источников

Список исполнителей

Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ:

Кузько И.А., Петрова Н.А., Рахимов А.С.

Руководитель рабочей группы по экологии, энергоэффективности и ВИЭ

Сапаров М.И.

Зам. руководителя рабочей группы по экологии, энергоэффективности и ВИЭ

Ермоленко Г.В.

Принятые сокращения

НПА	Нормативные правовые акты (Законы, Указы Президента, акты Правительства)
ЕЭС	Единая энергетическая система
ЕЭК ООН	Европейская экономическая комиссия ООН
МПА СНГ	Межпарламентская Ассамблея государств-участников СНГ
ТЭС	Тепловая электрическая станция
ГЭС	Гидроэлектростанция
АЭС	Атомная электрическая станция
ПГУ	Парогазовая установка
ВИЭ	Возобновляемые источники энергии
ВЭС	Ветровая электростанция
СЭС	Солнечная электростанция
ПГ	Парниковые газы
ЗШО	Золошлаковые отходы

1. Правовое регулирование отношений государств-участников СНГ в сфере энергоэффективности, возобновляемой энергетики и защиты окружающей среды

1.1. Энергоэффективность и энергосбережение

Соглашение о сотрудничестве государств-участников СНГ в области энергоэффективности и энергосбережения от 7 октября 2002 года.

Основные направления и принципы взаимодействия государств-участников СНГ в области обеспечения энергоэффективности и энергосбережения, утвержденные Решением Экономического совета СНГ от 11 марта 2005 года.

Модельный закон «Об энергосбережении» (принят Межпарламентской Ассамблеей государств-участников СНГ (МПА СНГ), постановление от 8 декабря 1998 года № 12-5).

1.2. Экология

Соглашение о сотрудничестве в области охраны окружающей среды государств-участников Содружества Независимых Государств от 31 мая 2013 года.

Модельные кодексы и законы, принятые МПА СНГ

Модельный закон «Об экологической безопасности» (постановление МПА СНГ от 15 ноября 2003 года № 22-18).

Модельный Экологический кодекс для государств-участников СНГ (общая часть) (постановление МПА СНГ от 16 ноября 2006 года № 27-8).

Модельный Экологический кодекс для государств-участников СНГ (особенная часть) (постановление МПА СНГ от 31 октября 2007 года № 29-14).

Модельный закон «О предотвращении и комплексном контроле загрязнений окружающей среды» (постановление МПА СНГ от 25 ноября 2008 года № 31-8).

<p>Модельный закон «Об оценке воздействия на окружающую среду» (постановление МПА СНГ от 28 октября 2010 года № 35-12).</p>
<p>Модельный закон «О стратегической экологической оценке» (постановление МПА СНГ от 16 мая 2011 года № 36-7).</p>
<p>Модельный закон «Об экологическом аудите» (постановление МПА СНГ от 29 ноября 2013 года № 39-5).</p>
<p>Модельный закон «Об экологической экспертизе» (новая редакция) (постановление МПА СНГ от 20 мая 2016 года № 44-10).</p>
<p>Модельный закон «Об экологическом просвещении и экологической культуре населения» (постановление МПА СНГ от 27 марта 2017 года № 46-18).</p>

1.3. Возобновляемые источники энергии

<p>Концепция сотрудничества государств-участников СНГ в области использования возобновляемых источников энергии и План первоочередных мероприятий по ее реализации, утвержденные Решением Совета глав правительств СНГ от 20 ноября 2013 года.</p>
<p>Модельный закон «Об основах развития биоэнергетики» (постановление МПА СНГ от 20 мая 2016 года №44-6).</p>

1.4. Меморандумы и соглашения Электроэнергетического Совета СНГ с международными и иными организациями в сфере энергоэффективности, возобновляемой энергетики и защиты окружающей среды

<p>Соглашение о сотрудничестве между Союзом электроэнергетической промышленности ЕВРЭЛЕКТРИК и ЭЭС СНГ от 13 ноября 2003 года.</p>
<p>Меморандум о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Евразийским банком развития от 20 июня 2013 года.</p>
<p>Меморандум о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Европейской экономической комиссией ООН от 24 апреля 2014 года.</p>
<p>Соглашение о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Межгосударственным экологическим советом государств-участников Содружества Независимых Государств от 24 октября 2014 года.</p>
<p>Меморандум о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Экономической и социальной комиссией ООН для Азии и Тихого океана от 18 июня 2015 года.</p>
<p>Меморандум о сотрудничестве между Евразийской экономической комиссией и Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств от 02 ноября 2018 года.</p>
<p>Соглашение о сотрудничестве в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности между Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ и Национальным межотраслевым союзом организаций в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности от 12 сентября 2013 года.</p>

1.5. Важнейшие документы по вопросам устойчивого развития, трансформации энергетических систем и внедрения инновационных (передовых) технологий в энергетике, принятые (изданные) в 2017-2018 годах (Содержание документов см. в Приложении 1)

Концепция сотрудничества государств-участников СНГ в области инновационного развития энергетики и разработки передовых энергетических технологий и План первоочередных мероприятий по ее реализации, утвержденные Решением Совета глав правительств СНГ от 01 июня 2018 года.
Концепция сотрудничества государств-участников СНГ по развитию производства высокотехнологичного энергетического оборудования и План первоочередных мероприятий по ее реализации, утвержденные Решением Совета глав правительств Содружества Независимых Государств от 2 ноября 2018 года.
Заявление Министров в Астане на Министерской конференции «Обеспечение устойчивого развития энергетики» в рамках Восьмого международного форума по энергетике для устойчивого развития от 11 июня 2017 года.
Глобальная система отслеживания: прогресс ЕЭК ООН в области устойчивой энергетики. Серия публикаций ЕЭК ООН по энергетике. 2017 год. № 49.
МЭА. Прогноз мировой энергетики, WЭО-2017. Краткий обзор. 2017 год (World Energy Outlook – 2017).
СИГРЭ. Краткий обзор докладов 47-й Сессии СИГРЭ по направлениям Исследовательских комитетов. 2018 год.

1.6. Уполномоченные органы в странах СНГ по вопросам электроэнергетики, экологии, энергоэффективности, климату и ВИЭ

Государства-участники СНГ	Электроэнергетика	Экология	Энергоэффективность	Климат	ВИЭ
	Министерство энергетики	Министерство экологии и природных ресурсов	Министерство энергетики	Министерство экологии и природных ресурсов	Министерство энергетики
	Министерство территориального управления и инфраструктур	Министерство охраны природы	Министерство территориального управления и инфраструктур	Министерство охраны природы	Министерство территориального управления и инфраструктур
	Министерство энергетики	Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды	Государственный комитет по стандартизации	Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды	Государственный комитет по стандартизации
	Министерство энергетики	Министерство экологии, геологии и природных ресурсов	Министерство промышленности и инфраструктурного развития	Министерство экологии, геологии и природных ресурсов	Министерство энергетики
	Национальный энергетический холдинг	Государственное агентство охраны окружающей среды и лесного хозяйства	Государственный комитет промышленности, энергетики и недропользования	Государственное агентство охраны окружающей среды и лесного хозяйства	Государственный комитет промышленности, энергетики и недропользования

	Министерство экономики и инфраструктуры	Министерство сельского хозяйства, регионального развития и окружающей среды	Министерство экономики и инфраструктуры Агентство по энергоэффективности	Министерство сельского хозяйства, регионального развития и окружающей среды	Министерство экономики и инфраструктуры
	Министерство энергетики	Министерство природных ресурсов и экологии	Министерство экономического развития Министерство энергетики	Министерство экономического развития	Министерство энергетики Министерство промышленности и торговли
	Министерство энергетики и водных ресурсов	Министерство энергетики и водных ресурсов	Министерство энергетики и водных ресурсов	Министерство энергетики и водных ресурсов	Министерство энергетики и водных ресурсов
	Министерство энергетики	Министерство сельского хозяйства и охраны окружающей среды	Министерство энергетики	Министерство сельского хозяйства и охраны окружающей среды	Министерство сельского хозяйства и охраны окружающей среды
	Министерство энергетики	Государственный комитет по экологии и охране окружающей среды	Министерство энергетики	Государственный комитет по экологии и охране окружающей среды	Министерство энергетики

2. Электроэнергетика

2.1. Основные нормативные правовые акты, принятые в государствах-участниках СНГ в 2017-2018 гг.

Азербайджанская Республика	Указ Президента Азербайджанской Республики от 31 июля 2017 года № 1563 «О внесении изменений в Указ Президента Азербайджанской Республики «О применении Закона Азербайджанской Республики «Об электроэнергетике» от 13 июня 1998 года № 723».
	Постановление Кабинета Министров Азербайджанской Республики от 9 марта 2017 года № 78 «О внесении изменений в «Правила пользования электроэнергией», утвержденные Постановлением Кабинета Министров Азербайджанской Республики от 2 февраля 2005 года № 18».
Республика Армения	Закон Республики Армения от 26 декабря 2017 года № ЗР-262 «О внесении изменения в Закон Республики Армения «Об энергетике».
	Закон Республики Армения от 9 июня 2017 года № ЗР-115-Н «Об органе по регулированию общественных услуг».
	Решение Правительства Республики Армения от 14 сентября 2018 года № 1010-Л об утверждении «План-график мероприятий по либерализации рынка электроэнергии электроэнергетической системы Республики Армения и развитию межгосударственной торговли».
Республика Беларусь	Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 1 марта 2016 года №169 «Об утверждении комплексного плана развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода Белорусской атомной электростанции и межотраслевого комплекса мер по увеличению потребления электроэнергии до 2025 года» (в ред. постановлений Совета Министров от 12.01.2017 № 22, от 14.07.2017 № 525, от 03.02.2018 № 91, от 20.04.2018 № 307, от 06.08.2018 № 579, от 25.04.2019 № 260).
Республика Казахстан	Закон Республики Казахстан от 11 июля 2017 года № 89-VI «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты по вопросам электроэнергетики».
	Распоряжение Премьер-Министра Республики Казахстан № 140-р от 3 октября 2017 года утвержден Перечень правовых актов по реализации закона от 11 июля 2017 года.
Кыргызская Республика	Постановление Правительства Кыргызской Республики от 29 марта 2018 года № 169 «Об утверждении Правил технологического присоединения генерирующих источников, электрических сетей электрораспределительных организаций и электроустановок потребителей к электрическим сетям».
Республика Молдова	Закон Республики Молдова от 21 сентября 2017 года № 174 «Об энергетике».

Республика Молдова	Постановление Национального агентства по регулированию в энергетике Республики Молдова от 5 апреля 2018 года № 136 «Об утверждении Технических норм тепловых сетей».
Российская Федерация	Федеральный закон от 29 июля 2017 года № 279-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» и отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам совершенствования системы отношений в сфере теплоснабжения».
	Федеральный закон от 29 июля 2018 года № 254-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике».
	Постановление Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 года № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».
	Постановление Правительства Российской Федерации от 8 декабря 2018 года № 1496 «О вопросах присоединения Западного и Центрального районов электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) к Единой энергетической системе России, а также о внесении изменений и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации».
	Постановление Правительства Российской Федерации от 2 марта 2017 года № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».
	Постановление Правительства Российской Федерации от 21 марта 2017 года № 321 «Об утверждении перечня информации о величинах, влияющих на изменение цен на оптовом рынке электрической энергии и мощности и розничных рынках электрической энергии, подлежащей предоставлению субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности и розничных рынков электрической энергии в Совет рынка».
	Постановление Правительства Российской Федерации от 10 мая 2017 года № 543 «О порядке оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон».
	Постановление Правительства Российской Федерации от 28 июля 2017 года № 895 «О достижении на территориях Дальневосточного федерального округа базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность)».
	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30 сентября 2018 года № 2101-р «Об утверждении

	комплексного плана модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года».
	Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 7 марта 2018 года № 133 «Об утверждении Административного регламента предоставления Министерством энергетики Российской Федерации государственной услуги по утверждению инвестиционных программ субъектов электроэнергетики».
Республика Таджикистан	Закон Республики Таджикистан от 30 мая 2017 года № 1415 «О государственной промышленной политике».
Республика Узбекистан	Постановление Президента Республики Узбекистан от 18 мая 2017 года № ПП-2972 «О мерах по организации деятельности акционерного общества «Узбекгидроэнерго».
	Постановление Президента Республики Узбекистан от 13 ноября 2017 года № ПП-3384 «О мерах по ускоренному внедрению автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии и природного газа».
	Указ Президента Республики Узбекистан от 18 мая 2017 года № УП-5044 «Об образовании АО «Узбекгидроэнерго».
	Постановление Президента Республики Узбекистан от 23 октября 2018 года № ПП-3981 «О мерах по ускоренному развитию и обеспечению финансовой устойчивости электроэнергетической отрасли».
	Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан от 12 января 2018 года № 22 «О дополнительных мерах по совершенствованию порядка пользования электрической энергией и природным газом».

2.2 Доклады, обзоры, отчёты о функционировании электроэнергетики в государствах-участниках СНГ, изданные (выпущенные) в 2017-2018 годах (Содержание документов см. в Приложении 2)

Подготовлен	Наименование документа	Год выпуска
Департамент «Развития рынка» SAMRUK ENERGY	Анализ рынка электроэнергии Казахстана, 2017 год	2018
Системный оператор ЕЭС России	Отчет о функционировании ЕЭС России в 2017 году	2018
	Отчет о функционировании ЕЭС России в 2018 году	2019
Минэнерго России	Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года	2017
	Схема и программа развития ЕЭС России на 2017 – 2023 гг.	2017
	Схема и программа развития ЕЭС России на 2018 – 2024 гг.	2018

2.3. Сводные данные о динамике установленной мощности электростанций и производстве электроэнергии в государствах-участниках СНГ в период 2000-2018 гг.

Таблица 2.1. – Динамика суммарной установленной мощности электростанций в государствах-участниках СНГ в период 2000-2018 годы, МВт.

Государства-участники СНГ	2000	2005	2010	2015	2017	2018
Азербайджанская Республика	5046	5721	6449	7200	7172	7141
Республика Армения	3190	3207	3522	3523,8	3314	3341
Республика Беларусь	7838	8024	8426,7	9741,2	10143,4	10068,7
Республика Казахстан	18361	18572	19440	21307,2	21672,9	21901,9
Кыргызская Республика	3781	3742	3746	3635	3930,4	3932
Республика Молдова	2996	2988	2994	2994	2994,5	2995,2
Российская Федерация	204600	210500	220290	243188	2468678	250442
Республика Таджикистан	4424	4355	5024	5346,47	5713,6	5746,5
Туркменистан	2652	2931	4104,2	н.д.	5450	н.д.
Республика Узбекистан	11583	12359	12474	15945,7	14140,6	14140,6

Таблица 2.2. – Объемы производства электроэнергии в государствах-участниках СНГ, млрд.кВтч.

Государства-участники СНГ	2000	2005	2010	2015	2017	2018
Азербайджанская Республика	18,6	22,3	18,4	22,5	22,34	25,0
Республика Армения	6	6,3	6,4	7,8	7,8	7,8
Республика Беларусь	26	30,96	34,8	34,1	34,3	38,8
Республика Казахстан	51,6	67,6	82,3	90,7	102,4	106,8
Кыргызская Республика	14,9	14,9	12,1	12,8	15,34	15,65
Республика Молдова		4,2	6,01	5,76	4,7	5,1
Российская Федерация	877,8	935,6	1025,4	1049,9	1073,7	1091,69
Республика Таджикистан	14,2	17,1	16,2	17	17,9	19,7
Туркменистан	9,9	12,34	16,08	н.д.	н.д.	27,0
Республика Узбекистан	46,9	47,6	51,94	58,94	60,7	62,8

2.4. Данные по электроэнергетике в государствах-участниках СНГ

2.4.1. Азербайджанская Республика

Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики Азербайджанской Республики по состоянию на 31.12.2018.

