

**"Зарегистрировано"**

Министерством  
юстиции Республики Армения

23 мая 2017 г.

Номер государственной регистрации 60017202

**КОМИССИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ОБЩЕСТВЕННЫХ  
УСЛУГ РЕСПУБЛИКИ АРМЕНИЯ**

17 мая 2017 г.

№ 161-N

г. Ереван

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ СЕТЕВЫХ ПРАВИЛ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ  
РЕСПУБЛИКИ АРМЕНИЯ, ВРЕМЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ И  
БЕЗОПАСНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ  
АРМЕНИЯ, ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ И ДОПОЛНЕНИЙ В РЯД  
ПОСТАНОВЛЕНИЙ КОМИССИИ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ОБЩЕСТВЕННЫХ  
УСЛУГ РЕСПУБЛИКИ АРМЕНИЯ И ПРИЗНАНИИ РЯДА ПОСТАНОВЛЕНИЙ  
УТРАТИВШИМИ СИЛУ**

Принимая за основание пункты "д", "е" и "к" части 1 статьи 17 Закона Республики Армения "Об энергетике" и часть 1 статьи 70, подпункт "б" пункта 1 части 1 статьи 72 Закона Республики Армения "О правовых актах", Комиссия по регулированию общественных услуг Республики Армения (далее — Комиссия) **постановляет:**

1. Утвердить:

1) Сетевые правила Электроэнергетической системы Республики Армения (далее — Сетевые правила) согласно Приложению № 1;

2) временные показатели надежности и безопасности Электроэнергетической системы Республики Армения согласно Приложению № 2.

2. Установить, что:

1) долгосрочная программа, предусмотренная разделом 2 Сетевых правил (далее — Долгосрочная программа), в первый раз составляется на пятилетний период (2020-2024 годы) и утверждается до 1 июля 2019 года. Следующая Долгосрочная программа составляется на десятилетний период (2025-2034 годы) и утверждается не позднее 1 июля 2024 года;

2) до 1 июля 2019 года расходы на предоставление системных услуг, необходимых для управления работой Электроэнергетической системы, включаются в устанавливаемые тарифы на мощность электрической энергии. В следующий за этим период за соответствующие системные услуги устанавливаются обособленные платежи;

3) в целях исполнения положений пункта 65 Сетевых правил:

а. до 1 июля 2018 года оператор Электроэнергетической системы (далее — Оператор системы) устанавливает допустимые диапазоны изменения коэффициента мощности в пунктах разграничения Электроэнергетической системы;

б. лицо, имеющее лицензию на распределение (далее — Распределяющее лицо), в сотрудничестве с Оператором системы и лицом, имеющим лицензию оператора рынка (далее — Оператор рынка), до 1 января 2019 года представляет Комиссии предложения относительно механизмов регулирования реактивной мощности, включая механизмы установления тарифов на реактивную мощность и организации коммерческого учета;

4) начиная с 2019 года, Распределяющее лицо в своих инвестиционных программах предусматривает план мероприятий, направленных на компенсацию реактивной мощности;

5) в течение шести месяцев после вступления Сетевых правил в силу каждое лицензированное лицо Электроэнергетической системы пересматривает любой договор, заключенный между ним и другими лицензированными лицами Электроэнергетической системы, потребителями и лицами, подавшими заявку на подключение к передающей сети, относительно обеспечения надежной и безопасной работы Электроэнергетической системы;

6) Если в результате пересмотра договора, указанного в подпункте 5 настоящего пункта, установлено, что в нем имеются несогласованности с Сетевыми правилами, то лицензированное лицо Электроэнергетической системы представляет другой договорной стороне предложения относительно внесения изменений в договор, а также информирует об этих предложениях Оператора системы — для оценки их воздействия на надежную и безопасную работу Электроэнергетической системы. Оператор системы осуществляет мероприятия, направленные на смягчение до изменения или расторжения договоров неблагоприятного воздействия на надежную и безопасную работу Электроэнергетической системы вследствие выявленного несоответствия;

7) до 1 января 2019 года Оператор системы разрабатывает и представляет на утверждение Комиссии и органа, уполномоченного Правительством Республики Армения, показатели безопасности и надежности Электроэнергетической системы;

8) до 1 января 2018 Оператор системы дорабатывает и утверждает инструкцию по ликвидации аварий в Электроэнергетической системе;

9) до 1 января 2018 года Оператор рынка устанавливает процедуру размещения новых Комплексов учета электроэнергии (мощности), модификации имеющихся Комплексов учета электроэнергии (мощности), а в случае неисправности — их замены, а также вывода из работы;

10) до 1 января 2019 года лица, имеющие лицензию на производство электрической энергии (далее — Производитель), лицо, имеющее лицензию на передачу (далее — Передающее лицо), и Распределяющее лицо обеспечивают соответствие контрольных счетчиков требованиям главы 25 раздела 6 Сетевых правил;

11) до утверждения Комиссией Коммерческих правил оптового электроэнергетического рынка:

а. договорные мощности подлежат оплате при установлении для Производителя ставки электрической энергии и ежемесячного платежа за мощность в двухставочной тарифной системе. Учет подлежащей оплате мощности ведется Оператором рынка. Если в информации о готовых мощностях Производителя, представленной Оператором системы за расчетный месяц, зафиксированы разные уровни фактически готовых мощностей, то в качестве подлежащей оплате мощности учитывается их средневзвешенная величина;

б. ограничения располагаемой мощности оборудования или сооружений Производителя, не обусловленные факторами, указанными в определении "Располагаемая мощность" Сетевых правил по причине неисправностей или недостаточного количества топлива, считаются нарушением договорной мощности и не подлежат оплате в соответствующем размере;

12) к передающей сети может подключиться любой потребитель напряжением 6(10) и более кВ (за исключением населения);

13) процесс подключения новых или реконструируемых энергоустановок (оборудования) к Электроэнергетической системе регулируется соответственно:

а. при подключении систем потребления потребителей к распределительной сети — Постановлением Комиссии № 358-N от 27 декабря 2006 года;

б. при подключении энергоустановок производителей к распределительной сети — Постановлением Комиссии № 314-N от 27 июля 2007 года;

в. при подключении к передающей сети — Сетевыми правилами.

**(пункт 2 отредактирован в соответствии с № 454-N от 25 октября 2017 года)**

3. В Приложение, утвержденное пунктом 1 Постановления Комиссии № 358-N "Об утверждении Правил снабжения и пользования электрической энергией" от 27 декабря 2006 года — в Правила снабжения и пользования электрической энергией (далее — Правила) — внести следующие дополнения и изменения:

1) пункт 1 Правил после слов "а также [электрической сети]" дополнить словами "электроснабжающей компании", а после слов "электрической сети [электроснабжающей компании]" дополнить словами "(далее — электрическая сеть)";

2) пункт 3 Правил дополнить абзацами следующего содержания:

**"оператор системы —** лицо, ответственное за диспетчеризацию Электроэнергетической системы Республики Армения, имеющее лицензию на предоставление услуги оператора;

**критическая (аварийная) ситуация —** возникшая в Электроэнергетической системе ситуация, при которой по оценке оператора системы или оператора снабжающего лица, неизбежны ограничения электроснабжения для обеспечения качества поставляемой потребителю электроэнергии или целостности электроустановок."

3) в подпункте 6 пункта 4 Правил слова "порядка разработки программ

действий, подлежащих осуществлению лицензированными лицами области энергетики в ситуациях, требующих неизбежных ограничений электроснабжения, утвержденного Решением Регулирующей комиссии по энергетике Республики Армения № 9-N от 21 февраля 2003 года " заменить словами "Приложения № 4 настоящих Правил";

4) Пункт 4.3 Правил изложить в следующей редакции:

"4.3. В случае заключения Договора по заявлению лица, подключившегося к передающей сети в соответствии с Сетевыми правилами Электроэнергетической системы Республики Армения, а также перезаключения или изменения Договора по инициативе потребителя, последний, вместе с направленным Снабжающему лицу заявлением, должен представить документы и информацию, установленные подпунктами 1 и 5 пункта 13.2 настоящих Правил. Заявление о заключении, перезаключении указанного в настоящем пункте Договора изучается Снабжающим лицом, и в случае соответствия настоящему пункту Договор заключается, перезаключается либо в него вносится изменение в течение 10 рабочих дней после получения заявления."

5) Дополнить Правила пунктом 11.1 следующего содержания:

"11.1. В критических (аварийных) электроэнергетических ситуациях взаимоотношения Снабжающего лица и потребителя регламентируются порядком действий, подлежащих осуществлению Снабжающим лицом в ситуациях, требующих неизбежных электроэнергетических ограничений, и включения потребителей в эти программы — согласно Приложению № 4."

6) Пункт 30 Правил изложить в следующей редакции:

"30. Ограничения и восстановление электроснабжения осуществляются согласно порядку, установленному Приложением № 4 настоящих Правил."

7) Дополнить Правила Приложением № 4 — согласно Приложению № 3.

4. В заголовке Постановления Комиссии № 314-N от 27 июля 2007 года "Об утверждении порядка подключения станций, производящих электроэнергию, к Электроэнергетической системе" слова "к Электроэнергетической системе" заменить словами "к Распределительной сети", а также в утвержденное пунктом 1 Приложение — в Порядок подключения станций, производящих электроэнергию, к Электроэнергетической системе (далее — Порядок) внести следующие изменения:

1) в заголовке Порядка слова "к Электроэнергетической системе" заменить словами "к Распределительной сети";

2) абзац 1 Порядка изложить в следующей редакции:

"Настоящим Порядком устанавливается процедура совершения необходимых изменений в электроустановках лица, имеющего лицензию на распределение электрической энергии (мощности), в результате подключения производящих электроэнергию новых станций (далее — Новые станции) к электрической сети (далее — Сеть) лица, имеющего лицензию на распределение электрической энергии (мощности), и в результате увеличения мощности подключенных к Сети станций, производящих электроэнергию (далее — Производящие станции).".

3) в пунктах 2.1, 4.1 и 4.3 Порядка слова "к Системе" заменить словами "к Сети";

4) Пункт 3.7 Порядка изложить в следующей редакции:

3.7. "В случае, когда для подключения Новой станции к Сети или увеличения мощности Производящей станции необходимо произвести изменения в сети Распределяющего лица, Распределяющее лицо обязано на свои средства выполнить соответствующие Проекты и осуществить все необходимые работы на электроустановках, находящихся на его балансе. Эти инвестиции подлежат согласованию с Комиссией.".

5) Исключить из пункта 4.1 Порядка 2-ое предложение.

5. Пункт 2 Приложения, утвержденного Постановлением Комиссии № 365-N "Об утверждении порядка согласования инвестиционных программ в сфере энергетики" от 14 июля 2010 года — Порядка согласования инвестиционных программ в сфере энергетики дополнить подпунктом 11 следующего содержания:

"11) осуществление всех мероприятий, предусмотренных на соответствующий период единой долгосрочной программой развития Электроэнергетической системы, утвержденной оператором Электроэнергетической системы, которые относятся к данному лицензированному лицу."

6. Признать утратившими силу:

1) Постановление Регулирующей комиссии по энергетике Республики Армения № 9-N "Об утверждении порядка разработки программ действий, подлежащих осуществлению лицензированными лицами области энергетики в ситуациях, требующих неизбежных ограничений электроснабжения" от 21 февраля 2003 года;

2) Постановление Комиссии № 176-N "Об утверждении правил обеспечения надежности и безопасности Электроэнергетической системы Республики Армения" от 24 декабря 2004 года;

3) Постановление Комиссии № 72-N "Об утверждении порядка установки и эксплуатации средств учета электроэнергии (мощности)" от 3 мая 2006 года;

4) Постановление Комиссии № 347-N "Об утверждении порядка взаимоотношений между имеющим лицензию оператором Электроэнергетической системы лицом и иными лицензированными лицами Электроэнергетической системы" от 2 июля 2008 года;

7. Настоящее Постановление вступает в силу с 1 июля 2017 года.

**Председатель Комиссии по  
регулированию общественных услуг  
Республики Армения:**

**Р. Назарян**



**Приложение 1**  
**к Постановлению Комиссии по**  
**регулированию общественных услуг**  
**Республики Армения № 161-N**  
**от 17 мая 2017 года**

**СЕТЕВЫЕ ПРАВИЛА**  
**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ АРМЕНИЯ**

**РАЗДЕЛ 1**

**ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ**

**ГЛАВА 1**

**ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

1. Настоящими Правилами регламентируются отношения Комиссии, Оператора системы, Производителей, в том числе Квалифицированного и Гарантированного производителей, Передающего лица, Распределяющего лица, Оператора рынка, Квалифицированных потребителей, Заявителей в ходе планирования развития Электроэнергетической системы, управления Электроэнергетической системой, подключения новых или реконструируемых мощностей к передающей сети электроэнергии, а также устанавливаются требования, предъявляемые к системам учета электроэнергии (мощности).

2. Целями настоящих Правил являются:

- 1) регламентирование работы Электроэнергетической системы;
- 2) регулирование деятельности Оператора системы, Производителей, в том числе Квалифицированных и Гарантированных производителей, Передающего лица, Распределяющего лица, Оператора рынка, Квалифицированных потребителей (далее — участники рынка) и Заявителя в Электроэнергетической системе, определение прав и обязанностей последних, что даст возможность Оператору системы обеспечить надежную и безопасную, эффективную и прозрачную работу Электроэнергетической системы для уменьшения угроз безопасности Электроэнергетической системы;
- 3) обеспечение открытой, прозрачной и недискриминационной доступности и использования передающей системы;
- 4) создание эффективной системы урегулирования споров, возникших между участниками рынка, а также между Заявителями.

3. Основные понятия, используемые в настоящих Правилах:

- 1) **Фиксированная аварийная мощность** — зафиксированная в Договоре с потребителем активная мощность, которую в аварийных режимах Электроэнергетической системы в установленный Договором период обязано обеспечивать Снабжающее лицо для гарантирования работы электрооборудования, обеспечивающего жизнь и безопасность людей, а также безопасность окружающей среды;
- 2) **Фиксированная технологическая мощность** — зафиксированная в Договоре с потребителем активная мощность, которую в установленный

- Договором период обязано обеспечивать  
Снабжающее лицо для завершения переработки  
сырья, находящегося в производстве, или без  
повреждения производственного оборудования  
изъятия сырья из производства без брака;
- 3) **Первичный резерв** — гарантированная величина изменения мощности  
производящего электроэнергию агрегата,  
работающего синхронно с Электроэнергетической  
системой, который загружается или разгружается  
соответственно в случае уменьшения или  
повышения частоты от установленного значения;
- 4) **Коммерческий счетчик** — зафиксированный в Договоре счетчик  
коммерческого учета электроэнергии (мощности);
- 5) **Программа  
автоматической разгрузки** — составленная и утвержденная в установленном  
порядке Оператором системы и Распределяющим  
лицом, Оператором системы и  
Квалифицированным потребителем программа  
ограничения электроснабжения, осуществляемая в  
критических (аварийных) ситуациях устройствами  
системной автоматики;
- 6) **Производитель** — лицо, имеющее лицензию на производство  
электрической энергии (мощности);
- 7) **Распределяющее лицо** — лицо, имеющее лицензию на осуществление  
деятельности по распределению электрической

- энергии (мощности);
- 8) Нормальный режим —** когда параметры режима Электроэнергетической системы находятся в интервалах показателей надежности и безопасности, установленных для нормального режима;
- 9) Гарантированный производитель —** лицо, имеющее лицензию на производство электрической энергии (мощности), произведенная и поставленная которым вся электрическая энергия (мощность) подлежит обязательной закупке согласно законодательству Республики Армения;
- 10) Вторичный резерв —** часть диапазона регулирования мощности — загрузки или разгрузки — производящего электроэнергию агрегата, работающего синхронно с Электроэнергетической системой, которая используется для регулирования частоты, компенсации нарушения баланса мощности, устранения перегрузки транзитных связей и восстановления Первичного резерва, использованного в ходе первичного регулирования;
- 11) Третичный резерв —** резервная мощность производящего электроэнергию агрегата, которая используется для восстановления Первичного и Вторичного резервов;
- 12) Электроэнергетическая система —** совокупность установок по производству, передаче, распределению и потреблению электрической энергии, автоматики релейной защиты и

противоаварийной автоматики, а также информационного оборудования и устройств, которые находятся в оперативном управлении или ведении Оператора системы (далее — оперативное подчинение);

**13) Безопасность  
электроэнергетической  
системы —**

свойство электроэнергетической системы обеспечивать такие параметры работы, которые безопасны для элементов, составляющих часть Электроэнергетической системы, или для электроустановок потребителей, подключенных к Электроэнергетической системе;

**14) Устойчивость  
электроэнергетической  
системы —**

способность Электроэнергетической системы переходить в Нормальный или Аварийный стабилизированный режим после разных отступлений (отклонений);

**15) Надежность  
Электроэнергетической  
системы —**

свойство Электроэнергетической системы обеспечивать производство, передачу, распределение электрической энергии (мощности) и ее снабжение потребителям по параметрам, установленным в едином технологическом процессе;

**16) Коммерческий учет**

учет количества электроэнергии (мощности),

- электроэнергии (мощности) —** подлежащего оплате в коммерческих отношениях между Производителем, Передающим лицом, Распределяющим лицом и Квалифицированным потребителем;
- 17) Комплекс учета электроэнергии (мощности) —** совокупность связующихся устройств, предназначенная для измерения и учета электроэнергии (мощности) (трансформаторы тока и напряжения, счетчики электрической энергии, импульсные датчики, модемы, сумматоры и соединяющие их линии электропередачи, соединенные между собой схемой, утвержденной проектом);
- 18) Система учета электроэнергии (мощности) —** размещенная у участников рынка совокупность комплексов учета электроэнергии (мощности);
- 19) Контрольный учет электроэнергии (мощности) —** учет количества электроэнергии в сетях Производителя, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированного потребителя, данные которого могут использоваться для коммерческого учета электроэнергии (мощности) в случае сбоя комплексов коммерческого учета, а также для определения расхода электроэнергии Квалифицированных производителей (за исключением Гарантированных производителей) на собственные нужды и потерь электроэнергии

Передающего лица;

**20) Ограничение электроснабжения—**

согласно Программе автоматической или диспетчерской разгрузки временное уменьшение снабжения электрической энергией (мощностью) до Фиксированной аварийной (технологической) мощности или полного прерывания;

**21) АСУЭ —**

автоматизированная система учета электроэнергии (мощности);

**22) Администратор АСУЭ —**

назначенный Квалифицированным производителем, Передающим лицом, Распределяющим лицом или Квалифицированным потребителем ответственный сотрудник, посредством которого главный администратор АСУЭ осуществляет управление АСУЭ;

**23) Главный администратор АСУЭ —**

назначенный Оператором рынка ответственный сотрудник, осуществляющий управление АСУЭ;

**24) Программа диспетчерской разгрузки —**

составленная и утвержденная в установленном порядке Оператором системы и Распределяющим лицом, Оператором системы и Квалифицированным потребителем программа ограничений электроснабжения из центра питания, осуществляемая в Критических (аварийных) ситуациях по указанию Оператора системы или