Энергосистема Азербайджанской Республики	Установленная мощность электростанций Азербайджанской Республики составляет 7141 МВт. В качестве одного из приоритетных направлений развития энергосистемы Азербайджанской Республики рассматривается усиление межгосударственных электрических связей с сопредельными государствами. Азербайджанская энергосистема работает в синхронной зоне и имеет электрические связи с ЕЭС России и энергосистемами Грузии и Ирана, с которыми осуществляется обмен электроэнергией, в том числе по «островным» схемам (с Ираном).
ГЭС	Гидроэнергетика Азербайджанской Республики – это 11 ГЭС общей установленной мощностью 1159,42 МВт. В последние годы особое внимание уделяется строительству новых и капитальной реконструкции действующих ГЭС. 27 февраля 2018 года после завершения комплексной реконструкции и модернизации сдана в эксплуатацию Мингечаурская ГЭС.
ТЭС	Теплоэлектроэнергетика Азербайджанской Республики – это 14 тепловых электростанций общей установленной мощностью 5431,7 МВт.
ВИЭ	Развитие ВИЭ обещает в перспективе Азербайджану серьезные инвестиции и одновременно создает предпосылки для существенной экономии нефтегазовых ресурсов.
Электросетевой комплекс	Электрическая сеть Азербайджана состоит из нескольких сотен подстанций и линий электропередачи различных классов напряжения. Условно электрическая сеть разделена на три части: системообразующая, питающая и распределительная. Системообразующая сеть включает в себя подстанции и линии электропередачи напряжением 220, 330 и 500 кВ, питающая сеть - 110 кВ, распределительная сеть - 0,4; 6; 10; 35 и 110 кВ.

2.4.2. Республика Армения

Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики Республики Армения по состоянию на 31.12.2018.

Энергосистема Республики Армения	Энергетический сектор Армении характеризуется как хорошо сбалансированная и эффективно функционирующая система. В общем балансе электроэнергии доли выработки электроэнергии на АЭС, ТЭС и станциях, работающих на возобновляемых источниках, приблизительно одинаковы.
АЭС	Армянская АЭС установленной мощностью 410 МВт состоит из двух энергоблоков. Электричество она начала давать в декабре

	1976 года. После Спитакского землетрясения, в 1989 году, энергоблок №1 был закрыт и сейчас на станции работает только один энергоблок, №2. Но даже в таком «ограниченном виде» АЭС производит порядка 40% электроэнергии, которую потребляет Республика Армения. При этом себестоимость электроэнергии, производимой на АЭС, значительно меньше стоимости электроэнергии, произведенной на ТЭС, СЭС или ГЭС.
ГЭС	10 ГЭС общей установленной мощностью 965,36 МВт.
ТЭС	В состав ТЭС входят Ереванская, Разданская, Раздан-5 установленной мощностью 1 537,8 МВт. Все они работают на природном газе и топочном мазуте.
ВИЭ	В Республике Армения 186 малых ГЭС, 1 биогазовая ЭС, 3 ветряных ЭС, 9 солнечных ЭС общей установленной мощностью 413,909 МВт. С целью развития сектора возобновляемой энергетики, в частности солнечной энергетики, Министерство энергетики и природных ресурсов Республики Армения разработало ряд законопроектов, которые были одобрены Национальным Собранием Республики Армения в 2017 году.
Электросетевой комплекс	Распределительные ЛЭП напряжением 220 кВ и 6 кВ. Протяженность сетей напряжением 220 кВ составляет 1367,66 км, протяженность сетей напряжением 6 кВ – 3288 км.

2.4.3. Республика Беларусь

Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики Республики Беларусь по состоянию на 31.12.2018.

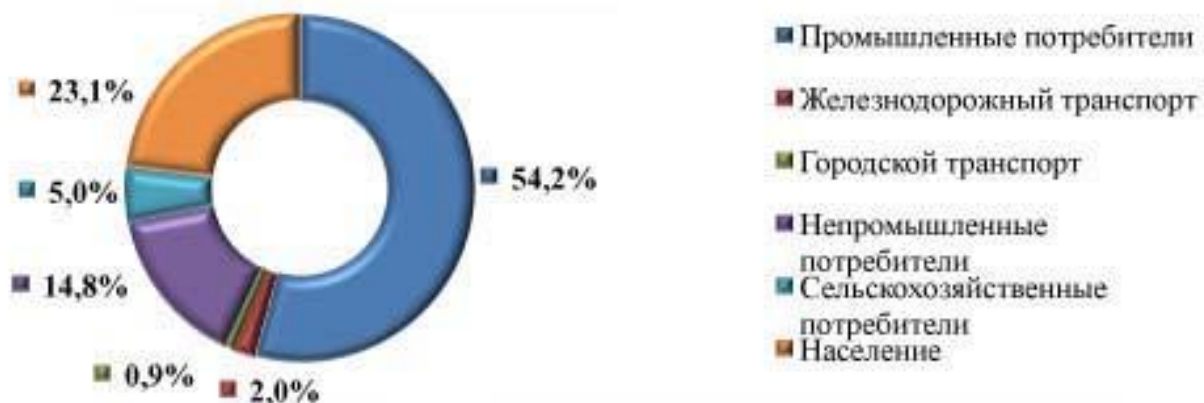
Установленная мощность Белорусской энергосистемы		10068,68	МВт
Установленная мощность 68 генерирующих энергоисточников ГПО «Белэнерго», из них		8938,34	МВт
ТЭС	- 42 тепловых электростанций	8841,08	МВт
ГЭС	- 25 гидроэлектростанций	88,26	МВт
ВЭС	- Новогрудская ветроэлектрическая станция	9,0	МВт
Выработка электроэнергии источниками ГПО «Белэнерго»		34,83	млрд.кВтч
Отпуск тепловой энергии		35,40	млн. Гкал
Импорт электроэнергии		0,05	млрд.кВтч
Экспорт электроэнергии		1,04	млрд.кВтч
Выработка электроэнергии блок-станциями		3,96	млрд.кВтч
Потребление электроэнергии в республике		37,80	млрд.кВтч
Удельные расходы топлива:			
на выработку электроэнергии		235,3	г/кВтч
на отпуск тепла		166,36	кг/Гкал

Технологический расход энергии на ее транспорт:		
в электрических сетях	8,35	%
в тепловых сетях	9,30	%
Количество трансформаторных подстанций 35-750 кВ/тр-ров	1354/2393	шт
ПС 750 кВ	1/11	шт
ПС 330 кВ	32/90	шт
ПС 220 кВ	11/38	шт
ПС 110 кВ	730/1292	шт
ПС 35 кВ	580/962	шт
Количество трансформаторных подстанций ТП 6-10/0,4 кВ	74 579	шт
Протяженность линий электропередачи, всего	279278	км
• Воздушные ЛЭП напряжением 35-750 кВ, в том числе:	36846	км
ЛЭП 220–750 кВ	7694	км
ЛЭП 110 кВ	17315	км
ЛЭП 35 кВ	11837	км
• Воздушные ЛЭП напряжением 0,4-10 кВ	202509	км
• Кабельные линии электропередачи	39923	км
Протяженность тепловых сетей в однострубнои исчислении	7425	км
Общая численность персонала	66097	чел

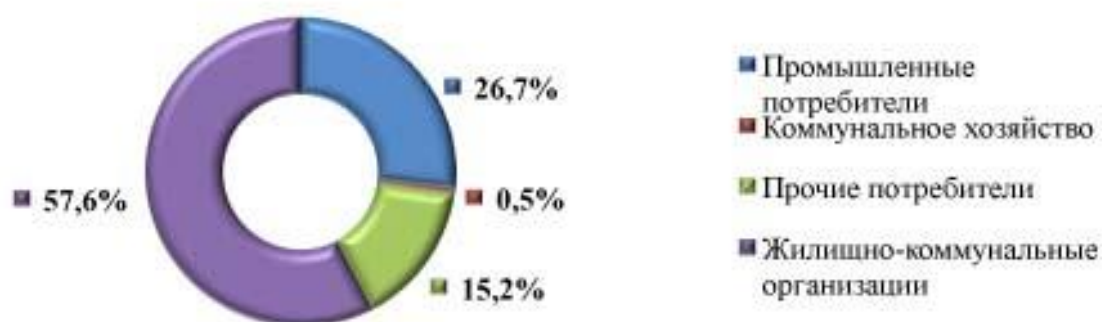
Производство электрической и тепловой энергии

2017 г.	2018 г.	2018 к 2017, %
Выработка электроэнергии, млн.кВтч		
30 605,0	34 827,5	113,8
Отпуск тепла, тыс.Гкал		
34 685,8	35 403,1	102,1

Структура полезного отпуска электрической энергии, 2018 год



Структура полезного отпуска тепловой энергии, 2018 год



2.4.4. Республика Казахстан

Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики Республики Казахстан по состоянию на 31.12.2018.

<p>ЕЭС Республики Казахстан</p>	<p>Централизованное диспетчерское управление ЕЭС Республики Казахстан осуществляется филиалом АО «KEGOC» «Национальный диспетчерский центр Системного оператора» (НДЦ СО). Оперативно-диспетчерское управление в ЕЭС Республики Казахстан организовано по схеме прямого оперативного подчинения НДЦ СО девяти региональных диспетчерских центров (РДЦ), являющихся структурными подразделениями филиалов АО «KEGOC» «Межсистемные электрические сети».</p> <p>В настоящее время Единая электроэнергетическая система Республики Казахстан работает устойчиво, в параллельном режиме с энергосистемами Российской Федерации и стран Центральной Азии (Кыргызстан и Узбекистан).</p> <p>На 31.12.2018 общая установленная мощность электростанций Казахстана составляла 21 673 МВт. Объем выработки электроэнергии за 2018 год составил 106,8 млрд.кВтч (104,4% к 2017г.).</p>
<p>Генерация</p>	<p>Производство электрической энергии в Казахстане осуществляют 138 электрических станций (в том числе ВИЭ) различной формы собственности (большинство частных). Электрические станции в Казахстане разделяются на электростанции национального, промышленного и регионального назначения. К электрическим станциям национального значения относятся 5 крупных тепловых и 4 гидравлические электрические станции. К электростанциям промышленного значения относятся 5 ТЭС с комбинированным производством электрической и тепловой энергии, которые служат для электро-теплоснабжения крупных промышленных предприятий и близлежащих населенных пунктов. Электростанции регионального значения – это электростанции, интегрированные с территориями, которые осуществляют реализацию электрической энергии через сети региональных электросетевых компаний и энергопередающих организаций, а также теплоснабжение близлежащих городов.</p> <p>Деление по видам используемого энергоресурса для</p>

	<p>производства электроэнергии выглядит следующим образом: на угле – 69,7%; на газе – 20,0%; гидроэлектростанции (без учета малых ГЭС) – 9,0%; возобновляемые источники (в том числе малые ГЭС) – 1,3 %.</p> <p>За последние пять лет располагаемая мощность электростанций увеличилась на 2470 МВт или на 15% от уровня 2013 года, в основном за счет увеличения мощности тепловых станций и возобновляемых источников энергии.</p> <p>Средний возраст оборудования электростанций Казахстана к концу 2018 года составил 32 года. Мощность самого старого оборудования, введенного более 70 лет назад, составляет 118 МВт (0,54% от всей установленной мощности электростанций). В 2009 году износ генерирующих активов в Казахстане достигал 83%, однако благодаря проведенной политике, уровень износа удалось снизить до 56% (в 2018 году).</p>
Электросетевой комплекс	<p>На балансе Системного оператора (АО «КЕГOC») находятся линии электропередачи напряжением от 35 до 1150 кВ, общая протяженность которых составляет 26,7 тыс. км (26 774 378 м (по цепям)), а также 78 подстанций напряжением 35 – 1150 кВ. Передачу и распределение электроэнергии осуществляют 152 энергопередающие организации, в том числе 19 региональных электросетевых компаний, которые эксплуатируют электрические сети по классам напряжения от 0,4 до 220 кВ. Потери электроэнергии в НЭС по итогам 2018 года составили 2,9 млрд.кВтч, что составляет 6,27% по отношению к отпуску электроэнергии в сеть. За период с 2000 года наблюдается тренд на снижение относительных потерь электроэнергии в НЭС. В частности, относительные потери в 2000 году составляли 6,70%.</p>

Производство электрической энергии в ЕЭС Казахстана

По данным системного оператора АО «КЕГOC» электростанциями Республики Казахстан в 2018 году было выработано 106801,6 млн.кВтч, что на 4,3% больше аналогичного периода 2017 года.

	Тип генерации	январь-декабрь		Δ, %
		2017 год	2018 год	
Казахстан	Всего	102 408,1	106 801,6	4,3%
	ТЭС	82 424,8	86 795,1	5,3%
	ГТЭС	8 372,6	9 119,3	9,5%
	ГЭС	11 157,9	10 343,0	
	ВЭС	338,5	401,9	
	СЭС	114,3	142,28	

Потребление электрической энергии в ЕЭС Казахстана

	2017 год	2018 год	Δ, млн.кВтч	Δ, %
Казахстан	97 856,7	103 228,2	5 371,5	5,5%

2.4.5. Кыргызская Республика

Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики Кыргызской Республики по состоянию на 31.12.2018.

Установленная мощность Кыргызской энергосистемы		3932	МВт
Установленная мощность 18 генерирующих энергоисточников ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания», из них		3932	МВт
ТЭС	- 2 тепловых электростанций	862	МВт
ГЭС	- 7 гидроэлектростанций	3030	МВт
МГЭС	- 9 малых гидроэлектростанций	40	МВт
Выработка электроэнергии источниками ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания»		15,654	млрд.кВтч
Отпуск тепловой энергии		1,92	млн.Гкал
Импорт электроэнергии		0,0	млрд.кВтч
Экспорт электроэнергии		0,752	млрд.кВтч
Потребление электроэнергии в республике		13,351	млрд.кВтч
Удельные расходы условного топлива:			
на отпуск электроэнергии		407,1	г/кВтч
на отпуск тепла		136,6	кг/Гкал
Технологический расход энергии на ее транспорт:			
в электрических сетях		14,6	%
в тепловых сетях		24,67	%
Количество трансформаторных подстанций 35-500 кВ/МВА		544/16067	шт/МВА
	ПС 500 кВ	4/4527	шт/МВА
	ПС 220 кВ	14/3230	шт/МВА
	ПС 110 кВ	179/4760	шт/МВА
	ПС 35 кВ	347/3550	шт/МВА
Количество трансформаторных подстанций ТП 6-10/0,4 кВ		23 568/5400	шт/МВА
Протяженность линий электропередачи, всего		67243	км
Воздушные ЛЭП напряжением 35-500 кВ, в том числе:		12139	км
ЛЭП 220–500 кВ		2965	км
ЛЭП 110 кВ		4576	км
ЛЭП 35 кВ		4598	км
Воздушные ЛЭП напряжением 0,4-10 кВ		52262	км
Кабельные линии электропередачи		2842	км
Протяженность тепловых сетей в однотрубном исчислении		99	км
Общая численность персонала		16 300	чел

Производство электрической энергии

	Тип генерации	январь-декабрь		2018/2017 Δ, %
		2017 г.	2018 г.	
Кыргызская Республика	Всего, млн.кВтч	15 341	15 654	2
	ТЭС	1 211	1 370	13,1
	ГЭС	13 941	14 103	1,1
	ВИЭ (МГЭС)	189	181	-4,4
Установленная мощность				
	Тип генерации	январь-декабрь		2018/2017 Δ, %
		2017 г.	2018 г.	
Кыргызская Республика	Всего, МВт			
	ТЭС	862	862	0
	ГЭС	3030	3030	0
	ВИЭ (МГЭС)	40	40	0

2.4.6. Республика Молдова

Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики Республики Молдова по состоянию на 31.12.2018. Данные не предоставлены.