Оператора Распределяющего лица. Центром питания является распределительное оборудование Производителя, Передающего лица и подстанция 35, 110 кВ Распределяющего лица, откуда осуществляется электроснабжение потребителей;

**25) Диспетчеризация —**

совокупность процесса и действий, необходимых для технологического управления

Электроэнергетической системой в целях декларирования и планирования возможностей производства, импорта, экспорта и транзита, а также объемов прогнозируемого потребления электрической энергии и удовлетворения в полном объеме спроса на электрическую энергию в реальном времени, которые обеспечат снабжение электрической энергией установленного качества при соблюдении показателей надежности и безопасности Электроэнергетической системы;

**26) АСДУ —**

автоматизированная система диспетчерского управления;

**27) Критическая (аварийная) ситуация —**

возникшая в Электроэнергетической системе ситуация, при которой по оценке Оператора системы или Оператора Распределяющего лица неизбежны ограничения электроснабжения для обеспечения качества поставляемой потребителю электроэнергии или целостности электроустановок;



**28) Противоаварийная**

**автоматика —**

совокупность устройств, обеспечивающих осуществление действий по управлению режимами Электроэнергетической системы с целью диагностирования, предотвращения развития и ликвидации Аварийных режимов Электроэнергетической системы;

**29) Передающая сеть —**

единая система линий передачи электрической энергии (подстанций и другого оборудования), посредством которой электрическая энергия передается Распределяющему лицу и (или) потребителю и (или) экспортируется и (или) транзитируется в третью страну, управление и эксплуатацию которой осуществляет Передающее лицо;

**30) Передающее лицо —**

лицо, имеющее лицензию на осуществление деятельности по передаче электрической энергии (мощности);

**31) Оператор системы —**

лицо, имеющее лицензию на предоставление услуги оператора электроэнергетической системы, ответственное за диспетчеризацию Электроэнергетической системы Республики Армения;

- 32) Диспетчер Оператора системы —** уполномоченный сотрудник, осуществляющий диспетчерскую услугу от имени Оператора системы;
- 33) Заявитель —** лицо, подавшее заявку на подключение производящей станции Квалифицированного производителя или системы потребления Квалифицированного потребителя либо подстанции Распределяющего лица к Передающей сети;
- 34) Комиссия —** Комиссия по регулированию общественных услуг Республики Армения;
- 35) Пункт учета —** пункт разграничения или ближайший от него пункт электрической сети, в котором установлен Комплекс учета электроэнергии (мощности);
- 36) Расчетный период —** зафиксированный договором расчетный месяц, который устанавливается с 0:00 первого дня до 24:00 последнего дня календарного месяца;
- 37) Оператор рынка —** лицо, имеющее лицензию на предоставление услуг оператора рынка;
- 38) Расчетная авария —** отказ оборудования, находящегося в процессе работы, вероятность которого учитывается при определении надежности и безопасности Электроэнергетической системы;

- 39) Балансирование —** совокупность процессов и действий, необходимых для технологического управления энергетической системой, осуществляемых Оператором системы с целью удовлетворения в полном объеме спроса на электрическую энергию в реальном времени, которые обеспечат снабжение электрической энергией установленного качества при соблюдении показателей надежности и безопасности;
- 40) Разрешение на подключение —** разрешение на подключение к Передающей сети подключаемых мощностей;
- 41) Точка подключения —** физическая точка Передающей сети, к которой подключается производящая станция и (или) система потребления Заявителя;
- 42) Договор подключения —** заключенный между Передающим лицом и Заявителем договор о подключении производящей станции и (или) системы потребления Заявителя к Передающей сети;
- 43) Плата за подключение —** плата за подключение подключаемых мощностей к Передающей сети;
- 44) Подключаемая мощность —** новые или реконструируемые энергоустановки и оборудование, подключаемые к Передающей сети;

- 45) Долгосрочная программа** — десятилетняя программа планирования развития Электроэнергетической системы;
- 46) Квалифицированный производитель** — лицо, имеющее лицензию на производство электрической энергии (мощности) установленной мощностью 10 МВт и более;
- 47) Квалифицированный потребитель** — потребитель, подключившийся к сети напряжением 6 (10) и более кВ, который на основании соответствия установленным Комиссией критериям признан со стороны Оператора рынка квалифицированным потребителем;
- 48) Договор** — договор купли-продажи электроэнергии (мощности) или предоставления услуг на оптовом электроэнергетическом рынке;
- 49) Договорная мощность** — Мощность, ежегодно (по месяцам) фиксируемая в Договоре, заключаемом между Квалифицированным производителем и Распределяющим лицом или Квалифицированным производителем и Квалифицированным потребителем, которая определяется как сумма номинальных мощностей оборудования, задействованного Оператором системы, без суммы

номинальных мощностей оборудования,  
выведенного в данном месяце из работы в целях  
ремонта

- 50) Релейная защита —** комплекс автоматических устройств, который предусмотрен для быстрого диагностирования поврежденных элементов Электроэнергетической системы в аварийных ситуациях и их отделения от Электроэнергетической системы с целью обеспечения нормальной работы всей Электроэнергетической системы;
- 51) Пункт разграничения —** граница балансовой принадлежности электроустановок;
- 52) Холодный резерв —** активная электрическая мощность находящихся в оперативном подчинении Оператора системы незапущенных агрегатов, заказанных Производителем;
- 53) Контрольный счетчик —** зафиксированный в договоре контрольный счетчик учета электроэнергии (мощности);
- 54) Аварийный режим —** когда параметры режима Электроэнергетической системы находятся в интервалах показателей надежности и безопасности, установленных для

аварийного режима;

- 55) Горячий резерв —** находящаяся в оперативном подчинении Оператора системы резервная электрическая активная мощность работающих агрегатов Производителя, которую можно незамедлительно использовать на практике;
- 56) АСУТП —** автоматизированные системы управления технологическим процессом;
- 57) Технические условия —** технические условия подключения подключаемой мощности к Передающей сети;
- 58) УСПД —** устройство сбора и передачи данных;
- 59) Располагаемая мощность —** максимальная мощность, подлежащая диспетчеризации Оператором системы, которая определяется за вычетом из Договорной мощности ограничений мощностей, обусловленных природно-климатическими факторами (температура внешнего воздуха, влажность, высота места расположения) на тепловых и атомных станциях, стоком и сбросом на гидроэлектростанциях, а также общим износом основного оборудования, тепловой нагрузкой и остаточными физическими ресурсами;

- 60) Оперативный персонал** — сотрудники, имеющие право вести оперативные переговоры и производить переключения;
- 61) Оперативное управление** — вид оперативного подчинения, когда оперативное управление состоянием электрооборудования (устройства) осуществляется только по распоряжениям вышестоящего Оперативного персонала;
- 62) Оперативное ведение** — вид оперативного подчинения, когда Оперативное управление состоянием электрооборудования (устройства) осуществляется с разрешения вышестоящего Оперативного персонала.

4. Информация, представляемая участниками рынка друг другу или Комиссии, является публичной, если представившим ее лицом она не считается конфиденциальной и не отмечена как "Конфиденциальная информация" согласно требованиям законодательства Республики Армения. При получении и использовании информации, содержащей тайну, соответствующее лицо обеспечивает ее конфиденциальность.

5. Участники рынка в порядке, установленном законом Республики Армения, несут ответственность за разглашение конфиденциальных данных и за их использование в личных интересах.

6. Информация, предоставленная участниками рынка, в которой впоследствии были выявлены ошибки, должна быть исправлена предоставившим информацию лицом в максимально сжатые сроки после обнаружения ошибки.

7. Любая запись или документ, предусмотренные настоящими Правилами, должны храниться в течение как минимум пятилетнего срока, но не менее чем в течение срока, установленного законодательством Республики Армения для хранения документов данного вида. Запись включает зарегистрированную каким-либо образом любую информацию, будь то информация печатного, электронного или иного вида.

8. В случаях, согласно настоящим Правилам предусматривающих информирование и (или) передачу документов, они должны осуществляться надлежащим образом.

9. Информирование или передача документов считаются осуществленными надлежащим образом, если они направлены заказным письмом с уведомлением о вручении или с использованием других средств связи, обеспечивающих оформление сообщения (в том числе отправкой сообщения на номер телефона, указанный Заявителем) или посредством электронной системы (в том числе по электронной почте, указанной Заявителем), а также иными средствами электронной связи, установленными законодательством, или вручены под расписку, если настоящие Правила не предусматривают конкретного способа информирования или передачи документов.

10. В рамках настоящих Правил разногласия, возникшие в ходе осуществления Участниками рынка, а также Заявителем своих прав и обязанностей, решаются посредством переговоров между сторонами.

11. Каждая из сторон спора вправе обратиться в Комиссию с просьбой о разрешении спорных вопросов в рамках компетенции последней.

12. В ходе разрешения разногласий Комиссия в рамках своей компетенции может организовывать обсуждения, принимать решения, при необходимости — давать разъяснения.

13. Положения настоящих Правил не ограничивают права сторон на



разрешение спора в судебном порядке.

14. Участники рынка или Заявитель за неисполнение или ненадлежащее исполнение положений настоящих Правил несут ответственность в порядке, установленном законодательством Республики Армения.

## РАЗДЕЛ 2

### ДОЛГОСРОЧНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ

#### ГЛАВА 2

#### ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

15. Целью долгосрочного планирования является разработка программы развития Электроэнергетической системы при минимальных экономически обоснованных затратах, с условием обеспечения надежной и безопасной работы Электроэнергетической системы.

16. Долгосрочное планирование осуществляется, принимая за основание требования Закона Республики Армения "Об энергетике", настоящего раздела, технических регламентов и показатели надежности и безопасности Электроэнергетической системы.

17. В ходе долгосрочного планирования должно быть обосновано осуществление следующих мероприятий и функций в Электроэнергетической системе:

- 1) строительство новых установок и выведение из эксплуатации действующих установок;
- 2) реконструкция или переоснащение действующих установок;
- 3) модернизация устройств Релейной защиты и систем Противоаварийной автоматики;
- 4) изменение топологии Передающей сети;
- 5) применение новых технологий.

18. Процесс долгосрочного планирования осуществляется следующими этапами:

- 1) сбор и обработка информации;
- 2) осуществление необходимых изучений для Долгосрочного планирования;
- 3) моделирование;
- 4) разработка и утверждение долгосрочной программы.

19. Долгосрочная программа составляется Оператором системы на десятилетний период.

20. Квалифицированные производители, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированные потребители включают зафиксированные в Долгосрочной программе мероприятия в инвестиционные программы — по части касающегося их участия и периодов.

21. Для разработки долгосрочной программы Оператор системы может привлечь независимых экспертов или организации.

22. В ходе разработки долгосрочной программы Оператором системы осуществляются:

- 1) сбор необходимой информации от Квалифицированных производителей, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированных потребителей;
- 2) оценка возможностей осуществления межсистемных перетоков с Электроэнергетическими системами соседних стран;
- 3) необходимые изучения, моделирования, анализ и предоставление обоснований.

23. Планирование развития Электроэнергетической системы должно осуществляться так, чтобы:

1) для прогнозируемых режимов производства и потребления Электроэнергетической системы обеспечивались параметры, установленные показателями надежности и безопасности Электроэнергетической системы;

2) обеспечивалось устойчивое снабжение электроэнергией согласно установленным показателям надежности и безопасности Электроэнергетической системы;

3) в случае Расчетной аварии какого-либо элемента Электроэнергетической системы (генератора, линии, трансформатора и так далее) обеспечивались параметры Аварийного режима Электроэнергетической системы, установленные показателями надежности и безопасности Электроэнергетической системы;

4) после Нерасчетной аварии Электроэнергетическая система была бы способна перейти на Аварийный режим Электроэнергетической системы в срок и согласно параметрам, установленным показателями безопасности и надежности Электроэнергетической системы.

24. Во время планирования учитываются:

1) производство, передача, распределение электрической энергии и объемы перетоков электроэнергии с Электроэнергетическими системами соседних стран, осуществляемых по межсистемным линиям электропередачи;

2) направления государственной политики в области энергетики, включая эффективное использование водных ресурсов, стимулирование развития возобновляемых источников энергии, снижение отрицательного воздействия на окружающую среду и так далее.

25. В процессе планирования рассматриваются сценарии изменения объемов потребления и структуры электроэнергии, изменения цен на новые технологии и энергоносители и прочие возможные сценарии и ситуации.

26. Процесс планирования включает оценки рабочих режимов Электроэнергетической системы по сезонам (зима, весна, лето, осень).

27. В процессе планирования оцениваются возможные риски нарушения Нормальной работы Электроэнергетической системы и разрабатываются предложения, направленные на снижение отрицательных последствий их воздействия.

28. Для мероприятий, предложенных в долгосрочной программе, представляется оценка графика осуществления работ по строительству и восстановлению установок, который включает сроки получения от государственных органов, органов местного самоуправления и регулирующих органов разрешений на планирование, проектирование этих проектов, а также сроки строительства.

### **ГЛАВА 3**

#### **СБОР И ОБРАБОТКА ИНФОРМАЦИИ**

29. Оператор системы получает информацию, необходимую для разработки Долгосрочной программы, от Квалифицированных производителей, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированных потребителей согласно разработанным им графикам и формату.

30. Если Квалифицированный производитель, Передающее лицо, Распределяющее лицо или Квалифицированный потребитель предусматривает вывод из эксплуатации своей установки, являющейся элементом Электроэнергетической системы, то он уведомляет об этом Оператора системы как минимум за два года.

31. В процессе планирования Оператором системы учитывается информация, представляемая ему Заявителем подключения новых, а также реконструируемых установок к Передающей сети.

32. Если необходимая для планирования информация, представленная ранее Квалифицированным производителем, Передающим лицом, Распределяющим лицом или Квалифицированными потребителями, осталась неизменной и применима также для следующего периода планирования, то Квалифицированный производитель, Передающее лицо, Распределяющее лицо или Квалифицированный потребитель представляют Оператору системы соответствующее подтверждение.

33. Оператор системы может потребовать, чтобы Квалифицированный производитель, Передающее лицо, Распределяющее лицо или Квалифицированный потребитель представили дополнительную информацию с целью проверки точности информации по планированию.

34. Оператор системы осуществляет сбор, обработку и обобщение необходимых для планирования данных и информации, представляемых Квалифицированными производителями, Передающим лицом, Распределяющим лицом и Квалифицированными потребителями, и полученных из других источников.

35. При обнаружении Квалифицированным производителем, Передающим лицом, Распределяющим лицом или Квалифицированным потребителем неточностей в предоставленной им в Долгосрочной программе информации, Квалифицированный производитель, Передающее лицо, Распределяющее лицо или Квалифицированный потребитель информируют об этом Оператора системы, который производит корректировку Долгосрочной программы в порядке, установленном пунктом 49 настоящих Правил.

36. Информация, содержащая тайну, может быть опубликована в рамках Долгосрочной программы или предоставлена третьей стороне только в случае согласия лица, предоставившего такую информацию.

## ГЛАВА 4

### ИЗУЧЕНИЯ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ

37. Необходимое для планирования Электроэнергетической системы изучение включает:

- 1) оценку внутреннего спроса, импорта, экспорта и динамики перетоков за десять лет;
- 2) оценку режимов работы Передающей сети;
- 3) в случае подключения новых или реконструируемых установок к Электроэнергетической системе — оценку воздействия этого на Электроэнергетическую систему;
- 4) оценку прогнозируемых изменений и воздействия спроса на электрическую энергию и мощность, а также оценку срока готовности новых установок к эксплуатации и действий, необходимых для устранения недочетов в имеющихся установках;
- 5) изучения потокораспределения, короткого замыкания, устойчивости Электроэнергетической системы, уровней напряжения в контрольных пунктах;
- 6) оценку поведения Электроэнергетической системы в Нормальном и Аварийном режимах, касающихся Электроэнергетической системы;
- 7) оценку поведения Электроэнергетической системы при отступлениях (отклонениях) или переключениях;
- 8) любое иное изучение или оценку, которые могут потребоваться для гарантирования дальнейшей надежной и безопасной работы Электроэнергетической системы при экономически обоснованных минимальных затратах.

38. Изучения, необходимые для планирования Электроэнергетической системы, осуществляются посредством моделирования.

## ГЛАВА 5

### МОДЕЛИРОВАНИЕ

39. Прогнозы развития Электроэнергетической системы осуществляются посредством моделирования реальных объектов, процессов и явлений, воздействующих на развитие. Модели развития Электроэнергетической системы разрабатываются с целью удовлетворения из внутренних источников прогнозируемого спроса секторов экономики и населения на электроэнергию, а также оценки возможностей экспорта и импорта электроэнергии.

40. В ходе моделирования развития Электроэнергетической системы принимаются следующие основные условия:

1) спрос на электрическую мощность предлагается для режимов с пиковой, полупиковой и минимальной нагрузкой — в третью среду и в один выходной день каждого месяца;

2) спросы на электрическую энергию и мощность моделируются для прогнозируемых режимов внутреннего потребления, экспорта и импорта, а также транзита;

3) осуществляются изучения с целью оценки воздействия отклонений от прогнозируемой нагрузки на режимы Электроэнергетической системы;

4) диспетчеризация Электроэнергетической системы осуществляется в годовом разрезе и таким образом, чтобы обеспечивалось снабжение потребителей электрической энергией при минимальных затратах, с учетом предоставленных производителям гарантий закупки электрической энергии;

5) учитываются запланированное выведение установок Электроэнергетической системы из работы в целях ремонта, а также иные ограничения, необходимые для корректировки режимов;



6) передающие установки моделируются с целью учета выведения из работы в связи с техническим обслуживанием и строительством, а также долгосрочного вынужденного выведения из работы;

7) осуществляется моделирование межсистемных перетоков для изучения их воздействия на Электроэнергетическую систему;

8) параметры Релейной защиты и Противоаварийной автоматики моделируются с целью необходимых корректировок.

41. Моделирование осуществляется для основных и альтернативных — оптимистических и пессимистических сценариев развития Электроэнергетической системы.

42. В ходе моделирования характеристики Электроэнергетической системы должны отвечать показателям безопасности и надежности Электроэнергетической системы.

43. Компьютерные модели, используемые в ходе планирования Электроэнергетической системы, должны обеспечивать эквивалентное воспроизведение реальных процессов.

## **ГЛАВА 6**

### **РАЗРАБОТКА И УТВЕРЖДЕНИЕ ДОЛГОСРОЧНОЙ ПРОГРАММЫ**

44. В Долгосрочной программе устанавливаются мероприятия, ежегодно ожидаемые в Электроэнергетической системе, и выявляются сектора Электроэнергетической системы, требующие строительства новых установок, а также переоснащения Электроэнергетической системы с целью обеспечения дальнейшей надежной и безопасной работы Электроэнергетической системы при экономически обоснованных минимальных затратах.

45. Долгосрочная программа определяет также предпочтительные узлы для подключения новых производящих установок Электроэнергетической системы.