2.4.7. Российская Федерация

Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики по состоянию на 31.12.2018.

Энергосистема Российской Федерации	<p>Состоит из ЕЭС России и изолированных энергосистем. Единая энергетическая система России – это уникальный, высокоавтоматизированный, единый технологический комплекс, включающий 7 объединенных энергетических систем: Востока, Сибири, Урала, Средней Волги, Юга, Центра и Северо-Запада. Все ОЭС соединены межсистемными линиями электропередачи напряжением 220-750 кВ и работают в синхронном режиме, за исключением ОЭС Востока. В ЕЭС России входит около 700 электростанций мощностью выше 5 МВт.</p> <p>На 31.12.2018 общая установленная мощность электростанций России составила 250442 МВт, в т.ч. ЕЭС России - 243243,2 МВт.</p>
АЭС	<p>Российская атомная отрасль – это единый энергопромышленный комплекс, являющийся одним из передовых в мире по уровню научно-технических разработок, опыту эксплуатации и квалификации персонала АЭС. Проекты АЭС с водо-водяными энергетическими реакторами (ВВЭР) доказали свою надежность в процессе тысячи реакторо-лет безаварийной работы. Все оборудование АЭС отечественного производства, технический уровень которого не уступает мировому. На 31.12.2018 общая установленная мощность 10 АЭС ЕЭС России составила 29132,2 МВт (12 % от всей мощности ЕЭС России).</p>

ГЭС	<p>Гидроэнергетика России – это 87 крупных гидроэлектростанций, в том числе 21 ГЭС мощностью свыше 500МВт. На 6 крупнейших компаний приходится почти 95% установленной мощности ГЭС, из них половина - на долю ПАО «Русгидро». Все оборудование отечественного производства и его технико-экономические показатели не уступают современным зарубежным аналогам.</p> <p>На 31.12.2018 общая установленная мощность 87 ГЭС (кроме малых ГЭС) составила 48506,3МВт (19,9 % от всей мощности ЕЭС России).</p>
ТЭС	<p>Основу теплоэлектроэнергетики России составляют конденсационные блоки единичной мощности 300, 500, 800, 1200 МВт и теплофикационные блоки 250 МВт, работающие на сверхкритическом давлении пара (СКД). Более 90 ГВт (почти 55 % установленной в стране генерирующей мощности ТЭС приходится на когенерационное (ТЭЦ) оборудование. Установленная мощность ПГУ составляет свыше 25 ГВт.</p> <p>В 2018 году фактические удельные расходы условного топлива по электроэнергетической отрасли России составили 309,8 г у.т/кВтч. Данный показатель является минимальным за последние двадцать лет. От уровня 2010 года снижение составило 24,6 г у.т/кВтч. Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов на источниках комбинированного производства электрической и тепловой энергии с установленной мощностью 25 МВт и более (пропорциональный метод разделения топлива) – 157,9 кг у.т./Гкал.</p> <p>На 31.12.2018 установленная мощность ТЭС ЕЭС России составила 164586,6 МВт (67,7 % от всей мощности ЕЭС России).</p>
ВИЭ	<p>По состоянию на 31.12.2018 установленная мощность ВЭС, расположенных в ЕЭС России, составила 183,9 МВт (0,08 % от всей мощности ЕЭС России), а установленная мощность СЭС - 834,2 МВт (0,3 % от всей мощности ЕЭС России).</p> <p>В 2018 году темп прироста выработки электроэнергии по таким электростанциям по сравнению с 2017 годом составил 42 %.</p> <p>В 2018 году завершено строительство генерирующих объектов ВИЭ суммарной мощностью 376 МВт.</p>
Электросетевой комплекс	<p>Общая протяженность электрических сетей всех классов напряжения составляет почти 2650 тыс. км, включая ЛЭП протяженностью свыше 150 тыс. км номинального напряжения 220-1150 кВ, составляющие основную системообразующую сеть. Группа компаний Россети является одной из крупнейших электросетевых компаний в мире по числу потребителей и протяженности сетей напряжения до 110 кВ: протяженность линий электропередачи составляет около 2,3 млн км, трансформаторная мощность 480 тыс. подстанций – более 751 ГВА.</p>

Показатели	2017 г.	2018 г.
	Фактически	
Установленная мощность электростанций		
Всего, МВт	246867,45	250442,0
ТЭС, МВт	155129,92	156752,6
АЭС, МВт	27890,3	29108,2
ГЭС, МВт	51583,26	51792,4
ВЭС, МВт	137,04	186,6
СЭС, МВт	535,66	835,7
Прочие, МВт*	11591,27	11766,5
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей, всего МВт	3904,8	5023,2
ТЭС, МВт	3317,3	2234,6
АЭС, МВт	-	2217,9
ГЭС, МВт	393	215,5
ВЭС, СЭС, МВт	194,5	355,2
Вывод из эксплуатации энергетических мощностей, всего МВт	1551,97	2033,9
ТЭС, МВт	1488,42	965,8
АЭС, МВт		1000
ГЭС, МВт	63,0	63,0
ВЭС, СЭС, МВт	0,55	5,1
Баланс электроэнергии		
Производство, всего, млрд.кВтч	1 073,72	1 091,69
ТЭС	622,44	630,73
АЭС	202,87	204,27
ГЭС	187,44	193,69
ВЭС	0,13	0,22
СЭС	0,56	0,76
Прочие *	60,28	62,01
Потери в сетях**	24,307	24,745
Потребление, всего	1059,69	1076,16
<i>Справочно, уд. расход топлива на пр-во ээ, гут./кВтч</i>	311,2	309,8

* - в графе "Прочее" данные эл.ст. пром. предприятий;

** - в графе показатели потерь в сетях ЕНЭС.

Инновационная и научно-техническая политика в энергетике

В целях стимулирования и финансовой поддержки фундаментальных и прикладных исследований, разработки и внедрения новейших отечественных технологий и материалов Минэнерго России продолжена реализация утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 03.07.2014 № 1217-р Плана мероприятий («дорожной карты») «Внедрение инновационных

технологий и современных материалов в отраслях топливно-энергетического комплекса» на период до 2018 года» (далее – «дорожная карта»).

В 2018 году рабочей группой по отбору национальных проектов по внедрению инновационных технологий и современных материалов в энергетике одобрено 20 проектов: 10 - в нефтегазовом комплексе и 10 - в электроэнергетике.

Продолжена работа по реализации «дорожной карты» «Энерджинет» Национальной технологической инициативы (далее – НТИ), обозначенной Президентом Российской Федерации, как один из приоритетов государственной политики по развитию отраслей нового технологического уклада и выходу России на «рынки будущего».

Межведомственной рабочей группой по разработке и реализации НТИ при Правительственной комиссии по модернизации экономики и инновационному развитию России одобрено пять «пилотных» проектов «Энерджинет»: цифровой район электрической сети «Янтарьэнерго»; цифровой район электрической сети «Севастопольэнерго»; разработка и реализация на натурной модели референтной архитектуры «Интернета энергии»; разработка твёрдотельной аккумулирующей электростанции; комплексная платформа энергоснабжения «Топаз».

В целях цифровой трансформации отраслей ТЭК с учетом приоритетов, обозначенных Президентом Российской Федерации, и положений утвержденной в 2017 году национальной программы «Цифровая экономика Российской Федерации» Минэнерго России при активном участии компаний ТЭК сформирован ведомственный проект «Цифровая энергетика». В его рамках планируется систематизировать полученный опыт внедрения цифровых решений, совместно с компаниями ТЭК и экспертным сообществом сформировать целевое видение цифровизации, базовые требования и критерии к внедряемым решениям.

2.4.8. Республика Таджикистан

Источник информации: Министерство энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан <https://www.mewr.tj>

Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики Республики Таджикистан по состоянию на 31.12.2018.

Электроэнергетическая система	Работает как единая система и соединяет по географическим расположениям четыре отдельных региона: Согд (Север), Хатлон (Юг), Душанбе и близлежащие районы, Районы республиканского подчинения (РРП). Сектором электроэнергетики заведует Открытая Акционерная Холдинговая Компания ОАХК «Барки Точик». Предприятие контролирует электрические станции и сети, выработку, передачу и распределение электроэнергии в Республике, за исключением Горно-Бадахшанской автономной области (ГБАО). С декабря 2002 года сеть электроснабжения ГБАО перешла от компании «Барки Точик» к частной компании «Памир Энерджи» на основе Концессионного соглашения на 25 лет. В настоящее время система электроснабжения
--------------------------------------	---

	<p>ГБАО работает изолировано (не имеет связи с основной электроэнергетической системой Таджикистана). Компания «Памир Энерджи» управляет одиннадцатью малыми и мини ГЭС общей установленной мощностью 44,16 МВт и ЛЭП 35/10/0,4 кВ, общей протяженностью 2609 км.</p> <p>Установленная мощность энергосистемы Таджикистана составляет 5757 МВт, причем на долю гидроэлектростанций приходится 87,6%. На долю тепловых станций – 718 МВт и всего около 12,4%, соответственно.</p>
ГЭС	<p>Гидроэлектроэнергия является основным доступным энергетическим ресурсом и главным источником электричества в Таджикистане. В 2017 г. ГЭС обеспечивали около 94% вырабатываемой электроэнергии. Суммарный потенциал гидроэнергетических ресурсов страны составляет приблизительно 527 млрд. кВтч в год, из которых технически доступный гидропотенциал составляет 317,82 млрд. кВт·ч в год, или 61,3%. В настоящее время используется только 5% этого ресурса. Большая часть гидроэнергетического потенциала сосредоточена в бассейнах рек Вахш и Пяндж.</p> <p>Крупнейшими ГЭС республики являются Нурекская ГЭС на реке Вахш мощностью 3000 МВт (1972-1979 г.), со среднегодовой выработкой электроэнергии более 11,2 млрд. кВт·ч, Байпазинская ГЭС мощностью 600 МВт (1988 г.), с годовой выработкой электроэнергии 2,5 млрд. кВт·ч., Сангтудинская ГЭС-1 (2009 г.), установленной мощностью 670 МВт, Сангтудинская ГЭС-2 (2014 г.), установленной мощностью 220 МВт. Строящаяся Рогунская ГЭС на реке Вахш, входящая в состав Вахшского каскада, проектной установленной мощностью 3600 МВт станет самой большой ГЭС в Центральной Азии. Кроме того, на реке Вахш успешно функционирует Каскад Вахшских ГЭС – 3 ГЭС общей мощностью 285 МВт (1962 г.), на реке Варзоб — Каскад Варзобских ГЭС общей мощностью 25 МВт (1936-1949 г.), на реке Сырдарья — Кайраккумская ГЭС, мощностью 126 МВт (1956 г.), на Памире, на реке Гунт Хорогская ГЭС (1971-1973) и Памирская ГЭС-1 (1984-2005) с общей мощностью 37 МВт.</p>
ТЭС	<p>В Таджикистане в данный момент работает две ТЭЦ: Душанбинская (198 МВт), на газе и мазуте, построенная при СССР, и Душанбинская – 2 (400 МВт), на угле.</p>
ВИЭ	<p>Таджикистан обладает значительными энергетическими запасами ресурсов ВИЭ. Базовыми являются гидроресурсы, которые являются самыми</p>

	<p>высокоэффективными среди прочих в стране, а вырабатываемая на ГЭС электроэнергия — самая дешевая в Таджикистане. Ресурсы солнечной и ветровой энергии, энергия биомассы, термальных источников могут практически обеспечить около 10% энергетических потребностей страны.</p> <p>В настоящее время используется менее 4% имеющегося потенциала от технических возможных и экономически эффективных запасов гидроресурсов Таджикистана и менее 1% от других видов ВИЭ. В настоящее время, в республике приоритетными проектами являются строительство малых ГЭС, размещенные в непосредственной близости к потребителям.</p> <p>В республике зарегистрированы более 285 действующих малых ГЭС мощностью от 5 до 4300 кВт. Из этого количества 16 малых ГЭС построены и эксплуатируются ОАХК «Барки Точик» и являются государственными.</p> <p>Наиболее крупными из них являются: «Марзич» (4300 кВт) Айнинский район, «Сангикар» Раштский район (1000 кВт), «Питовкул-2» Джиргитальский район (1100 кВт), «Кухистон» Горно-Матчинский район (500 кВт).</p>
Электросетевой комплекс	<p>В объединенной энергосистеме Таджикистана системообразующими является линии электропередачи напряжением 500 кВ, 220 кВ и 110 кВ.</p> <p>Протяжённость линий 500 кВ составляет около 489 км, линии 220 кВ – 1960 км и линии 110 кВ – 4327 км. В системе входят три подстанции 500 кВ, 28 подстанции 220 кВ и 174 подстанции 110 кВ.</p>

№	Наименование электростанции	Установленная мощность генерирующих установок (МВт)	Количество генерирующих установок (шт.)	Установленная мощность электростанции (МВт)
Гидравлические электростанции				
1.	Нурекская ГЭС	320/335	1/8	3000
2.	Байпазинская ГЭС	150	4	600
3.	Головная ГЭС	35/45	3/3	240
4.	Кайракумская ГЭС	21	6	126
5.	Сангтудинская ГЭС 1	167	4	670
6.	Сангтудинская ГЭС 2	110	2	220
7.	Перепадная ГЭС	10,8/8,35	2/1	29,95
8.	Центральная ГЭС	7,5	2	15

9.	Каскад Варзобских ГЭС	3,72/7,2/1,76	2/2/2	7,44/14,4/3,52
10.	Памир-1	-	-	28
11.	Хорог	-	-	9
12.	Намангут	-	-	2,5
13.	Таджикистан	-	-	1,5
14.	Шуджант	-	-	0,64
Тепловые электростанции				
15.	Душанбинская ТЭЦ	35/42/86	2/1/1	198
16.	Яванская ТЭЦ	60	2	120
17.	Душанбинская ТЭЦ-2	50/150	2/2	400

Возобновляемые источники энергии			
№	Наименование электростанции	Количество генерирующих установок (шт.)	Установленная мощность электростанции (кВт)
1.	СЭС	2433 (солнечных установок)	8,87
2.	ВЭС	9 (ветровых установок)	5,1
3.	Малые ГЭС	285	26565

№	Электрические подстанции	Количество (шт.)	Трансформаторная мощность (МВА)
1.	ПС 500 кВ	3	3906
2.	ПС 220 кВ	7	2528
	Всего	10	6434

Производство и потребление электроэнергии в Республике Таджикистан

Производство

Среднемноголетняя выработка электроэнергии в таджикской энергосистеме, состоящей в основном из ГЭС, составляет 17 млрд.кВтч. Более 95% электроэнергии, вырабатываемой в Таджикистане, произведено на ГЭС, в том числе 94% на крупных и средних.

Выработка электроэнергии на ГЭС имеет сезонный характер и зависит от стока воды в реках. Самый низкий уровень выработки электроэнергии наблюдается в осенне-зимний период (с октября по апрель/май), в то время как спрос на электроэнергию в это время - самый высокий. В то же время, в летний период подача электроэнергии наиболее надежная, т.к. в это время года имеется избыток электроэнергии в объеме 3-7 млрд. кВтч.

Выработка электроэнергии Республики Таджикистан за 2017 год

Наименование	Выработка Э/Э (тыс.кВтч)
Общ. Выработка э/э в Республики	18095309
ОАХК «Барки Точик»	15352610
Сангтуда-1	1862473
Сангтуда-2	701341
ОАО «Помир энерджи»	178885
Малые ГЭС ОАХК «Барки Точик»	5625

Потребление

Основным потребителем электроэнергии в стране является коммунальное хозяйство, которое потребляет почти 47% от всей производимой электроэнергии в стране. Вторыми по величине потребления электроэнергии являются промышленные предприятия, которые потребляют 41,11%. Сельское хозяйство занимает третью позицию, используя 16% от общего потребления.