46. Долгосрочная программа включает развитие прогнозируемых мощностей на каждый год из десятилетнего периода планирования, обобщая:

- 1) прогноз спроса и производства электрической энергии и мощности;
- 2) необходимый объем резерва мощностей на производящих станциях;
- 3) технические параметры имеющихся производящих станций, включая программы по выводу из эксплуатации и восстановлению;
- 4) описание предусмотренных новых производящих установок;
- 5) описание мероприятий по развитию и усилению Передающей сети;
- 6) запланированные объемы импорта и экспорта электроэнергии;
- 7) баланс производства и потребления электроэнергии;
- 8) объемы избытка или дефицита производимых мощностей и электроэнергии, а также спрос на резерв.

47. Долгосрочная программа разрабатывается и утверждается Оператором системы при сотрудничестве с Квалифицированными производителями, Передающим лицом, Распределяющим лицом и Квалифицированными потребителями.

48. Оператор системы в пятнадцатидневный срок представляет утвержденную Долгосрочную программу в орган, уполномоченный Правительством Республики Армения, и в Комиссию, а также публикует ее на своем официальном сайте, уведомляя об этом Квалифицированных производителей, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированных потребителей.

49. Оператор системы до окончания пятого года периода Долгосрочной программы перерабатывает ее для следующего десятилетия. Оператор системы может производить корректировки в Долгосрочной программе, если данные и (или) информация, принятые за основу ее разработки, существенно изменились. Оператор системы утверждает переработанную или скорректированную Долгосрочную программу, обеспечивая процедуру уведомления, предусмотренную пунктом 48 настоящих Правил.

### **РАЗДЕЛ 3**

## **УПРАВЛЕНИЕ РАБОТОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

### **ГЛАВА 7**

#### **ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

50. Оператор системы, принимая за основание Закон Республики Армения "Об энергетике" и требования настоящих Правил, обеспечивает показатели надежности и безопасности Электроэнергетической системы в процессе управления режимами Электроэнергетической системы.

51. Оборудование или устройства, указанные в пункте 54 настоящих Правил, с точки зрения оперативного подчинения могут находиться:

- 1) в Оперативном ведении и управлении диспетчера Оператора системы;
- 2) в Оперативном ведении диспетчера Оператора системы и одновременно в Оперативном управлении дежурного персонала Квалифицированного производителя, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированного потребителя.

52. Ежегодно до 1 ноября Квалифицированные производители, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированные потребители представляют Оператору системы утвержденные их техническим руководителем схемы электрических соединений (электростанций, подстанций, линий электропередачи) их электрообъектов, составляющих часть Электроэнергетической системы, а также основные технические параметры оборудования и устройств, передаваемых в оперативное подчинение Оператора системы.

53. Ежегодно до 1 декабря Оператор системы утверждает нормальную схему Электроэнергетической системы на следующий календарный год и представляет ее Квалифицированным производителям, Передающему лицу, Распределяющему лицу и Квалифицированному потребителю.

54. Оператор системы определяет перечень подлежащих передаче в его Оперативное ведение и управление или Оперативное ведение оборудования и устройств Квалифицированного производителя, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированного потребителя, передача которых оформляется соглашением, заключенным до 25 декабря данного года между Оператором системы с одной стороны и техническим руководителем Квалифицированного производителя, Передающего лица, Распределяющего лица, Квалифицированного потребителя — с другой. Если на основании данных, представленных Квалифицированным производителем, Передающим лицом, Распределяющим лицом и Квалифицированным потребителем, либо по собственной инициативе Оператора в зафиксированный соглашением перечень оборудования и устройств не вносятся изменения, то соглашение предыдущего года продолжает действовать на следующий год.

55. Дальнейшие изменения вносятся в зафиксированный соглашением перечень оборудования и устройств по необходимости — на основании данных, представленных Квалифицированным производителем, Передающим лицом, Распределяющим лицом и Квалифицированным потребителем, или по собственной инициативе Оператора системы.

## ГЛАВА 8

### СИСТЕМНЫЕ УСЛУГИ И РЕЗЕРВЫ

56. Для обеспечения качества электроснабжения, установленного показателями надежности и безопасности Электроэнергетической системы, Квалифицированными производителями, за исключением Гарантированных производителей, Передающим лицом, Распределяющим лицом или Квалифицированным потребителем оказываются следующие основные системные услуги:

- 1) регулирование частоты и перетоков;
- 2) Балансирование;
- 3) регулирование напряжения;
- 4) восстановление Электроэнергетической системы в случае полного или частичного погашения.

57. Требования к установкам, оборудованию и устройствам поставщика системной услуги, а также к технологическим процессам устанавливаются Оператором системы.

58. Поставщик системных услуг подтверждает соответствие предусмотренных для предоставления системных услуг установки, оборудования или устройства установленным требованиям. Подтверждение соответствия осуществляется заверением поставщика системных услуг, оценкой результатов физических испытаний или иных процессов, установленных Оператором системы.

59. Для регулирования частоты и перетоков Оператор системы предусматривает достаточные объемы Первичного, Вторичного и Третичного резервов.

60. Требования к Первичному, Вторичному и Третичному резервам устанавливаются показателями надежности и безопасности Электроэнергетической системы, с учетом технических параметров данной установки.

61. Поставщик услуги Первичного резерва обеспечивает работоспособность регулятора скорости своей производящей установки и ее способность функционировать в автоматическом режиме.

62. Регулирование Вторичного резерва может осуществляться как автоматически, так и по распоряжениям диспетчера.

63. Если между производством и потреблением активной мощности возникло нарушение баланса, которое не может быть компенсировано за счет Вторичного резерва, то Оператор системы с целью обеспечения баланса может:

- 1) запустить Третичный резерв;
- 2) изменить объемы межсистемных перетоков в установленных соответствующими соглашениями диапазонах;
- 3) осуществить ограничения электроснабжения внутренних потребителей в соответствии с главой 13 настоящих Правил.

64. В целях сохранения напряжений Электроэнергетической системы в установленных диапазонах Оператор системы:

- 1) осуществляет контроль и управление реактивной мощностью производящих установок;
- 2) осуществляет управление компенсирующими системами реактивной мощности;
- 3) контролирует спрос реактивной мощности и осуществляет управление потокораспределением реактивной мощности в передающей системе;
- 4) осуществляет изменение коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов, находящихся в его оперативном подчинении.

65. В целях регулирования напряжения Распределяющее лицо и Квалифицированные потребители обеспечивают в Пунктах разграничения Электроэнергетической системы, находящихся в их ведении, допустимые диапазоны установленного Оператором системы коэффициента мощности.

66. Квалифицированные производители, оказывающие услугу по восстановлению после полного или частичного погашения Электроэнергетической системы, обеспечивают, чтобы используемые с этой целью производящие установки осуществляли электроснабжение определенной части Электроэнергетической системы с частотой и уровнем напряжения, которые установлены для подобных режимов показателями надежности и безопасности Электроэнергетической системы.

67. Любая производящая установка, участвующая в восстановлении после полного или частичного погашения Электроэнергетической системы, должна иметь возможность пуска без внешнего источника напряжения и осуществлять свои действия в соответствии с программой восстановления энергосистемы.

68. В случае полного или частичного погашения Электроэнергетической системы процессы восстановления устанавливаются в инструкции Оператора системы по устранению аварий.

## **ГЛАВА 9**

### **ПРОВЕРКА ГОТОВНОСТИ ПРОИЗВОДЯЩИХ УСТАНОВОК**

69. Оператор системы осуществляет проверки готовности производящих установок, предусмотренные пунктом 58 настоящих Правил для предоставления системных услуг по регулированию частоты и перетоков, а также

по Балансированию. Проверки готовности после ремонта производящих установок осуществляются в обязательном порядке, а при необходимости — также в процессе их работы. Результаты проверки готовности фиксируются Оператором системы в акте проверки готовности.

70. В ходе проверки готовности производящих установок Оператор системы и Квалифицированный производитель руководствуются величинами, зафиксированными в заводских инструкциях оборудования (минимальная и максимальная допустимая мощность, скорость изменения нагрузки и т. д.), с учетом изменений, произведенных по результатам наладки.

71. Если в течение установленного Расчетного периода не была проведена запланированная проверка готовности, то в качестве готовой электрической мощности Квалифицированного производителя принимается Договорная мощность, указанная в Договоре на этот период.

72. Если в ходе проверки готовности в энергосистеме возникает авария, и генератор отключается от Электроэнергетической системы или невозможно продолжить проверку, так как она по оценке Оператора системы может препятствовать устранению аварии, то проверка готовности прекращается по команде Оператора системы и считается несостоявшейся.

73. Проверка готовности Холодного резерва осуществляется посредством осмотров или пусков. В случае принятия решения о проведении проверки готовности Холодного резерва посредством осмотра, уполномоченные представители Оператора системы прибывают на электростанцию и вместе с уполномоченными представителями Квалифицированного производителя осуществляют проверку готовности неподключенного агрегата согласно совместно утвержденной заранее программе.

74. В случае принятия решения о проведении проверки готовности Горячего резерва Оператор системы по факсу сообщает об этом Квалифицированному производителю с указанием станционного номера проверяющегося агрегата. С момента сообщения по факсу проверка готовности считается начатой.



75. Для осуществления проверки готовности Горячего резерва Квалифицированный производитель по команде Оператора системы повышает мощность агрегата до располагаемой величины. В таком режиме гидроагрегат должен проработать как минимум 1 час, турбоагрегат — как минимум 3 часа.

76. Если в ходе проверки готовности развитая агрегатом средняя мощность составляет 95 процентов от располагаемой величины, то актом проверки готовности в качестве готовой мощности утверждается договорная величина.

77. Если в ходе проверки готовности:

1) не удастся развить мощность генератора до Располагаемой мощности или, в случае ее развития, сохранить ее на этом уровне на протяжении времени, установленного пунктом 75 настоящих Правил, то актом проверки готовности в качестве готовой мощности утверждается фактическая средняя мощность, развитая в ходе проверки готовности за последний час — для гидроагрегатов, а для турбоагрегатов — за последние 3 часа;

2) происходит аварийное отключение генератора от Электроэнергетической системы, то актом проверки готовности до следующей проверки готовности утверждается готовая мощность 0 МВт.

78. Если актом проверки готовности утверждается мощность, которая ниже Располагаемой мощности, то Квалифицированный производитель имеет право предложить Оператору системы провести дополнительную проверку. Оператор системы проводит дополнительную проверку готовности в течение 3 рабочих дней со дня получения заявки на эту проверку. Дополнительная проверка готовности может проводиться не чаще одного раза в течение каждого расчетного месяца.

79. Оператор системы представляет акты проверки готовности Оператору рынка и Распределяющему лицу до 3 числа месяца, следующего за данным Расчетным периодом.

## ГЛАВА 10

### НАДЕЖНОСТЬ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

80. Оператор системы осуществляет Диспетчеризацию режимов Электроэнергетической системы с обеспечением показателей надежности и безопасности Электроэнергетической системы.

81. Оператор системы для обеспечения надежной работы Электроэнергетической системы в установленном настоящими Правилами и законодательством порядке:

1) осуществляет Диспетчеризацию оборудования и устройств, находящихся в его оперативном подчинении, принимая за основание установленные для них технические параметры;

2) обеспечивает Диспетчеризацию параллельной работы Электроэнергетической системы Республики Армения с региональными Электроэнергетическими системами, согласно заключенным договорам;

3) согласовывает годовые планы вывода находящихся в его оперативном подчинении устройств и оборудования из работы с целью ремонта;

4) осуществляет проверку готовности Располагаемых мощностей Квалифицированных производителей, за исключением Гарантированных производителей, в соответствии с главой 9 настоящих Правил;

5) как минимум три года хранит оперативные реестры и записи оперативных разговоров;

6) обеспечивает беспрепятственный доступ Квалифицированных производителей, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированного потребителя для получения сведений относительно

имеющихся на его серверах данных режимов энергосистемы и оперативной схемы, а также по их запросу представляет дополнительные разъяснения относительно этих сведений;

7) обеспечивает договорные величины качества электрической энергии в пунктах раздела балансовой принадлежности Квалифицированного производителя и Распределяющего лица, Передающего лица и Распределяющего лица, Передающего лица и Квалифицированного потребителя, а также в пунктах экспорта и импорта;

8) с целью исполнения своих обязанностей при входе на территории, находящиеся в ведении Квалифицированных производителей, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированных потребителей, соблюдает установленные ими регламенты;

9) проводит анализ отчетов, представленных согласно подпункту 7 пункта 87 настоящих Правил, и до 30 числа месяца, следующего за каждым кварталом, представляет результаты в Комиссию;

10) информирует Передающее лицо об аварийных отключениях оборудования и устройств Передающего лица, находящихся в его оперативном подчинении;

11) рассчитывает и задает Квалифицированным производителям, Передающему лицу, Распределяющему лицу и Квалифицированным потребителям уставки устройств Релейной защиты и Противоаварийной автоматики и контролирует их выполнение.

82. Оператор системы в максимально сжатые сроки информирует Квалифицированных производителей, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированных потребителей о возникновении и завершении Аварийного режима Электроэнергетической системы.

83. На своем официальном сайте Оператор системы публикует указанные в пункте 54 настоящих Правил требования к надежности оборудования и устройств на следующий календарный год и до 1 декабря текущего года уведомляет об этом Квалифицированных производителей, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированных потребителей. Эти требования являются основанием для осуществления Квалифицированными производителями, Передающим лицом, Распределяющим лицом и Квалифицированными потребителями мероприятий, направленных на обеспечение установленных показателей надежности Электроэнергетической системы.

84. Квалифицированные производители, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированные потребители до 20 числа месяца, следующего за каждым кварталом календарного года, представляют Оператору системы фактическую информацию относительно надежности Электроэнергетической системы оборудования и устройств, указанных в пункте 54 настоящих Правил.

85. Оператор системы ежегодно до 1 апреля публикует на своем официальном интернет-сайте и уведомляет Квалифицированных производителей, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированных потребителей об указанных в пункте 54 настоящих Правил обобщенных фактических показателях надежности Электроэнергетической системы оборудования и устройств за предыдущий год, которые рассчитаны согласно методике, приведенной в показателях надежности и безопасности Электроэнергетической системы.

86. Показатель надежности снабжения (поставки) электрической энергии в каждом Пункте подключения к Электроэнергетической системе устанавливается в Договоре в качестве соотношения годовых суммарных часов получения или доставки электрической энергии без ограничений в данном Пункте подключения, вне зависимости от причин их возникновения и общих часов года, и не должен

быть меньше 0,99. В случае нарушения договорного показателя надежности снабжения (поставки) электрической энергии в данном Пункте подключения ответственность перед подключившимся лицом (включая ответственность за возмещение убытков, причиненных нарушением) несет Передающее лицо или Распределяющее лицо — в зависимости от Пункта подключения. Если непосредственными причинами нарушения являются неправомерные действия (бездействие) третьих лиц, то они соразмерно ответственны перед Передающим лицом или Распределяющим лицом в зависимости от Пункта подключения, и последний получает по отношению к указанным третьим лицам право возвратного требования (регресса) в размере ответственности, которую он несет перед подключившимся лицом.

87. Квалифицированный производитель, Передающее лицо, Распределяющее лицо, Квалифицированный потребитель:

1) осуществляют эксплуатацию, обслуживание и содержание своих установок согласно настоящим Правилам, требованиям нормативно-правовых актов Республики Армения и стандартам организации относительно эксплуатации;

2) передают в оперативное подчинение Оператора системы находящиеся в их ведении оборудование и устройства, указанные в пункте 54 настоящих Правил;

3) выполняют данные Оператором системы оперативные поручения в соответствии с пунктом 178 настоящих Правил;

4) для исполнения обязанностей Оператора системы обеспечивают беспрепятственный доступ уполномоченного лица последнего на находящиеся в их ведении территории;

5) обеспечивают содержание являющихся собственностью Оператора системы оборудования и устройств, которые установлены на находящихся в их ведении территориях;

6) незамедлительно сообщают Оператору системы обо всех выявленных неполадках и неисправностях в оборудовании и устройствах, находящихся в его оперативном подчинении;

7) в установленных Оператором системы формах и сроки представляют отчет относительно фактического уровня надежности Электроэнергетической системы оборудования и устройств, находящихся в оперативном подчинении Оператора системы;

8) на основании инструкции Оператора системы по ликвидации аварий разрабатывают свои местные инструкции по ликвидации аварий.

## ГЛАВА 11

### БЕЗОПАСНОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

88. В целях обеспечения безопасности работы Электроэнергетической системы Оператор системы:

- 1) контролирует работу Электроэнергетической системы в реальном времени;
- 2) публикует показатели надежности Электроэнергетической системы;
- 3) устанавливает технически доступную пропускную способность Передающей сети с обеспечением показателей надежности и безопасности Электроэнергетической системы и осуществляет оперативное регулирование потокораспределения Электроэнергетической системы;
- 4) осуществляет Диспетчеризацию работы установок Электроэнергетической системы, которая направлена на поддержание Нормального режима Электроэнергетической системы и обеспечение установленных показателей безопасности;

5) в сотрудничестве с Квалифицированными производителями, Передающим лицом, Распределяющим лицом и Квалифицированными потребителями анализирует системные аварии, имевшие место в Электроэнергетической системе, и разрабатывает программы, направленные на их предотвращение.

89. Оператор системы рассчитывает и публикует на своем интернет-сайте фактические показатели надежности и безопасности Электроэнергетической системы, а также возможную пропускную способность Передающей сети. Показатели надежности и безопасности Электроэнергетической системы постоянно контролируются Оператором системы.

90. Квалифицированные производители, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированный потребитель в соответствии с пунктом 52 настоящих Правил представляют Оператору системы технические характеристики своего оборудования и устройств в объеме и виде, необходимых для осуществления расчетов.

91. Квалифицированные производители, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированный потребитель обеспечивают соответствие характеристик своего оборудования величинам, указанным в пункте 90 настоящих Правил.

92. В Аварийных режимах Электроэнергетической системы Оператор системы:

1) требует от Квалифицированных производителей, Передающего лица, Распределяющего лица или Квалифицированных потребителей прекратить все начатые или запланированные работы, которые имеют отрицательное воздействие на надежную и безопасную работу Электроэнергетической системы;

2) требует от Квалифицированных производителей, Передающего лица, Распределяющего лица или Квалифицированных потребителей ввести в работу выведенные из работы электроустановки, находящиеся в оперативном подчинении Оператора системы;

3) отсрочивает вывод оборудования и устройств из работы с целью их плановых ремонтов, а также отклоняет заявки на плановый вывод из работы.

93. В аварийных ситуациях или ситуациях, возникших вследствие непреодолимой силы, Оператор системы осуществляет экспорт и импорт Электроэнергии согласно установленному Комиссией порядку.