Потребления электроэнергии Республики Таджикистан за 2017 год

Наименование	Потребление ЭЭ	
	млрд.кВтч	%
Общ. Потребления э/э Республики (полезный отпуск ЭЭ)	13,5	100,00%
Промышленность	4,2	31,11%
Сельское хозяйство	2,1	15,56%
Коммунальное хозяйство	6,3	46,67%
Транспорт	0,011	0,08%
Прочее	0,9	6,67%

Экспорт-Импорт

В настоящее время между Республикой Таджикистан и соседними государствами имеется 13 линий электропередачи (ЛЭП) различного напряжения, в том числе 2 ЛЭП 500 кВ, 6 ЛЭП 220 кВ, 4 ЛЭП 110 кВ и 1 ЛЭП 35 кВ, общей пропускной способностью 4570 МВт, из которых 3500 МВт приходится на ЛЭП между Таджикистаном и Узбекистаном, 500 МВт между Таджикистаном и Кыргызстаном и 570 МВт между Таджикистаном и Афганистаном.

Из этих линий на сегодня частично используется ЛЭП 220 кВ «Сангтуда-1 – Пули Хумри (Афганистан)» и ЛЭП 110 кВ «Герань – Кундуз (Афганистан)», ЛЭП 220кВ «Канибадам – Айгульташ (Кыргызстан)» и ЛЭП 110 кВ и 35 кВ в Кыргызстан.

Также, начиная с апреля 2018 года, экспорт электроэнергии в Республику Узбекистан осуществлялся линиями электропередачи 220 кВ «Регар-Гулча» «Регар-Денав», «Узловая-Сирдаринская ГРЭС-1», «Узловая-Сирдаринская ГРЭС - 2» и линии электропередач 500 кВ «Регар-Сурхан» (Л508). Объем экспортированной электроэнергии за вегетационный период 2018 года составило 1 млрд. 440 млн.кВтч.

Частичное использование вышеуказанных линий связано с отсутствием возможностей экспорта электроэнергии в зимний период из-за отсутствия избыточной электроэнергии внутри самого Таджикистана. К примеру, ЛЭП 220кВ

«Сангтуда-1 – Пули Хумри (Афганистан)» летом загружается на более чем на 300 МВт, в то время как зимой этот показатель едва ли достигает 50 МВт. С учетом этих обстоятельств, Таджикистан за предыдущие годы экспортировал в Афганистан порядка 1,2-1,3 млрд.кВтч., а в Кыргызскую Республику - 150-160 млн.кВтч. Экспорт осуществляется согласно Соглашениям между ОАХК «Барки Точик» и энергетическими компаниями Афганистана и Кыргызстана.

Экспорт/импорт в 2017 году, млн.кВтч:

Импорт	97,405
Экспорт	1398,356
в.т.ч. в Афганистан	1312,521
в Кыргызстан	85,835

2.4.9. Туркменистан

Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики Туркменистана по состоянию на 31.12.2018. Данные не представлены.

2.4.10. Республика Узбекистан.

Общая характеристика и основные показатели электроэнергетики Республики Узбекистан по состоянию на 31.12.2018. Данные не представлены.

3. Экология

3.1. Основные нормативные правовые акты, принятые в государствах-участниках СНГ в 2017-2018 гг.

Азербайджанская Республика	Закон Азербайджанской Республики от 14 апреля 2017 года № 594-VQD «О внесении изменений в Закон Азербайджанской Республики «О производственных и бытовых отходах».
	Закон Азербайджанской Республики от 14 апреля 2017 года № 590-VQD «О внесении изменения в Закон Азербайджанской Республики «Об охране окружающей среды».
	Постановление Кабинета Министров Азербайджанской Республики от 10 апреля 2017 года № 140 «О внесении изменений в Постановление Кабинета Министров Азербайджанской Республики «О нормативно-правовых актах по гидрометеорологии и мониторингу природной среды» от 14 декабря 1998 года № 237».
Республика Армения	Закон Республики Армения от 6 декабря 2017 года № ЗР-214 «О внесении дополнений в Кодекс Республики Армения о недрах».
	Закон Республики Армения от 10 ноября 2017 года № ЗР-174 «О внесении изменения в Закон Республики Армения «Об отходах».
	Закон Республики Армения от 27 марта 2017 года № ЗР-78 «О внесении изменения и дополнения в Закон Республики Армения «О природоохранных и природопользовательских платежах».

Республика Беларусь	Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 19 января 2017 года № 47 «О некоторых мерах по реализации Закона Республики Беларусь от 18 июля 2016 года «О государственной экологической экспертизе, стратегической экологической оценке и оценке воздействия на окружающую среду».
	Постановление Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 26 мая 2017 года № 16 «О некоторых вопросах нормирования сбросов химических и иных веществ в составе сточных вод».
	Постановление Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 18 июля 2017 года № 5-г «Об утверждении экологических норм и правил» (ЭкоНиП 17.01.06-001-2017 «Охрана окружающей среды и природопользование. Требования экологической безопасности»).
	Постановление Национального статистического комитета Республики Беларусь от 14 июня 2018 года № 39 «Об утверждении Методики по расчету объема совокупных расходов на охрану окружающей среды».
Республика Казахстан	Постановление Правительства Республики Казахстан от 24 января 2017 года № 13 «Об утверждении Правил предоставления информации центральными государственными органами и местными исполнительными органами для составления Национального доклада о состоянии окружающей среды и об использовании природных ресурсов Республики Казахстан».
	Приказ Министра финансов Республики Казахстан от 26 февраля 2018 года № 289 «Об утверждении форм сведений о плательщиках платы за эмиссии в окружающую среду и объектах обложения, выданных экологических разрешениях, установленных нормативах эмиссий в окружающую среду, изменениях, внесенных в экологические разрешения и в установленные нормативы эмиссий в окружающую среду, а также по природопользователям, касающиеся временного хранения ими отходов производства и потребления, и о фактических объемах эмиссий в окружающую среду, установленных в ходе осуществления проверок по соблюдению экологического законодательства Республики Казахстан (государственный экологический контроль) с учетом обжалования результатов таких проверок в соответствии с законами Республики Казахстан и правил представления сведений о фактических объемах эмиссий в окружающую среду, установленных в ходе осуществления проверок по соблюдению экологического законодательства Республики Казахстан (государственный экологический контроль) с учетом обжалования результатов таких проверок в соответствии с законами Республики Казахстан».

	Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 7 сентября 2018 года № 356 «Об утверждении Правил ведения автоматизированного мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля и требований к отчетности по результатам производственного экологического контроля».
Кыргызская Республика	Постановление Правительства Кыргызской Республики от 16 июля 2018 года № 328 «Об утверждении Положения о порядке предоставления информации в области гидрометеорологии и мониторинга загрязнения окружающей природной среды уполномоченным государственным органом в сфере гидрометеорологии».
Республика Молдова	Закон Республики Молдова от 2 марта 2017 года № 11 «О стратегической экологической оценке».
	Постановление Правительства Республики Молдова от 19 декабря 2018 года № 1249 «Об организации и функционировании Государственного учреждения «Подразделения по внедрению проектов в области окружающей среды».
	Постановление Правительства Республики Молдова от 13 июня 2018 года № 548 «Об организации и функционировании Инспекции по охране окружающей среды».
	Постановление Правительства Республики Молдова от 13 июня 2018 года № 549 «Об учреждении, организации и функционировании Агентства окружающей среды».
	Постановление Правительства Республики Молдова от 30 августа 2017 года № 695 «Об организации и функционировании Министерства сельского хозяйства, регионального развития и охраны окружающей среды».
	Приказ Министерства финансов и Министерства окружающей среды Республики Молдова от 6 марта 2017 года № 45/28 «Об утверждении Положения о возмещении платежей за загрязнение окружающей среды, уплаченных излишне или ошибочно».
	Приказ Министерства финансов Республики Молдова от 2 февраля 2017 года № 21 «Об утверждении формы Отчета о плате за выбросы, сбор загрязнителей и размещение отходов и Инструкции по его заполнению».
Российская Федерация	Федеральный закон от 25 декабря 2018 года № 483-ФЗ «О внесении изменений в статью 29.1 Федерального закона «Об отходах производства и потребления».
	Федеральный закон от 25 декабря 2018 года № 496-ФЗ «О внесении изменений в статью 14 Федерального закона «Об экологической экспертизе» и Федеральный закон

Российская Федерация	«О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации».
	Постановление Правительства Российской Федерации от 28 октября 2017 года № 1310 «Об образовании Правительственной комиссии по вопросам обращения с отходами производства и потребления».
	Постановление Правительства Российской Федерации от 8 сентября 2017 года № 1082 «О федеральной государственной информационной системе общественного контроля в области охраны окружающей среды и природопользования».
	Постановление Правительства Российской Федерации № 841 от 04 июля 2017 года «О внесении изменений в постановления Правительства Российской Федерации от 2 марта 2000 года № 182 и от 2 марта 2000 года № 183».
	Постановление Правительства Российской Федерации № 707 от 14 июня 2017 года «О внесении изменения в Положение о федеральном государственном санитарно-эпидемиологическом надзоре».
	Постановление Правительства Российской Федерации от 22 апреля 2017 года № 485 «О составе материалов и результатов инженерных изысканий, подлежащих размещению в информационных системах обеспечения градостроительной деятельности, федеральной государственной информационной системе территориального планирования, государственном фонде материалов и данных инженерных изысканий, едином государственном фонде данных о состоянии окружающей среды, ее загрязнении, а также о форме и порядке их представления».
	Постановление Правительства Российской Федерации № 445 от 13 апреля 2017 года «Об утверждении Правил ведения государственного реестра объектов накопленного вреда окружающей среде».
	Постановление Правительства Российской Федерации от 3 марта 2017 года № 255 «Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду» (в редакции Постановления Правительства Российской Федерации от 29 июня 2018 года № 758).
	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 20 июня 2017 года № 1299-р о «Перечне основного технологического оборудования, эксплуатируемого в случае применения наилучших доступных технологий».
	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 07 апреля 2018 года № 622-р об «Изменениях, которые вносятся в перечень основного технологического оборудования, эксплуатируемого в случае применения НДТ».

Российская Федерация	Приказ Росстандарта России от 22 декабря 2017 года № 2929 «Об утверждении информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» (ИТС 38 - 2017).
	Приказ Минприроды России от 11 октября 2018 года № 510 «Об утверждении формы заявки на получение комплексного экологического разрешения и формы комплексного экологического разрешения».
	Приказ Минприроды России от 18 апреля 2018 года № 154 «Об утверждении перечня объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, относящихся к I категории, вклад которых в суммарные выбросы, сбросы загрязняющих веществ в Российской Федерации составляет не менее чем 60 процентов».
	Приказ Минприроды России от 28 февраля 2018 года № 74 «Об утверждении требований к содержанию программы производственного экологического контроля, порядка и сроков представления отчета об организации и о результатах осуществления производственного экологического контроля».
Республика Таджикистан	Закон Республики Таджикистан от 18 июля 2017 года № 1448 «Об оценке воздействия на окружающую среду».
	Постановление Маджлиси Намояндагон Маджлиси Оли Республики Таджикистан от 7 июня 2017 года №806 «О принятии Закона Республики Таджикистан «Об оценке воздействия на окружающую среду».
	Постановление Маджлиси Милли Маджлиси Оли Республики Таджикистан от 12 июля 2017 года № 427 «О Законе Республики Таджикистан «О внесении изменений и дополнений в Закон Республики Таджикистан «Об охране окружающей среды».
	Постановление Маджлиси Намояндагон Маджлиси Оли Республики Таджикистан от 17 мая 2017 года № 784 «О принятии Закона Республики Таджикистан «О внесении изменений и дополнений в Закон Республики Таджикистан «Об охране окружающей среды».
	Постановление Правительства Республики Таджикистан от 1 ноября 2018 года № 532 «О Порядке оценки воздействия на окружающую среду, классификации объектов оценки по категориям, в зависимости от характера их воздействия на окружающую среду, а также критериях, определяющих категории опасности объектов планируемой деятельности для окружающей среды».
Туркменистан	Закон Туркменистана от 3 июня 2017 года № 569-V «Об экологической безопасности».

Республика Узбекистан	Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан от 26 ноября 2018 года № 958 «О мерах по дальнейшему развитию научно-исследовательской базы в сфере экологии и охраны окружающей среды».
	Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан от 22 ноября 2018 года № 949 «Об утверждении Положения о государственной экологической экспертизе».
	Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан от 11 октября 2018 года № 820 «О мерах по дальнейшему совершенствованию экономических механизмов обеспечения охраны природы».
	Постановление Президента Республики Узбекистан от 03 октября 2018 года № ПП-3956 «О дополнительных мерах по совершенствованию системы государственного управления в сфере экологии и охраны окружающей среды».
	Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан от 26 апреля 2018 года. № 307 «О развитии сотрудничества с Глобальным экологическим фондом».
	Постановление Президента Республики Узбекистан от 21 апреля 2017 года № ПП-2915 «О мерах по обеспечению организации деятельности Государственного комитета Республики Узбекистан по экологии и охране окружающей среды».
	Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан от 15 июня 2017 года № 375 «Об утверждении Положения о порядке формирования и использования средств Фонда экологии, охраны окружающей среды и обращения с отходами».
	Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан от 15 июня 2017 года № 377 «Об утверждении Положения о Центре специализированного аналитического контроля в области охраны окружающей среды при Государственном комитете Республики Узбекистан по экологии и охране окружающей среды».
	Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан от 9 июня 2017 года № 368 «Об утверждении Положения об Инспекции по контролю за образованием, сбором, хранением, транспортировкой, утилизацией, переработкой, захоронением и реализацией отходов Государственного комитета Республики Узбекистан по экологии и охране окружающей среды».
Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан от 23 мая 2017 года № 310 «Об утверждении Положения о государственном комитете Республики Узбекистан по экологии и охране окружающей среды».	

**3.2. Обзоры и доклады по вопросам экологии в государствах-участниках СНГ,
изданные (выпущенные) в 2017-2018 годах
(Содержание документов см. в Приложении 3)**

Подготовлен	Наименование документа		Год выпуска
Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидромет)	Обзор фонового состояния окружающей природной среды на территории стран СНГ за 2017 год		2018
Государства-участники СНГ	Подготовлен	Наименование документа	Год выпуска
Республика Казахстан	Министерство энергетики Республики Казахстан	Национальный доклад о состоянии окружающей среды и об использовании природных ресурсов Республики Казахстан за 2017 год	2017
Российская Федерация	Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации	Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2017 году»	2018
	Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидромет)	Обзор состояния и загрязнения окружающей среды в Российской Федерации за 2017 год	2018
Республика Таджикистан	Европейская экономическая комиссия ООН (UNECE)	Обзоры результативности экологической деятельности. Выпуск № 45 Третий Обзор результативности экологической деятельности	2017

3.3. Данные по экологии в электроэнергетике государств-участников СНГ

Кыргызская республика

Таблица 3.1. – Валовые выбросы загрязняющих веществ ТЭС отрасли электроэнергетика, млн т.

	2015	2017	2018
Выбросы загрязняющих веществ	0,030	0,020	0,023
в том числе:			
зола твердого топлива	0,014	0,0082	0,0088
диоксид серы	0,013	0,010	0,0082
оксиды азота	0,0021	0,0022	0,0023

Таблица 3.2. – Удельные выбросы загрязняющих веществ ТЭС отрасли электроэнергетика, кг/т у.т.