## ГЛАВА 12

### СИСТЕМЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

94. Применение Релейной защиты в Электроэнергетической системе служит следующим целям:

1) постоянный контроль режимов всех элементов Электроэнергетической системы;

2) реагирование на возникновение повреждений и отклонений от Нормальных режимов;

3) выявление поврежденного элемента для отделения от Электроэнергетической системы и отправка сигнала на выключатель;

4) сигнальное извещение эксплуатирующего персонала о возникновении повреждений и отклонений от Нормальных режимов.

95. Применение Противоаварийной автоматики в Электроэнергетической системе служит следующим основным целям:

1) предотвращение полного или частичного погашения Электроэнергетической системы;



2) предотвращение нарушения устойчивости Электроэнергетической системы;

3) ликвидация асинхронного режима;

4) ограничение повышения или снижения частоты;

5) ограничение повышения или снижения напряжения.

96. Устройства Релейной защиты и Противоаварийной автоматики должны удовлетворять следующим требованиям:

1) чувствительность — свойство выявления в зоне функционирования устройства того нарушения Нормального режима Электроэнергетической системы, для которого предусмотрено это устройство;

2) быстроедействие — свойство, характеризующее скорость выявления нарушения режима и осуществления предусмотренных для устройства процессов;

3) избирательность (селективность) — свойство выявлять исключительно те нарушения, для которых предусмотрена работа данного устройства;

4) надежность — свойство эквивалентно и безотказно функционировать в случае возникновения только тех нарушений, для которых предусмотрена работа устройства.

97. Системы Противоаварийной автоматики включают:

1) автоматическое предотвращение нарушения устойчивости (АПНУ);

2) автоматическая ликвидация асинхронного режима (АЛАР);

3) ограничение повышения или снижения частоты (ОПЧ/ОСЧ);

4) ограничение повышения или снижения напряжения (ОПН/ОСН);

5) автоматическая частотная разгрузка (АЧР);

6) автоматические частотные пуск и загрузка (АЧПЗ);

- 7) автоматическое включение резерва (АВР);
- 8) частотная делительная автоматика (ЧДА);
- 9) частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ);
- 10) специальная автоматика отключения нагрузки (САОН);
- 11) автоматическое повторное включение (АПВ).

98. Оператор системы представляет Квалифицированным производителям, Передающему лицу, Распределяющему лицу и Квалифицированным потребителям:

- 1) задания относительно изменений уставок устройств Релейной защиты и Противоаварийной автоматики;
- 2) согласованные графики плановых проверок устройств Релейной защиты и Противоаварийной автоматики;
- 3) задания по заземлению нейтралей обмоток трансформаторов.

99. Оператор системы по требованию Квалифицированных производителей, Передающего лица, Распределяющего лица или Квалифицированных потребителей представляет величины токов короткого замыкания на шинах, находящихся в его оперативном подчинении.

100. Квалифицированные производители, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированные потребители:

- 1) обеспечивают работоспособность устройств Релейной защиты и Противоаварийной автоматики системного значения в соответствии с показателями надежности и безопасности Электроэнергетической системы, а также с требованиями нормативно-правовых актов;
- 2) обеспечивают сохранение установленных на их территориях систем Релейной защиты и Противоаварийной автоматики, являющихся собственностью Оператора системы.

3) ежегодно до 15 октября представляют Оператору системы графики плановых проверок находящихся в его оперативном подчинении устройств Релейной защиты и Противоаварийной автоматики на следующий календарный год;

4) незамедлительно информируют Оператора системы о случаях сбоя в работе установленных на их объектах устройств Релейной защиты и Противоаварийной автоматики, находящихся в подчинении Оператора системы;

5) в максимально сжатые сроки устраняют неисправности устройств Релейной защиты и Противоаварийной автоматики и сообщают об этом Оператору системы;

6) в случае аварийных отключений их установок, находящихся в подчинении Оператора системы, по требованию Оператора системы в течение 2 рабочих дней представляют информацию относительно места и вида произошедшего короткого замыкания, а также информацию об аварии, полученную с регистрирующих приборов;

7) в случае получения задания от Оператора системы относительно изменения уставок устройств Релейной защиты и Противоаварийной автоматики, осуществляют эти изменения в указанный Оператором системы срок и незамедлительно письменно сообщают ему об осуществлении изменений;

8) после плановых проверок, до 5 числа следующего месяца и непосредственно после внеплановых проверок сообщают Оператору системы информацию относительно результатов;

9) по требованию Оператора системы проводят внеочередную проверку устройств Релейной защиты и Противоаварийной автоматики;

10) подают Оператору системы письменную заявку на установку новых систем устройств Релейной защиты и Противоаварийной автоматики или на видоизменение существующей системы.

## ГЛАВА 13

### НЕИЗБЕЖНЫЕ ОГРАНИЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

101. В целях предотвращения спада частоты в результате нарушения баланса активной мощности и восстановления частоты Электроэнергетической системы осуществляются ограничения электроснабжения потребителей с применением устройств Автоматической частотной разгрузки и устройств, включенных в программы Диспетчерской разгрузки.

102. Для восстановления электроснабжения потребителей в Электроэнергетической системе предусматриваются меры, включая развитие резервной мощности электростанций и размещение устройств частотного автоматического повторного включения.

103. Принципы и уставки функционирования устройств частотной разгрузки и частотного автоматического повторного включения определяются Оператором системы на основании показателей надежности и безопасности Электроэнергетической системы.

104. В критических (аварийных) ситуациях ограничения электроснабжения осуществляются по программам Автоматической разгрузки и (или) Диспетчерской разгрузки, которые совместно составляют Оператор системы и Распределяющее лицо, Оператор системы и Квалифицированный потребитель, исходя из показателей надежности и безопасности Электроэнергетической системы. В программы Автоматической разгрузки и Диспетчерской разгрузки не включаются линии электропередачи, обеспечивающие резервное электропитание для собственных нужд электрических станций Квалифицированных производителей.

105. Программы Автоматической разгрузки и Диспетчерской разгрузки составляются с обязательным соблюдением следующих условий:

1) осуществление ограничения электроснабжения до Фиксированной технологической и (или) аварийной мощности для Квалифицированных потребителей, полное ограничение электроснабжения которых может привести к реальной и неизбежной угрозе для жизни людей и окружающей среды, и для которых не предусматривается принадлежащий потребителю независимый источник электропитания. Величина суммарных значений Фиксированной технологической и (или) аварийной мощностей этих Квалифицированных потребителей не должна превышать величины, рассчитанной Оператором системы на основании утвержденных показателей, обеспечивающих безопасность и надежность Электроэнергетической системы;

2) осуществление ограничений Энергоснабжения при выполнении условий первоочередности, предусмотренных статьей 49 Закона Республики Армения "Об Энергетике", согласно установленному Правительством Республики Армения перечню потребителей;

3) применение ограничения Энергоснабжения ко всем остальным Квалифицированным потребителям.

106. Если подключенный к Передающей сети Квалифицированный потребитель входит в программы Автоматической разгрузки, то записи относительно применяемых для таких потребителей очередей производятся в договорах Оператора системы о предоставлении услуг.

107. В ходе устранения Критических (аварийных) ситуаций электроснабжение потребителей восстанавливается в следующей очередности:

1) группы Квалифицированных потребителей, указанные в подпунктах 1 и 2 пункта 105 настоящих Правил;

2) все остальные Квалифицированные потребители.

108. Непрерывная продолжительность предусмотренных настоящими Правилами ограничений Электроснабжения не должна превышать 4-х часов.

109. Решение о применении программ по ограничениям электроснабжения в Критических (аварийных) ситуациях в Электроэнергетической системе принимает Оператор системы. В таких ситуациях Оператор системы может произвести отключения, информируя оператора Распределяющего лица или Квалифицированного потребителя при первой же возможности.

110. В Критических (аварийных) ситуациях в Электроэнергетической системе оператор Распределяющего лица обязан по указанию Оператора системы произвести ограничения Электроснабжения в распределительной сети.

111. В Критических (аварийных) ситуациях в распределительной сети решение о применении программ по ограничениям Электроснабжения потребителей принимается и осуществляется оператором Распределяющего лица, который ставит в известность Оператора системы об объемах ограничений. Электроснабжение восстанавливается после согласования с Оператором системы.

112. Взаимоотношения Оператора системы и Оператора распределяющего лица в ходе осуществления программ по ограничениям Электроснабжения регламентируются настоящими Правилами.

113. Если потребитель является Квалифицированным потребителем, то технологические и (или) аварийные мощности фиксируются в совместно составленном таким потребителем и Оператором системы акте, который является неотъемлемой частью договора Оператора системы о предоставлении услуги.

114. Принимая за основание действующие договоры, Оператор системы и Распределяющее лицо, Оператор системы и Квалифицированные потребители ежегодно до 1 декабря пересматривают программы по ограничениям Электроснабжения в Критических (аварийных) ситуациях.

## ГЛАВА 14

### ИНСТРУКЦИИ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

115. Оператор системы разрабатывает инструкцию по ликвидации аварий Электроэнергетической системы, которая устанавливает обязанности и порядок координирования совместных действий Оператора системы, Квалифицированных производителей, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированных потребителей в случае возникновения аварий. Инструкция по ликвидации аварий Электроэнергетической системы согласовывается с Квалифицированными производителями, Передающим лицом, Распределяющим лицом и Квалифицированными потребителями и утверждается Оператором системы.

116. На основании инструкции по ликвидации аварий Электроэнергетической системы и в соответствии с настоящими Правилами Квалифицированные производители, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированный потребитель в одномесячный срок разрабатывают свои внутренние инструкции по ликвидации аварий.