	2015	2017	2018
Зола твердого топлива	129,9	145,6	155,8
Диоксид серы на серосодержащее топливо	138,4	113,8	167,9
Оксиды азота на все топливо	541,9	646,5	575,4

Таблица 3.3. – Водоотведение в поверхностные водные объекты

	2015	2017	2018
Отведено в поверхностные водные объекты, тыс. м ³	288 181,1	274 009,2	259 439,2
В том числе:			
Нормативно-чистых без очистки, тыс. м ³	286 487	272 398	257 502
То же, %	99,4	99,4	99,3
Нормативно-очищенных, тыс. м ³	1694,132	1611,201	1937,2
То же, %	0,6	0,6	0,7
Загрязненных недостаточно очищенных, тыс. м ³	-	-	-
То же, %			
Загрязненных без очистки, тыс. м ³	-	-	-
То же, %			

Таблица 3.4. – Динамика образования и использования золошлаков в период с 1990 по 2018 годы, млн т

	2010	2015	2017	2018
Объем образования ЗШО	0,117	0,121	0,114	0,129
Использовано ЗШО, всего	0,015	-	-	-

Российская Федерация

Источник информации: Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» (ИТС 38- 2017).

Валовые выбросы загрязняющих веществ ТЭС отрасли электроэнергетика за период с 1990 года по 2015 год представлены в таблице 3.1. и на рисунке 3.1., удельные выбросы загрязняющих веществ за указанный период в таблице 3.2. и на рисунке 3.2.

Таблица 3.1. – Валовые выбросы загрязняющих веществ ТЭС отрасли электроэнергетика, млн т.

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2017	2018
Выбросы загрязняющих веществ	7,15	4,6	3,40	3,02	2,92	2,35	2,37	2,28
в том числе:								
зола твердого топлива	2,42	1,38	1,02	0,92	0,90	0,59	0,5	0,46
диоксид серы	3,12	2,05	1,44	1,19	1,12	0,97	0,91	0,9
оксиды азота	1,61	1,17	0,94	0,91	0,89	0,80	0,76	0,75

Таблица 3.2. – Удельные выбросы загрязняющих веществ ТЭС отрасли электроэнергетика, кг/т у.т.

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2017	2018
Зола твердого топлива	24,23	18,43	14,1	13,11	11,63	8,43	5,30	4,87
Диоксид серы на серосодержащее топливо	21,76	19,95	16,5	13,66	13,63	13,49	3,94	3,745
Оксиды азота на все топливо	4,63	4,36	3,87	3,23	3,35	3,24	3,108	2,987

За последние 25 лет валовый выброс загрязняющих веществ ТЭС отрасли сократился в 3 раза (с 7,15 млн т в 1990 г. до 2,35 млн т в 2015 г.). В настоящее время абсолютное большинство ТЭС обеспечивают соблюдение предельно допустимых выбросов (ПДВ).

Значительное уменьшение негативного воздействия объектов электроэнергетики на окружающую среду обусловлено, в том числе:

- существенным сокращением потребления жидкого топлива (с 42,4 млн т у.т. в 1990 г. до 2-3 млн т у.т. в 2015 г.);
- внедрением комплекса технологических мер подавления оксидов азота на котлах ТЭС.

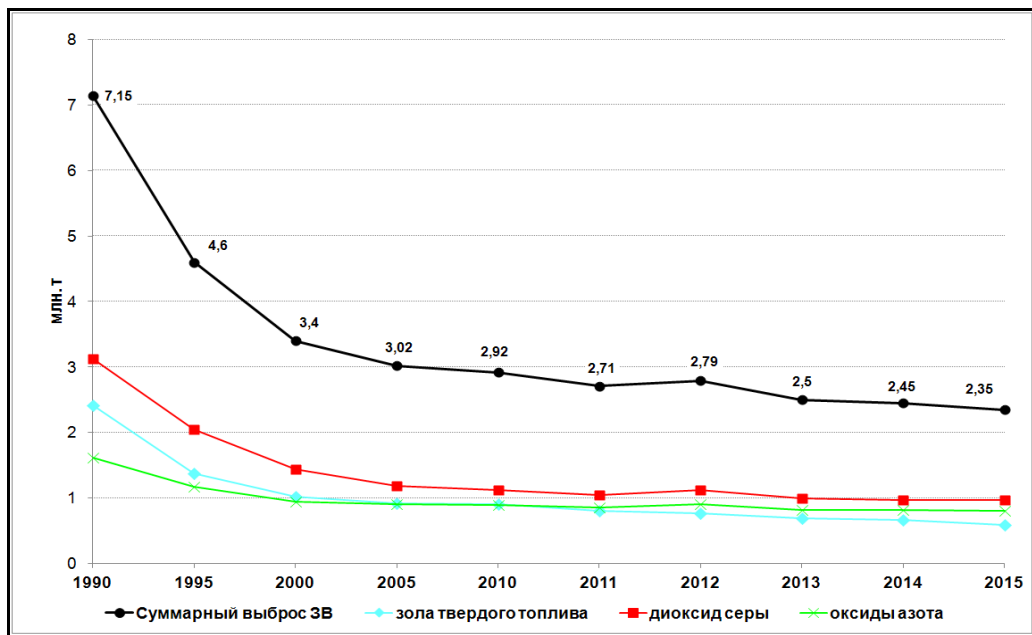


Рис. 3.1. - Валовые выбросы загрязняющих веществ ТЭС отрасли электроэнергетики, млн т.

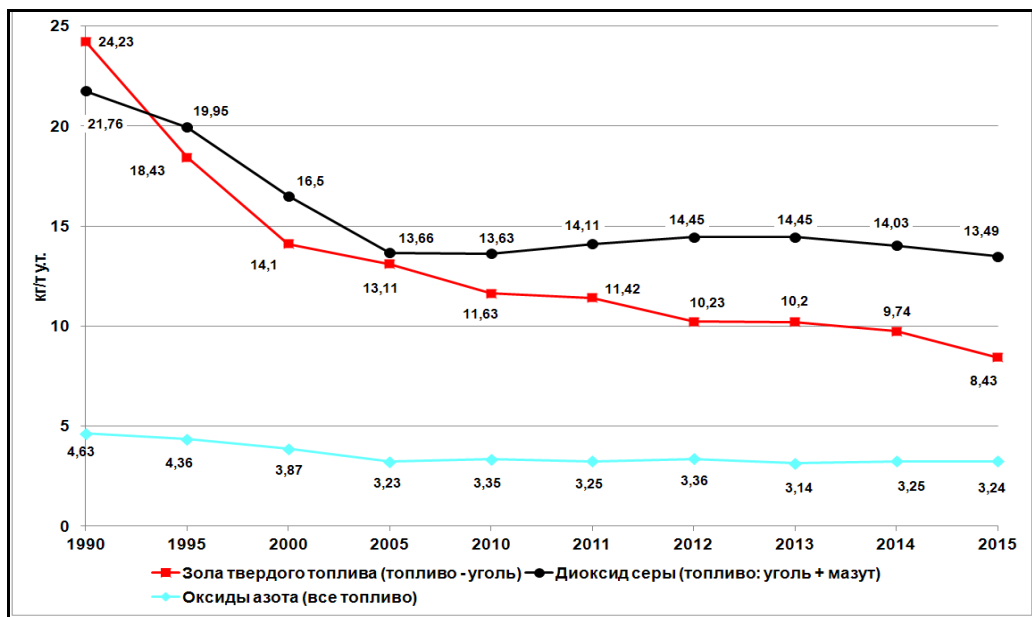


Рис. 3.2. - Удельные выбросы загрязняющих веществ ТЭС отрасли электроэнергетики, кг/т у.т.

Снижение выбросов в атмосферу от тепловых электростанций России в 2018 году по сравнению с 2015 годом составило 0,292 млн. тонн (11,9 %).

Показатель удельного расхода условного топлива на производство электрической энергии за указанный период снизился с 319,8 г у.т./кВтч до 309,8 г у.т./кВтч. Данный показатель необходимо рассматривать в качестве одного из базовых параметров оценки уровня антропогенного воздействия ТЭС. Таким образом, при росте объема установленных мощностей ТЭС, росте отпуска электрической и тепловой энергии, росте валового потребления первичного органического топлива, тепловые электростанции снизили выброс загрязняющих веществ в атмосферу на 11,9 % за 5 лет.

Таблица 3.3. – Водоотведение в поверхностные водные объекты

	2013	2014	2015	2017	2018
Отведено в поверхностные водные объекты, тыс. м ³	19177076	18530822	17577941	23218819,5	22256865,4
В том числе:					
Нормативно-чистых без очистки, тыс. м ³	17732464	17337587	16046107	22602209,4	21563325,5
Нормативно-очищенных, тыс. м ³	66328	56061	52797	67819,4	77075,8
Загрязненных недостаточно очищенных, тыс. м ³	171811	169074	162496	153800,7	135147,8
Загрязненных без очистки, тыс. м ³	1188348	1200085	1283652	394990,0	391316,8

Таблица 3.4. – Динамика образования и использования золошлаков в период с 2000 по 2018 годы, млн т

	2000	2005	2010	2015	2017	2018
Объем образования ЗШО	24,50	21,39	26,72	21,32	18,9	2,4
Использовано ЗШО, всего	6,70	4,47	2,84	9,98	19,8	2,77

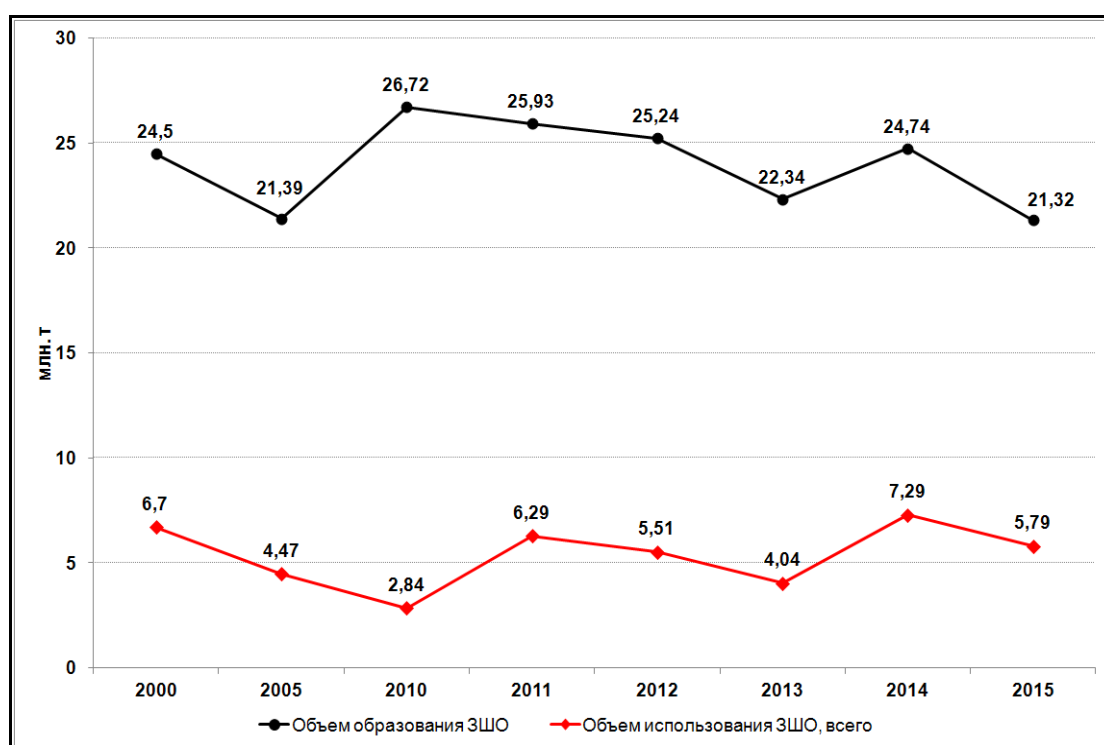


Рис. 3.3. - Динамика образования и использования золошлаков в период с 2000 по 2015 годы.

Объем использования золошлаковых отходов колебался по годам с 2,84 млн т в 2010 г. до 5,79 млн т в 2015 г. Основные направления использования ЗШО: отсыпка дамб золошлакоотвалов, ремонт и строительство дорог, планировка

территорий, добавки при производстве стройматериалов (цемента, кирпича, шлакоблоков, ячеистого бетона и т.п.).

Проектный объем золошлакоотвалов угольных ТЭС составляет 1321,3 млн.м³, при этом остаточная емкость этих отвалов на конец 2015 г. составила 222,4 млн.м³, таким образом первоначальная емкость золошлакоотвалов использована более чем на 83 %.

Республика Таджикистан

Валовые выбросы загрязняющих веществ от объектов ДТЭЦ (ТЭЦ-1, 2 и котельные) за период с 1995 года по 2018 год (тыс.т.)

	1995	2000	2005	2010	2015	2017	2018
Выбросы загрязняющих веществ, всего	0,116	0,104	0,259	0,230	1,630	8,638	9,449
в том числе							
Зола			0,033	0,032	0,200	0,989	1,494
диоксид серы			0,193	0,184	1,299	7,337	7,530
оксиды азота	0,116	0,104	0,033	0,014	0,131	0,312	0,425

Удельные выбросы загрязняющих веществ от объектов ДТЭЦ (ТЭЦ-1, 2 и котельные) за период с 1995 года по 2018 год (кг/т у.т.)

	1995	2000	2005	2010	2015	2017	2018
Зола			1,245	1,386	13,6	2,370	2,530
диоксид серы			7,282	7,972	8,833	17,585	12,750
оксиды азота	0,899	0,584	1,245	0,607	0,891	0,748	0,720

За период с 1995 по 2018 год валовый выброс загрязняющих веществ увеличился в связи со строительством и вводом в эксплуатацию первой и второй очереди ТЭЦ-2.

Водоотведение в поверхностные водные объекты (река Душанбинка)

	2011	2012	2013	2014	2015	2017	2018
Отведено в поверхностные водные объекты, тыс. м ³	659	841	876	617	687	7999	5147
в том числе							
Нормативночистых без очистки, тыс. м ³	659	841	876	617	687	7999	5147

4. Изменение климата

4.1. Основные нормативные правовые акты, принятые в государствах-участниках СНГ в 2017-2018 годах

Республика Казахстан	Постановление Правительства Республики Казахстан от 26 декабря 2017 года № 873 «Об утверждении Национального плана распределения квот на выбросы парниковых газов на 2018 - 2020 годы».
	Постановление Правительства Республики Казахстан от 15 июня 2017 года № 370 «Об утверждении Правил распределения квот на выбросы парниковых газов и формирования резервов установленного количества и объема квот Национального плана распределения квот на выбросы парниковых газов».
Республика Молдова	Постановление Правительства Республики Молдова от 21 февраля 2018 года № 160 «Об утверждении Программы по продвижению «зеленой» экономики в Республике Молдова на 2018-2020 годы и Плана действий по ее внедрению».
Российская Федерация	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30 апреля 2018 г. № 842-р «О внесении изменений в Концепцию формирования системы мониторинга, отчетности и проверки объема выбросов парниковых газов в Российской Федерации, утвержденную распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 апреля 2015 г. «№ 716-р».
	Методические указания по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов, утверждённые приказом Минприроды России от 29 июня 2017 г. № 330.
Республика Узбекистан	Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан от 09 января 2018 года № 17 «О мерах по дальнейшему совершенствованию регулирования импорта в Республику Узбекистан и экспорта из Республики Узбекистан озоноразрушающих веществ и продукции, их содержащей».

4.2. Доклады, национальные сообщения, изданные (выпущенные) в 2017-2018 годах в в государствах-участниках СНГ, согласно рамочной конвенции ООН об изменении климата

(Содержание документов см. в Приложении 4)

Подготовлен	Наименование документа	Год выпуска
Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидромет)	Сводное сообщение о состоянии и изменении климата на территории государств-участников СНГ за 2017 год.	2018

Государства-участники СНГ	Национальные сообщения, доклады
Азербайджанская Республика	Второй двухгодичный обновленный доклад Азербайджанской Республики Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2018 год.
Республика Беларусь	Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским
Республика Казахстан	Седьмое Национальное сообщение и третий двухгодичный доклад Республики Казахстан Рамочной конвенции ООН об изменении климата, 2017 год.
	Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990-2016 гг., 2018 год.
Республика Молдова	Четвертое Национальное сообщение Республики Молдова, 2018 год (англ.).
Российская Федерация	Седьмое Национальное сообщение Российской Федерации, 2017 год.
	Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990-2016 гг., часть 1, 2018 год.

4.3. Подписание и ратификация государствами-участниками СНГ Парижского соглашения по климату

В ноябре – декабре 2015 года в Париже прошла 21-я Конференция Сторон Рамочной Конвенции ООН об изменении климата (РКИК ООН). По результатам Конференции принято Парижское соглашение. Все государства-участники СНГ подписали соглашение, восемь из них, в том числе: Азербайджанская Республика, Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Республика Молдова, Республика Таджикистан, Туркменистан и Украина ратифицировали Соглашение (Таблица 4.2). Составлено по данным РКИК ООН.

Таблица 4.1. – Даты подписания и ратификации Парижского соглашения государствами – участниками СНГ

Государства-участники СНГ	Процент парниковых газов для ратификации	Дата подписания	Дата вступления соглашения в силу
 Азербайджанская Республика	0.13%	22 апреля 2016 года	8 февраля 2017 года
 Республика Армения	0.02%	20 сентября 2016 года	22 апреля 2017 года
 Республика Беларусь	0.24%	22 апреля 2016 года	4 ноября 2016 года
 Республика Казахстан	0.84%	2 августа 2016 года	5 января 2017 года
 Кыргызская Республика	0.03%	21 сентября 2016 года	
 Республика Молдова	0.04%	21 сентября 2016 года	20 июля 2017 года
 Российская Федерация	7.53%	22 апреля 2016 года	*
 Республика Таджикистан	0.02%	22 апреля 2016 года	21 апреля 2017 года
 Туркменистан	0.20%	23 сентября 2016 года	19 ноября 2016 года
 Республика Узбекистан	0.54%	19 апреля 2017 года	3 октября 2018 года
 Украина	1.04%	22 апреля 2016 года	4 ноября 2016 года

*Постановлением Правительства Российской Федерации «О принятии Парижского соглашения» от 21 сентября 2019 года № 1228.

4.4. Качественные и количественные характеристики обязательств государств-участников СНГ

Во исполнение соответствующих решений Конференции Сторон РКИК ООН государства-участники СНГ представили предполагаемые национально определяемые вклады (INDC) (Таблица 4.2). Составлено по данным РКИК ООН.

Таблица 4.2. – Определяемые на национальном уровне вклады (INDC) для государств-участников СНГ

Государства-участники СНГ		Определяемые на национальном уровне вклады (INDC) для государств-участников СНГ
	Азербайджанская Республика	Сокращение выбросов парниковых газов на 35% к 2030 году по сравнению с 1990 годом.
	Республика Армения	На 2015 – 2050 годы предел выбросов парниковых газов в 633 млн тонн, или 5,4 тонны на душу населения; предполагают, что к 2050 году площадь лесного покрова страны должна достичь 20%.
	Республика Беларусь	К 2030 году сокращение выбросов парниковых газов не менее чем на 28% к уровню 1990 года.
	Республика Казахстан	К 2030 году сокращение выбросов парниковых газов не менее чем на 15% к уровню 1990 года.
	Кыргызская Республика	К 2030 году сокращение выбросов парниковых газов на 11,49-13,75% относительно 2010 года; дополнительно, к 2030 году при международной поддержке возможно сокращение на 29-31% относительно 2010 года.
	Республика Молдова	К 2030 году сокращение выбросов на 64 – 67% к уровню 1990 года.
	Российская Федерация	К 2030 году сокращение выбросов парниковых газов до 25-30% по сравнению с уровнем 1990 года, при условии максимально возможного учета поглощающей способности лесов.
	Республика Таджикистан	К 2030 году потенциал снижения выбросов парниковых газов в Республике Таджикистан позволит обеспечить 65-75% от уровня 1990 года.
	Туркменистан	К 2030 году цель – сократить темпы роста выбросов парниковых газов по отношению к росту ВВП; снизить потребление энергии и производство CO ₂ на единицу ВВП; после достижения объема выбросов парниковых газов 135,8 млн тонн в CO ₂ -экв. и обеспечить стабилизацию на этом уровне.
	Республика Узбекистан	К 2030 году снижение удельных выбросов парниковых газов на единицу ВВП на 10% от уровня 2010 года.
	Украина	К 2030 году сокращение выбросов на 40% к уровню 1990 года, с учетом использования земель и поглощающей способности лесов.

4.5. Итоги 1-го Совещания Сторон Парижского соглашения в Катовице

2 – 14 декабря в Катовице, Польша состоялось 1-е Совещание Сторон Парижского соглашения (24-я Конференция сторон РКИК ООН, 14-е Совещание Сторон Киотского протокола).

Важнейшим итогом Совещания стало утверждение свода правил Парижского соглашения (из которых принято 80%) и руководства по адаптации к изменению климата. Правила определяют, в том числе, как страны должны отчитываться: о

мерах по снижению выбросов парниковых газов, о действиях в области адаптации, о выделяемых средствах и их тратах – делать это придется раз в пять лет, в 2023 и 2028 годах.

Договориться об экономических механизмах делегаты не смогли. На 2019 год оставлено регламентирование сотрудничества стран по снижению выбросов парниковых газов, включая двухсторонние совместные проекты. Успехов в расширении страновых обязательств Совещание не достигло. Несмотря на данные о росте выбросов парниковых газов в мире в 2017 году (после трехлетней стабилизации) и плохой прогноз на 2018 год, о планах увеличить обязательства заявили только Канада, ряд стран ЕС и Украина. Действующие добровольные обязательства стран и реализуемые ими меры низкоуглеродного развития выводят мир к повышению глобальной температуры более чем на 3°C к концу века. Чтобы удержать потепление в пределах 2°C, надо увеличить объем обязательств втрое, а для ограничения в 1,5°C – впятеро, говорится в докладе экспертов Программы ООН по окружающей среде.

12 декабря 2018 году в ходе работы Совещания была принята Катовицкая министерская декларация «Леса для Климата». Декларация предусматривает, в том числе, интенсификацию действий по сохранению и увеличению вклада лесов и лесоматериалов в достижении долгосрочной цели Парижского соглашения к 2050 году, а также поддержку научного сообщества по исследованиям и количественной оценке вклада поглотителей и накопителей в достижении баланса между антропогенными выбросами из источников и абсорбцией поглотителями парниковых газов во второй половине этого столетия, а также изучении путей увеличения этого вклада.

Текст декларации доступен по ссылке:

https://cop24.gov.pl/fileadmin/user_upload/Ministerial_Katowice_Declaration_on_Forests_for_Climate_OFFICIAL_ENG.pdf.

4.6. Динамика валовых парниковых газов электростанциями государств-участников СНГ в 2000-2018 годы

Таблица 4.3. – Динамика валовых выбросов CO₂, тыс. т

Государства-участники СНГ	2000	2005	2010	2015	2017	2018
Азербайджанская Республика	15700	16331,8	9852	11726,2		
Республика Армения	1700	1000	1100	н.д.		
Республика Беларусь	20900	23900	25100	20700	21800	23350
Республика Казахстан	60567	91905	103421	100201		
Кыргызская Республика	1500	1400	2100	н.д.	694,128	
Республика Молдова	2651	3535	4368	4800		
Российская Федерация	487800	470200	553000	497000		
Республика Таджикистан	0,274	0,148	0,098	0,077		
Туркменистан	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.		
Республика Узбекистан		29400	32559	н.д.		

**4.7. Данные по выбросам парниковых газов в энергетике
государств-участников СНГ
Республика Казахстан**

Источник информации:

Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990-2016 гг., 2018 год. (Приложение 4)

**Выбросы парниковых газов в категории «Энергетическая промышленность»
за 1990 - 2016 гг. по основным источникам (секторный подход)**

Парниковых газов	1990	2000	2001	2002	2005	2010	2015	2016
Всего, млн тонн CO ₂ - экв.	142,368	60,824	63,310	67,720	92,286	103,851	108,258	111,358
CO ₂ , млн. тонн	141,771	60,567	63,034	67,434	91,904	103,421	107,817	110,902
а. Производство электро- и тепло энергии	112,392	53,557	57,403	58,418	70,614	86,837	92,320	93,369
б. Перегонка нефти	2,877	1,857	2,534	3,177	7,330	5,819	3,123	3,974
с. Производство нефти, газа и твердого топлива	26,500	5,152	3,096	5,838	13,960	10,764	12,374	13,559
CH ₄ , тыс. тонн	2,27	0,85	0,86	1,01	1,52	1,46	1,52	1,55
N ₂ O, тыс. тонн	1,82	0,79	0,86	0,88	1,15	1,32	1,35	1,40

Российская Федерация

Меры по снижению эмиссии парниковых газов

В 2016 году Российская Федерация подписала Парижское соглашение по климату, при котором были обозначены сбалансированные национальные цели по сокращению выбросов парниковых газов. Учитывая, что за 1990-2017 гг. Российская Федерация снизила выбросы парниковых газов на 49 % с учетом сектора «Землепользование, изменения землепользования и лесное хозяйство» и на 29,6 % - без учета, Российская Федерация уже имеет все основания позиционироваться на международном уровне как страна, вносящая один из самых значимых вкладов в предотвращение изменения климата.

При этом необходимо учитывать, что Россия обладает низкоэмиссионной структурой электроэнергетики, поскольку 75 % выработки электроэнергии осуществляется на источниках с низкой удельной эмиссией парниковых газов (АЭС, ГЭС, парогазовые установки, тепловая когенерация электро - и теплоэнергии). По доле низкоэмиссионных технологий в электроэнергетике Россия существенно опережает большинство других стран.

Российская Федерация обладает крупнейшей площадью лесов в мире (около 20 % всех лесов), за счет чего является ключевым поглотителем парниковых газов. Президент Российской Федерации В.В. Путин на 21-й сессии Конференции стран-участниц Рамочной конвенции ООН по вопросам изменения климата подчеркнул принципиальную необходимости зафиксировать важную роль лесов как основных поглотителей парниковых газов.

Потребление первичной энергии в России по-прежнему на 20 % ниже уровня 1990 г. Это обусловлено тем, что многие энергоемкие отрасли промышленности начали использовать новые энергосберегающие технологии. Это привело к тому, что в настоящее время объем выбросов парниковых газов в России все еще ниже уровня 1990 г. более чем на 30 %.

В течение ближайших пяти лет в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 года № 204 предстоит реализация ряда национальных проектов, в рамках которых, в том числе, предполагается ввод в эксплуатацию значительного числа объектов инфраструктуры топливно-энергетического комплекса. Реализация этих и других мероприятий в рамках национальных проектов, связанных с развитием инфраструктуры, энергетики и промышленности, будет обеспечивать необходимые темпы роста ВВП и неизбежно вести к росту абсолютных показателей выбросов парниковых газов. При этом важно отметить, что заявленные в рамках Парижского соглашения обязательства являются выполнимыми при любых реалистичных сценариях экономического развития.

5. Энергоэффективность и энергосбережение

5.1. Основные нормативные правовые акты, принятые в 2017-2018 годах

Республика Беларусь	Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 9 января 2018 года №13 «О важнейших целевых показателях заказчиков государственных программ на 2018 год» (в ред. Постановлений от 08.06.2018 №444 от 27.12.2018 №948).
	Постановления Совета Министров Республики Беларусь от 26 декабря 2017 года № 1002 «О внесении изменений и дополнений в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 28 марта 2016 года № 248» «Об утверждении Государственной программы «Энергосбережение» на 2016-2020 годы.
	Приказ Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь от 25 октября 2017 года № 152 «Об утверждении формы ведомственной отчетности».
Республика Молдова	Закон Республики Молдова от 19 июля 2018 года № 139 «Об энергоэффективности».
Российская Федерация	Федеральный закон от 19 июля 2018 года № 221-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» и статью 9.16 Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях»
	Постановление Правительства Российской Федерации от 15 ноября 2018 года № 1374 «О внесении изменения в пункт 7 Правил установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности».
	Постановление Правительства Российской Федерации от 30 мая 2018 года № 371 «О внесении изменений в государственную программу Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики».

Российская Федерация	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 19 апреля 2018 года № 703-р о Комплексном плане мероприятий по повышению энергетической эффективности экономики Российской Федерации.
	Приказ Росстандарта от 22 декабря 2017 года № 2929 «Об утверждении информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии».
	Приказ Росстандарта от 29 сентября 2017 года № 2060 «Об утверждении информационно - технический справочника по наилучшим доступным технологиям ИТС 48 - 2017 «Повышение энергетической эффективности при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности».
Республика Узбекистан	Постановление Президента Республики Узбекистан от 23 августа 2017 года № ПП-3238 «О мерах по дальнейшему внедрению современных энергоэффективных и энергосберегающих технологий».

5.2. Обзоры и доклады по вопросам энергоэффективности и энергосбережения в государствах-участниках СНГ, изданные (выпущенные) в 2017-2018 годах (Содержание документов см. в Приложении 5)

Государства-участники СНГ	Подготовлен	Наименование документа	Год выпуска
Европейская экономическая комиссия ООН (ЕЭК ООН)		Преодоление барьеров для инвестиций в энергоэффективность	2017
Республика Армения	Секретариат Энергетической Хартии	Углубленный обзор политики Армении в области энергоэффективности	2017
Кыргызская Республика	Секретариат Энергетической Хартии	Углубленный обзор политики Кыргызской Республики в области энергоэффективности	2018
Российская Федерация	Министерство экономического развития Российской Федерации	Государственный доклад о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации в 2017 году	2018
	Минэнерго Российской Федерации	Отчет о ходе реализации государственной программы «Энергоэффективность и развитие энергетики» за 2017 год	2018

5.3. Динамика удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии на электростанциях и потерь электроэнергии в электрических сетях государств-участников СНГ

Таблица 5.1. – Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии на ТЭС государств-участников СНГ, г у.т./кВтч

Государства-участники СНГ	2000	2005	2010	2015	2017	2018
Азербайджанская Республика	411,3	378,8	317,6	291,96		
Республика Армения	373	390,7	304,0	285,3		
Республика Беларусь	274,8	274,6	268,9	235,5	232,1	235,3
Республика Казахстан	385,0	362,2	352,2	382,1		
Кыргызская Республика	262,5	252,4	403,0	417,1*	413,8	407,1
Республика Молдова	346,0	н.д.	279,4	299,4		
Российская Федерация	341,2	334,3	334,4	322,8	311,2	309,8
Республика Таджикистан	326,6	269,9	440,7	219,7	377,7	387,1
Туркменистан	371,0	439,6	461,6	н.д.		
Республика Узбекистан	379,5	381,0	379,9	374,9	353,1	354,6

*данные ОАО «Электрические станции»

Таблица 5.2. – Расход электроэнергии на ее транспорт в национальных электрических сетях государств-участников СНГ в 2005-2018 гг., млрд.кВтч

Государства-участники СНГ	2005	2010	2015	2017	2018
Азербайджанская Республика	0,93	1,7	0,9	0,44	
Республика Армения	0,8	0,8	0,82		
Республика Беларусь	3,6	3,8	2,91	2,87	2,83
Республика Казахстан	2,4	2,3	2,4*	2,8	
Кыргызская Республика	0,858	0,596	0,703	0,807	0,794
Республика Молдова	н.д.	0,14	0,11	0,11	
Российская Федерация	112,6	104,9	115,0	109,8	118,8
Республика Таджикистан	2,7	2,32	2,65	2,8	3,09
Туркменистан	1,69	3,06	н.д.		
Республика Узбекистан	8,1	7,59	8,55	9,86	9,16

*данные по сетям АО «КЕГОС»

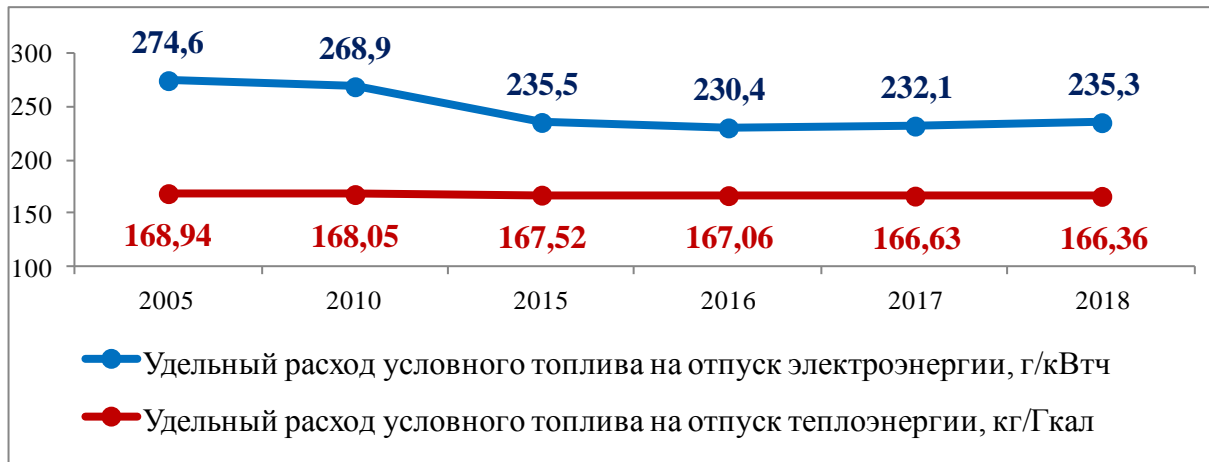
Таблица 5.3. – Относительные расходы электроэнергии на ее транспорт в национальных электрических сетях государств-участников СНГ в 2005-2018 гг., %

Государства-участники СНГ	2005	2010	2015	2017	2018
Азербайджанская Республика	4,0	9,3	4,12		
Республика Армения	14,5	12,5	10,7		
Республика Беларусь	11,08	11,19	9,01	8,85	8,35
Республика Казахстан	5,7	5,3	6,1*		
Кыргызская Республика	6,05	5,17	5,41	5,49	5,32
Республика Молдова	41,7	49,5	9,32		
Российская Федерация	11,8	10,2	10,96	10,23	10,88
Республика Таджикистан	15,8	14,3	15,7	16,1	15,5
Туркменистан	13,2	20,1	н.д.		
Республика Узбекистан	16,9	14,6	14,9	15,9	14,0

*данные по сетям АО «КЕГОС»

Республика Беларусь

Динамика изменения удельного расхода условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии



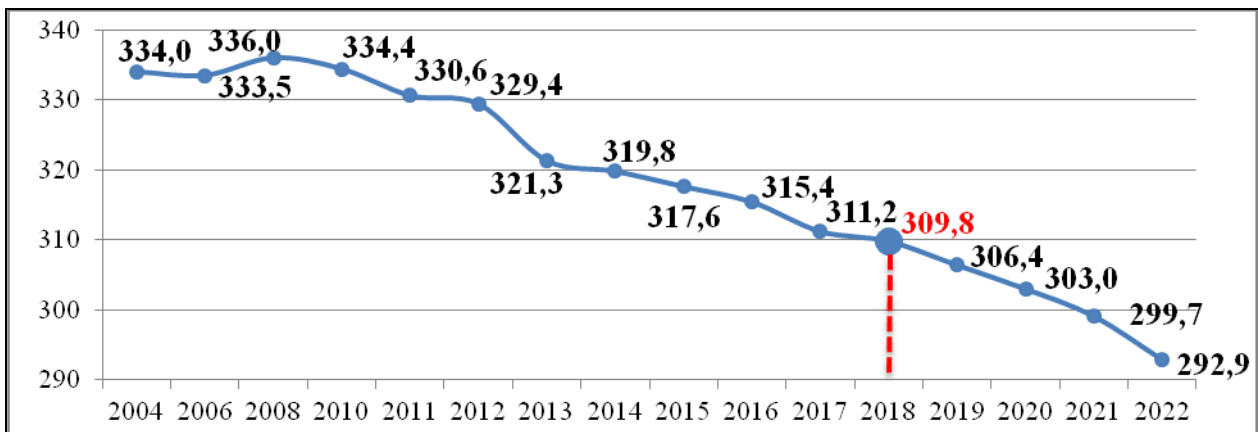
Динамика изменения технологического расхода тепловой и электрической энергии на транспорт в сетях ОЭС Беларуси



Российская Федерация

Удельные расходы условного топлива на отпуск электрической энергии тепловыми электрическими станциями Российской Федерации

Начиная с 2011 года существенно улучшилась динамика снижения удельного расхода условного топлива, относимого на отпуск электрической энергии тепловыми электрическими станциями России.



В 2018 году фактические удельные расходы условного топлива по электроэнергетической отрасли России составили 309,8 г у.т./кВтч грамм условного топлива на отпуск одного киловатт-часа электрической энергии. Данный показатель является минимальным за последние двадцать лет. От уровня 2010 года снижение составило 24,6 г у.т./кВтч.

Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов на источниках комбинированного производства электрической и тепловой энергии с установленной мощностью 25 МВт и более (пропорциональный метод разделения топлива) – 157,9 кг у.т./Гкал.

К основным причинам появления данной положительной тенденции можно назвать обновление основных фондов в области производства электрической энергии, оптимизацию и перераспределение приоритетов при составлении ремонтных программ тепловых электрических станций в сторону работ, направленных на увеличение коэффициента полезного действия основного генерирующего оборудования, действующие в настоящее время в отрасли механизмы нормирования удельных расходов, а также рыночные механизмы продажи электрической энергии (мощности).

Снижение удельных топливных затрат на производство электрической энергии является показателем улучшения энергоэффективности процессов производства электрической энергии, а также значимым фактором при сдерживании топливной составляющей себестоимости производства электрической энергии.

Минэнерго России продолжит работу по снижению удельных расходов условного топлива на отпуск электрической энергии. В 2018 году было принято решение об ужесточении целевых показателей по удельным расходам условного топлива, установленных Министерством в государственной программе «Развитие энергетики». В частности, ранее к 2020 году планируемый уровень УРУТ был установлен на уровне 308-310 г у.т./кВтч, после корректировки плановых значений целевое значение УРУТ в 2020 году составляет 303,0 г у.т./кВтч, с дальнейшим снижением до 285,4 г у.т./кВтч к 2024 году.

Кроме того, в соответствии с Комплексным планом мероприятий по повышению энергетической эффективности экономики Российской Федерации, утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации от 19 апреля 2018 года № 703-р, целевой показатель удельного расхода условного топлива на отпускаемую электрическую энергию на 2030 год установлен в 255,6 г у.т./кВтч.

6. Использование возобновляемых источников энергии

6.1. Основные нормативные правовые акты, принятые в государствах-участниках СНГ в 2017-2018 гг.

Азербайджанская Республика	Распоряжение Президента Азербайджанской Республики от 22 декабря 2017 года о дополнительных мерах по использованию альтернативных и возобновляемых источников энергии в Азербайджанской Республике.
Республика Армения	В феврале 2017 года Правительством одобрен «Второй План действий Правительства Республики Армения на 2017-2018 годы, направленный на выполнение Национальной Программы Энергосбережения и Возобновляемой Энергетики Республики Армения».
Республика Беларусь	Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 06 августа 2015 года № 662 «Об установлении и распределении квот на создание установок по использованию возобновляемых источников энергии» (в ред. Постановлений от 26.04.2017 № 751 и от 31.10.2018 № 782).
	Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 20 июля 2017 года № 41 «О тарифах на электрическую энергию, производимую из возобновляемых источников энергии на территории Республики Беларусь индивидуальными предпринимателями и юридическими лицами, не входящими в состав государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго».
	Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 3 сентября 2018 года № 73 «О тарифах на электрическую энергию, производимую из возобновляемых источников энергии».
Республика Казахстан	Закон Республики Казахстан № 89-VI от 11 июля 2017 года «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты по вопросам электроэнергетики».
	Распоряжение Премьер-министра Республики Казахстан № 140-р от 3 октября 2017 года об утверждении Перечня правовых актов в целях реализации вышеуказанного закона от 11 июля 2017 года.
Кыргызская Республика	Распоряжение Правительства Кыргызской Республики от 15 мая 2017 года № 155-р об образовании межведомственной тендерной комиссии по проведению тендера и утверждению условий тендера на право строительства малых гидроэлектростанций.
	Постановление Правительства Кыргызской Республики от 24 марта 2017 года № 175 об утверждении «Положения о тендере на право строительства малых гидроэлектростанций в Кыргызской Республике».

Республика Молдова	Закон Республики Молдова от 16 марта 2018 года № 34 «О внесении изменений и дополнений в Закон о продвижении использования энергии из возобновляемых источников № 10/2016».
	Постановление Национального агентства по регулированию в энергетике Республики Молдова от 13 февраля 2018 года № 52 «О тарифах на электрическую энергию, произведенную из возобновляемых источников энергии».
	Постановление Национального агентства по регулированию в энергетике Республики Молдова от 28 сентября 2017 года № 376 «Об утверждении Положения о гарантиях происхождения электроэнергии, произведенной из ВИЭ».
Российская Федерация	Постановление Правительства Российской Федерации от 27 сентября 2018 года № 1145 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования ВИЭ».
	Постановление Правительства Российской Федерации от 21 декабря 2017 года № 1604 «О предоставлении субъектами деятельности в сфере промышленности, органами государственной власти и органами местного самоуправления информации для включения в государственную информационную систему промышленности и размещения информации государственной информационной системы промышленности в открытом доступе в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» (вместе с «Правилами предоставления субъектами деятельности в сфере промышленности, органами государственной власти и органами местного самоуправления информации для включения в государственную информационную систему промышленности»)».
	Постановление Правительства Российской Федерации от 24 мая 2017 года № 622 «О внесении изменений в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности».
	Постановление Правительства Российской Федерации от 23 мая 2017 года № 610 «О внесении изменений в Правила квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования ВИЭ».
	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30 сентября 2018 года № 2101-р «Об утверждении комплексного плана модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года».
	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 15 мая 2018 года № 901-р «О внесении изменений в раздел III Основных направлений государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования ВИЭ на период до 2024 года, утвержденных распоряжением Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 года».

	<p>Распоряжение Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2017 года № 354-р об «Изменениях, которые вносятся в приложение №1 к Основным направлениям государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 году».</p>
	<p>Приказ Министерства промышленности и торговли от 24 сентября 2018 года № 3788 «Об утверждении Порядка определения степени локализации в отношении генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии».</p>
<p>Республика Узбекистан</p>	<p>Постановление Президента Республики Узбекистан от 26 мая 2017 года № ПП-3012 «О программе мер по дальнейшему развитию возобновляемой энергетики, повышению энергоэффективности в отраслях экономики и социальной сфере на 2017-2021 годы».</p>
	<p>Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан от 08 августа 2018 года № 633 «О мерах по развитию ВИЭ и привлечению частных инвестиций для создания фотоэлектрических станций».</p>
	<p>Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан от 14 сентября 2017 года. № 724 «О дополнительных мерах по расширению использования гидроэнергетического потенциала республики за счет реализации пилотных проектов по строительству микрогидроэлектростанций».</p>

**6.2. Обзоры и доклады по вопросам ВИЭ в государствах-участниках СНГ,
изданные (выпущенные) в 2017-2018 гг.
(Содержание документов см. в Приложении 6)**

Подготовлен	Наименование документа	Год выпуска
Сообщество REN21	Поддерживая Глобальный переход к возобновляемой энергетике. Основные положения Глобального отчета REN21. 2017.	2017
	Продвигая Глобальный переход к возобновляемой энергетике. Основные результаты доклада REN21. 2018.	2018
Международное Агентство Возобновляемой Энергетики (IRENA)	Отчет «Дорожная карта ВИЭ 2030. Перспективы развития возобновляемой энергетике для Российской Федерации» (REMAP 2030 RENEWABLE ENERGY PROSPECTS FOR THE ROSSIAN FEDERATION).	2017
	Отчет «Статистика возобновляемой энергетике 2018» (Renewable ENERGY Statistics 2018) (2008-2017).	2018
	Отчет «Статистика установленной мощности в возобновляемой энергетике 2018» (Renewable Capacity Statistics 2018) (2008-2017).	2018
	Отчет «Статистика установленной мощности в возобновляемой энергетике 2019» (Renewable Capacity Statistics 2019) (2009-2018).	2019
Европейская экономическая комиссия ООН (ЕЭК ООН)	Освоение возобновляемых источников энергии: взаимосвязанный подход «Вода-Энергия продовольствие-экосистема» в поддержку Целей устойчивого развития («Deployment of Renewable Energy: The Water-Energy-Food-Ecosystem Nexus Approach to Support the Sustainable Development Goals»).	2017
	Состояние и перспективы развития возобновляемых источников энергии в регионе ЕЭК ООН в 2017 году («Status and Perspectives for Renewable Energy Development in the UNECE Region 2017»).	2018
Российская ассоциация ветроиндустрии	Обзор Российского ветроэнергетического рынка за 2018 год.	2019

6.3. Обобщенные данные по установленной мощности (МВт) и производству электроэнергии (ГВтч) объектами ВИЭ в государствах-участниках СНГ в 2008 – 2018 годы


Источник информации:

Отчет IRENA «Статистика установленной мощности в возобновляемой энергетике 2019» (Renewable Capacity Statistics 2019)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
	989	997	999	1 024	1 125	1 120	1 154	1 184	1 189	1 389
	1 098	1 127	1 152	1 253	1 292	1 301	1 289	1 315	1 332	1 353
	31	34	93	99	116	133	137	186	294	391
	2 357	2 364	2 514	2 665	2 680	2 734	2 807	2 851	2 898	3 088
	2 944	3 064	3 072	3 072	3 572	3 672	3 676	3 677	3 680	3 680
	64	64	64	64	65	66	69	72	72	72
	47292	47375	47418	49384	50041	50959	51304	51338	51854	52 224
	4 759	4 759	4 766	4 768	4 771	4 991	4 990	4 989	4 989	5 631
	1 630	1 746	1 746	1 746	1 747	1 762	1 762	1 797	1 844	1 844

Источник информации:

Отчет IRENA «Статистика возобновляемой энергетике 2018» (Renewable ENERGY Statistics 2018)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	2 232	2 311	3 447	2 676	1 821	1 626	1 479	1 828	2 192
	1 799	2 024	2 563	2 494	2 315	2 177	1 997	2 209	2 354
	74	105	130	139	170	267	255	281	392
	7 400	6 800	8 022	7 900	7 603	7 737	8 322	9 487	12 013
	10 759	10 098	11 255	14 309	14 179	13 097	13 298	11 093	11 498
	389	358	407	352	269	313	327	330	309
	163819	173753	166120	165297	165400	180190	174220	168617	184172
	15 800	15 900	16 400	16 200	16 900	17 071	16 312	16 900	16 800
	11 360	9 330	10 846	10 240	11 210	11 561	12 961	14 635	14 901

**6.4. Установленная мощность и производство электроэнергии ВИЭ
электростанциями в государствах-участниках СНГ в 2017-2018 годах**

Республика Беларусь

Источник информации:

Раздел «Возобновляемая энергетика» сайта ГПО «Белэнерго»

ВИЭ, подключенные к электросетям энергоснабжающих организаций ГПО «Белэнерго»	Установленная мощность, МВт			ИЗМЕНЕНИЕ (рост, падение) 2018/2017	
	по итогам года			МВт	%
	2016	2017	2018		
Всего	151,3	266,0	293,2	26,8	110,0
солнце	50,9	152,6	154,3	1,7	101,1
Ветер	62,0	73,8	92,1	18,3	124,8
Вода	7,3	7,5	7,0	0	100,0
древесное топливо	2,9	2,9	2,9	0	100,0
Биогаз	24,4	25,9	30,3	4,4	116,9
биомасса	3,7	3,4	6,0	2,6	176,5
ВИЭ, подключенные к электросетям энергоснабжающих организаций ГПО «Белэнерго»	Выработка электроэнергии, всего, млн. кВтч			ИЗМЕНЕНИЕ (рост, падение) 2018/2017	
	по итогам года			млн. кВтч	%
	2016	2017	2018		
Всего	234,0	371,0	435,8	64,9	117,5
солнце	30,2	131,0	176,9	45,9	135,0
Ветер	62,9	87,5	98,9	11,4	113,0
Вода	27,0	28,7	24,9	-1,8	93,3
древесное топливо	4,6	5,3	6,4	1,1	120,8
Биогаз	106,3	115,7	119,9	4,2	103,6
биомасса	2,9	2,8	6,7	3,9	239,3
ВИЭ, подключенные к электросетям энергоснабжающих организаций ГПО «Белэнерго»	Поставка электроэнергии в сеть РУП - облэнерго, млн. кВтч			ИЗМЕНЕНИЕ (рост, падение) 2018/2017	
	по итогам года			млн. кВтч	%
	2016	2017	2018		
Всего	225,7	360,5	422,5	62	117,2
солнце	30,1	130,7	176,5	45,8	135,0
Ветер	62,7	85,8	96,5	10,7	112,5
Вода	26,5	28,2	24,6	-1,6	93,8
древесное топливо	3,8	4,1	5,1	1,0	124,4
Биогаз	100,5	109,9	113,9	4,0	103,6
биомасса	2,1	1,9	3,8	1,9	200,0

Кроме указанных установок ВИЭ, подключенных к Белорусской энергосистеме, организациями Министерства энергетики по состоянию на 1 января

2019 года эксплуатируются установки ВИЭ суммарной электрической мощностью 99,8 МВт (25 ГЭС установленной мощностью 88,3 МВт, один ветропарк мощностью 9 МВт (6 ветрогенераторов по 1,5 МВт каждый) и биогазовая установка электрической мощностью 0,5 МВт). Объем выработки электроэнергии данными объектами ВИЭ в 2017 году составил 399,4 млн.кВтч, в 2018 году – 316,9 млн.кВтч.

Республика Казахстан

Источник информации:

Сайт Министерства энергетики Республики Казахстан

Показатели	Единицы измерения	2016 год	2017 год	2018 год
Установленная мощность, в том числе:	МВт	295,7	342,3	531
ветровые электростанции	МВт	98,16	112,4	121,45
малые ГЭС	МВт	139,9	170,8	200,25
солнечные электростанции	МВт	57,3	58,8	209
биоэлектростанции	МВт	0,35	0,3	0,3
Выработка электроэнергии, в том числе:	млн.кВтч	927,9	1102,4	1352
ветровые электростанции	млн.кВтч	262,04	339	401,9
малые ГЭС	млн.кВтч	577,2	649,1	807,4
солнечные электростанции	млн.кВтч	86,8	114,3	142,28
биоэлектростанции	млн.кВтч	1,86	0,06	1,3
Доля вырабатываемой электроэнергии ВИЭ в общем объеме производства электрической энергии»	%	0,98	1,08	1,27
Увеличение выработки электрической энергии объектами ВИЭ в 2017 году по сравнению с 2016 годом составляет – 15,8%			Увеличение выработки электрической энергии объектами ВИЭ в 2018 году по сравнению с 2017 годом составляет – 19%	

Кыргызская Республика

ВИЭ

Установленная мощность ВИЭ (МВт)

	2017	2018
Малые ГЭС	40	40

Динамика производства электроэнергии ВИЭ (млн.кВтч)

	2017	2018
МГЭС	189	181

Российская Федерация

Развитие использования возобновляемых источников энергии

Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года, утвержденные распоряжением Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 года № 1-р, исходят из приоритетного характера цели повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии.

Проводимая Правительством Российской Федерации политика по поддержке развития электроэнергетики, функционирующей на возобновляемых источниках энергии, позволила добиться существенных темпов роста объемов производства электрической энергии с использованием ВИЭ.

В 2018 году темп прироста выработки электрической энергии по таким электростанциям по сравнению с 2017 годом составил 42 %. Однако в общей структуре производства электрической энергии сектор ВИЭ составляет менее 1 %, при этом коэффициент использования установленной мощности для ветровых электростанций в 2018 году составил 18,29 % (+3,47 % по отношению к 2017 г.), для солнечных электростанций – 14,65 % (–0,02 % по отношению к 2017 г.). Объем антропогенного воздействия в части выбросов загрязняющих веществ в атмосферу таких источников электроснабжения на этапе их функционирования практически отсутствует.

Федеральным законом «Об электроэнергетике» предусмотрены механизмы поддержки стимулирования производства электрической энергии генерирующими объектами на основе ВИЭ.

В ценовых зонах оптового рынка электрической энергии и мощности в соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» предусмотрен механизм поддержки генерирующих объектов на основе ВИЭ, который предполагает продажу мощности квалифицированных генерирующих объектов на основе ВИЭ по договорам о предоставлении мощности (далее – ДПМ).

С учётом итогов конкурсных процедур по отбору инвестиционных проектов на строительство генерирующих объектов на основе ВИЭ на оптовом рынке электрической энергии и мощности отобрано: 26 объектов солнечной генерации суммарной установленной мощностью 520 МВт со сроком поставки в 2020-2022 годах; 43 объекта ветровой генерации суммарной установленной мощностью 1 651,06 МВт со сроком поставки в 2018-2022 годах; 2 объекта на основе энергии воды (МГЭС) суммарной установленной мощностью 49,8 МВт со сроком поставки в 2021-2022 годах, а также 335 МВт на основе энергии сжигания твердых бытовых отходов (ТБО) со сроком поставки в 2022 году.

Основная цель поддержки ВИЭ на оптовом рынке заключается в создании условий для развертывания на территории Российской Федерации локализованных производств генерирующего оборудования, используемого при строительстве и проектировании таких генерирующих объектов. Развертывание локализованных производств позволит создать необходимые условия для развития нового

высокотехнологичного сектора промышленного производства в Российской Федерации.

В 2018 году завершено строительство генерирующих объектов ВИЭ суммарной мощностью 376 МВт.

Среди наиболее крупных построенных объектов ВИЭ на оптовом рынке электрической энергии и мощности:

- СЭС «Фунтовская» мощностью 60 МВт в Астраханской области (ГК «Хевел»);

- Сорочинская СЭС (СЭС «Уран») мощностью 60 МВт и Новосергиевская СЭС (СЭС «Нептун») мощностью 45 МВт в Оренбургской области (ПАО «Т Плюс»);

- Ульяновский ветропарк мощностью 50 МВт в Ульяновской области (ПАО «Фортум»).

Доля ветровых и солнечных электростанций в структуре установленной мощности электростанций ЕЭС России в 2015 году составила 0,03 %, в 2016 - 0,04 %, в 2017 - 0,28 %, в 2018 - 0,38 %, при этом доля в выработке электрической энергии в ЕЭС России составила 0,0013 %, 0,007 %, 0,07 % и 0,09 % соответственно.

В соответствии со схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2018 - 2024 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 28.02.2018 № 121, развитие ВИЭ в 2018 - 2024 гг. предусматривается за счет строительства ветровых (ВЭС, 2366,1 МВт в рассматриваемый перспективный период) и солнечных электростанций (СЭС, 1400 МВт). Строительство ВЭС планируется в ОЭС Северо-Запада (351 МВт), ОЭС Средней Волги (461 МВт), ОЭС Юга (1554,1 МВт). Наибольший объем сооружения СЭС предусматривается в ОЭС Юга (500 МВт), в ОЭС Урала (340 МВт) и ОЭС Сибири (330 МВт). До 2019 года в ОЭС Средней Волги на СЭС планируется ввести в работу 230 МВт.

Фактическая установленная мощность генерирующего оборудования на основе ВИЭ и фактическое производство электроэнергии электростанциями на основе ВИЭ в 2017-2018 годах представлена в разделе 2.4. Сводного отчета.

7. Проекты по экологии, энергоэффективности и ВИЭ, реализуемые в 2017-2018 гг. в государствах-участниках СНГ при финансовой поддержке ЕЭК ООН, ЭСКАТО, ПРООН, ЕБРР, ГЭФ и др. международных организаций

Проект 7.1. ПРООН «Снижение рисков инвестирования в возобновляемые источники энергии»

Период проекта	2018-2022 гг.
Бюджет	4 610 000 USD
Партнеры	Министерство энергетики Республики Казахстан, АО «KEGOK», АО «КОРЭМ», Международные агентства и институты развития
Цель проекта	Стимулирование инвестиций и содействие в развитии проектов ВИЭ с целью достижения поставленных целей

Крупномасштабные проекты ВИЭ

- Пилотный Проект СЭС, мощностью 50 МВт - с. Шаульдер, Отрарский район, Туркестанской области – подготовка предпроектной документации;
- Обследование социальных объектов (школы/больницы/детские сады) по вопросу использования технологий ВИЭ на данных объектах.

Маломасштабные проекты ВИЭ

Разработка мер поддержки:

- Адресная помощь;
- Законодательство (регуляторная среда);
- Создание финансовых механизмов и стимулов;
- Пилотные маломасштабные проекты ВИЭ.

7.2. Проект ПРООН «Устранение барьеров для развития ветроэнергетики в Республике Беларусь»

Период проекта	2014-2019 гг.
Бюджет	3 345 000 USD
Партнеры	Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь, Департамент по энергоэффективности Госстандарта, Министерство энергетики, Министерство образования
Цель проекта	Оказание поддержки в устранении барьеров для практической реализации в Республике Беларусь проектов в сфере ветроэнергетики

8. Используемые источники информации

1. Отчет IRENA «Статистика установленной мощности в возобновляемой энергетике 2019» (Renewable Capacity Statistics 2019).
2. Отчет IRENA «Статистика возобновляемой энергетике 2018» (Renewable ENERGY Statistics 2018).
3. Отчет «Анализ рынка электроэнергии Казахстана», 2017 год.
4. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» (ИТС 38- 2017).
5. Данные РКИК ООН.
6. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990-2016 гг., 2018 год.
7. Сайт ГПО «Белэнерго», раздел «Возобновляемая энергетика».
8. Сайт Министерства энергетики Республики Казахстан.

9. Аналитические отчеты энергетических компаний Кыргызской Республики.

9. Приложения (Содержание документов)*

Приложение 1. Важнейшие документы по вопросам устойчивого развития, трансформации энергетических систем и внедрения инновационных (передовых) технологий в энергетике, принятые (изданные) в 2017-2018 гг.

Приложение 2. Доклады, обзоры, отчёты о функционировании электроэнергетики государств-участников СНГ, изданные (выпущенные) в 2017-2018 годах.

Приложение 3. Обзоры и доклады по вопросам экологии в государствах-участниках СНГ, изданные (выпущенные) в 2017-2018 годах.

Приложение 4. Доклады, национальные сообщения, изданные (выпущенные) в 2017-2018 годах в государствах-участниках СНГ, согласно рамочной конвенции ООН об изменении климата.

Приложение 5. Обзоры и доклады по вопросам энергоэффективности и энергосбережения в государствах-участниках СНГ, изданные (выпущенные) в 2017-2018 годах.

Приложение 6. Обзоры и доклады по вопросам ВИЭ в странах СНГ, изданные (выпущенные) в 2017-2018 годах.

*Все приложения размещены в облачном хранилище.

Ссылка на облачное хранилище:

<https://yadi.sk/d/rqwFQY6weCweXA>

СОГЛАСОВАНО

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 55 от 25 октября 2019 года

**ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ,
ПОСВЯЩЕННЫХ 100-летию ПЛАНА ГОЭЛРО**

1. Присвоить почетное звание «Заслуженный энергетик СНГ» и наградить Почетной грамотой Электроэнергетического Совета СНГ (согласно представлениям от государств-участников СНГ).
2. Выпустить книгу (сборник статей), посвященную 100-летию Плана ГОЭЛРО.
3. Провести Международные соревнования профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ - Международные соревнования бригад по ремонту и обслуживанию распределительных сетей 10/0,4 кВ, посвященные 100-летию Плана ГОЭЛРО.
4. Провести Международный молодежный конкурс «Инновации в электроэнергетике», посвященный 100-летию Плана ГОЭЛРО.
5. Организовать участие полномочных представителей Электроэнергетического Совета СНГ в торжественных мероприятиях, организуемых профильными министерствами, электроэнергетическими организациями и компаниями государств-участников СНГ в честь 100-летия Плана ГОЭЛРО.

СОГЛАСОВАНО

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол № 55 от 25 октября 2019 года

ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ, СВЯЗАННЫХ С ПРАЗДНОВАНИЕМ 75-летия ПОБЕДЫ В ВЕЛИКОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВОЙНЕ 1941-1945 гг.

1. В честь 75-летия Победы присвоить почетное звание «Заслуженный энергетик СНГ» и наградить Почетной грамотой Электроэнергетического Совета СНГ (согласно представлениям от государств-участников СНГ).
2. Предложить руководителям профильных министерств, электроэнергетических организаций и компаний государств-участников СНГ обеспечить организацию материальной помощи семьям ветеранов-энергетиков.
3. Выпустить книгу (сборник статей), посвященную вкладу в Победу в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг. энергетиков государств-участников СНГ.
4. Провести Конкурс на лучшее печатное издание государств-участников СНГ в номинации «непериодические издания», посвященный 75-летию Победы.
5. Организовать участие полномочных представителей Электроэнергетического Совета СНГ в торжественных мероприятиях, организуемых органами управления профильных министерств, электроэнергетических организаций и компаний государств-участников СНГ в честь дня Победы.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1.	Протокол № 55 заседания Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств от 25 октября 2019 года.....	1
2.	Приложения № 1-11 к Протоколу № 55 заседания Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств от 25 октября 2019 года.....	27
3.	<u>Приложение 1.</u> Список участников 55-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ.....	29
4.	<u>Приложение 2.</u> План мероприятий Электроэнергетического Совета СНГ на 2019 год	34
5.	<u>Приложение 3.</u> Смета доходов и расходов на финансирование деятельности Электроэнергетического Совета СНГ и его Исполнительного комитета на 2020 год	39
6.	<u>Приложение 4.</u> Рекомендации по организации контроля параметров качества электрической энергии, перемещаемой по межгосударственным линиям электропередачи государств-участников СНГ	40
7.	<u>Приложение 5.</u> Методические рекомендации для определения категоричности потребителей по надежности электроснабжения.....	55
8.	<u>Приложение 6.</u> Методические рекомендации о порядке разработки мероприятий по выполнению требований нормативных актов и организационно-распорядительных документов	70
9.	<u>Приложение 7.</u> Методические рекомендации по проведению противоаварийных тренировок.....	74
10.	<u>Приложение 8.</u> Список лиц, награждаемых Почетными грамотами Электроэнергетического Совета СНГ.....	109
11.	<u>Приложение 9.</u> Сводный отчет по ключевым вопросам экологии, энергоэффективности и ВИЭ в электроэнергетике государств-участников СНГ за 2017-2018 годы.....	113
12.	<u>Приложение 10.</u> Перечень основных мероприятий, посвященных 100-летию Плана ГОЭЛРО.....	171
13.	<u>Приложение 11.</u> Перечень основных мероприятий, связанных с празднованием 75-летия Победы в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг.....	172
14.	Оглавление.....	173