117. Оператор системы координирует действия Квалифицированных производителей, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированных потребителей, которые направлены на ликвидацию аварий Электроэнергетической системы. Квалифицированный производитель, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированный потребитель, вовлеченные в процесс ликвидации аварии, участвуют в ликвидации аварий Электроэнергетической системы согласно своей внутренней инструкции по ликвидации аварии и распоряжениям Оператора системы.

## ГЛАВА 15

### КОММУНИКАЦИЯ

118. Коммуникация между Оператором системы и Квалифицированными производителями, Передающим лицом, Распределяющим лицом и Квалифицированными потребителями обеспечивается в реальном времени коммуникационной системой, которая используется по независимым, выделенным каналам связи, предусмотренным только для оперативной коммуникации.

119. Оператор системы обеспечивает стабильную и качественную работу оперативно-технологической телефонной связи, в максимально короткий период устраняет выявленные сбои и неполадки.

120. Согласно требованиям "Технического регламента об эксплуатации электростанций и сетей", утвержденного Постановлением Правительства Республики Армения № 1605-N от 27 декабря 2007 года, Квалифицированные производители, Передающее лицо и Распределяющее лицо устанавливают АСУ ТП. По требованию Оператора системы АСУ ТП также устанавливается у Квалифицированного потребителя.

121. Минимальные требования к данным, подлежащим предоставлению Оператору системы из АСУ ТП, устанавливаются Оператором системы.

122. Согласно требованиям регламента, указанным в пункте 120 настоящих Правил, Оператор системы устанавливает АСДУ.

123. Оператор системы, Квалифицированные производители, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированные потребители обеспечивают дистанционную коммуникацию АСДУ с их АСУ ТП.

124. Минимальными требованиями к АСДУ являются:



- 1) гарантирование сбора информации и данных Оператора системы из пунктов установки АСДУ и с АСУ ТП Квалифицированных производителей, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированных потребителей;
- 2) совместимость с иными приборами диспетчерского управления Оператора системы;
- 3) обеспечение доступности для Оператора системы информации относительно ситуации в Электроэнергетической системе;
- 4) обеспечение в реальном времени контроля и управления состоянием оборудования и устройств, находящихся в оперативном подчинении Оператора системы;
- 5) защищенность от несанкционированного доступа.

125. Оборудование АСУ ТП и передачи данных устанавливается согласно следующим условиям:

- 1) Квалифицированный производитель, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированный потребитель согласовывают с Оператором системы применяемый у них вид оборудования передачи данных, предоставляемых с АСУ ТП;
- 2) Квалифицированный производитель, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированный потребитель обеспечивают совместимость оборудования передачи данных с АСУ ТП с АСДУ Оператора системы.

126. При необходимости коммуникация между Оператором системы и Квалифицированными производителями, Передающим лицом, Распределяющим лицом и Квалифицированными потребителями может осуществляться по факсу, интернету и другим средствам связи.

127. Для обеспечения надежной и безопасной работы Электроэнергетической системы требуется быстрый и постоянный обмен информацией между Оператором Системы и Квалифицированными производителями, Передающим лицом и Распределяющим лицом.

128. Оператор системы устанавливает требования к информации, предоставляемой в письменном виде Квалифицированными производителями, Передающим лицом, Распределяющим лицом и Квалифицированными потребителями. В отдельных случаях информация может быть представлена в оперативном порядке — с условием осуществления соответствующих записей в оперативных журналах посредством Оперативного персонала Квалифицированных производителей, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированных потребителей.

129. Квалифицированные производители, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированный потребитель представляют информацию, приведенную в перечне Оператора системы, в период и способом, установленными Оператором системы.

## РАЗДЕЛ 4

### КРАТКОСРОЧНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ

#### ГЛАВА 16

#### ПЛАНИРОВАНИЕ ВЫВОДА ОБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ ИЗ РАБОТЫ И УСТАНОВЛЕНИЕ ДОГОВОРНЫХ И РАСПОЛАГАЕМЫХ МОЩНОСТЕЙ

130. Распределяющее лицо и Квалифицированные потребители ежегодно до 1 октября представляют Оператору системы информацию относительно прогнозируемых на следующий календарный год величин спроса на электроэнергию в следующем объеме:

- 1) величины потребления активной электроэнергии — по месяцам;
- 2) графики активной и реактивной нагрузок одного рабочего и одного выходного дня третьей недели за каждый месяц.

131. Квалифицированные производители, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированные потребители ежегодно до 15 октября представляют Оператору системы графики вывода из работы в плановый ремонт оборудования и устройств, находящихся в оперативном подчинении Оператора системы, на следующий календарный год. Подключенные к Распределительной сети Квалифицированные производители и Квалифицированные потребители согласуют с Распределяющим лицом графики вывода из работы в плановый ремонт своего оборудования и устройств на следующий календарный год.

132. Квалифицированные производители, для которых Комиссией установлена Договорная мощность, ежегодно до 15 октября представляют Оператору системы также следующую информацию:

1) информацию относительно электрических мощностей, утверждаемых Комиссией на следующий год — Располагаемая мощность, минимальная мощность, а также скорости развития и снижения мощности в нормальных и аварийных ситуациях;

2) в случае гидроэлектростанций или комплексов гидроэлектростанций — также прогнозы естественного стока рек на следующий год и план режимов орошения на следующий год.

133. Необходимость изменения уровней Располагаемой мощности и минимальной мощности, представляемых согласно подпункту 1 пункта 132 настоящих Правил, подтверждает независимая экспертная организация.

134. Если представленные Квалифицированными производителями, Передающим лицом, Распределяющим лицом и Квалифицированными потребителями графики вывода из работы в ремонт противоречат друг другу с точки зрения обеспечения показателей надежности и безопасности Электроэнергетической системы, то Оператор системы обсуждает с Квалифицированными производителями, Передающим лицом, Распределяющим лицом и Квалифицированными потребителями возможности пересмотра этих графиков.

135. Оператор системы ежегодно до 20 ноября представляет Квалифицированным производителям, Передающему лицу, Распределяющему лицу и Квалифицированным потребителям согласованные графики вывода оборудования и устройств из работы в плановый ремонт на следующий календарный год.

136. Оператор системы ведет базу данных графиков вывода находящихся в его оперативном подчинении оборудования и устройств из работы в плановый ремонт.

137. Оператор системы рассчитывает режимы производства электроэнергии и необходимые резервные мощности, исходя из условий удовлетворения внутреннего спроса при минимальных затратах, а также обеспечения показателей надежности и безопасности Электроэнергетической системы.

138. Оператор системы ежегодно до 20 ноября представляет имеющим Договорную мощность Квалифицированным производителям взаимосогласованный вариант Договорной и Располагаемой мощностей на следующий календарный год, согласованный с органом, уполномоченным Правительством Республики Армения.

139. Имеющий Договорную мощность Квалифицированный производитель ежегодно до 1 декабря представляет на утверждение Комиссии согласованную с Оператором системы согласно пункту 138 настоящих Правил информацию относительно Договорной и Располагаемой мощностей на следующий календарный год согласно Приложению № 1 к настоящим Правилам.

140. При возникновении разногласий между Оператором системы и Квалифицированным производителем относительно Договорной и Располагаемой мощностей, сроков вывода оборудования и устройств из работы в плановый ремонт:

1) Оператор системы в срок, предусмотренный пунктом 138 настоящих Правил, представляет Квалифицированному производителю и Комиссии свои предложения относительно сроков запланированного вывода из работы оборудования, включенного в состав оборудования, обеспечивающего Договорную мощность;

2) Квалифицированный производитель в срок, предусмотренный пунктом 139 настоящих Правил, представляет в Комиссию информацию относительно предлагаемых им и Оператором системы Договорной и Располагаемой мощностей.

141. На основании информации, предусмотренной пунктами 139 и 140 настоящих Правил, Комиссия утверждает Договорную и Располагаемую мощности Квалифицированных потребителей, которые закрепляются в Договоре.

142. Утвержденные Комиссией Договорная и Располагаемая мощности, в связи с изменением сроков вывода оборудования и устройств из работы в плановый ремонт могут быть пересмотрены в текущем году со взаимного согласия Квалифицированного производителя и Оператора системы с условием, что суммарная Договорная мощность календарного года не будет изменена.

143. Договорные обязательства имеющего Договорную мощность Квалифицированного производителя по части электрической энергии (мощности) считаются исполненными, если включенные в состав Договорных мощностей оборудование и устройства в технически исправном состоянии находятся в распоряжении Оператора системы и готовы развивать или развили требуемую им мощность.

## **ГЛАВА 17**

### **КРАТКОСРОЧНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ БАЛАНСОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

144. Оператор системы составляет следующие плановые балансы Электроэнергетической системы:

- 1) на каждый календарный год — по месяцам;
- 2) на каждый месяц — по дням;
- 3) на следующий день — по часам.

145. На основании информации, указанной в главе 16 настоящих Правил, Оператор системы осуществляет планирование баланса Электроэнергетической системы на календарный год и ежегодно до 20 ноября публикует на своем официальном интернет-сайте баланс Электроэнергетической системы на следующий календарный год — по месяцам.

146. Планирование помесечных балансов Электроэнергетической системы осуществляется в следующем порядке:

1) Распределяющее лицо и Квалифицированные потребители ежемесячно до 15 числа представляют Оператору системы прогнозируемые на следующий месяц:

- а. величины потребления активной электроэнергии — по дням,
- б. графики активной и реактивной нагрузок одного рабочего и одного выходного дня третьей недели;

2) Квалифицированные производители, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированные потребители ежемесячно до 20 числа представляют Оператору системы предварительные графики планового вывода из работы оборудования и устройств, находящихся в оперативном подчинении Оператора системы, на следующий месяц — по дням;

3) Квалифицированные производители, распоряжающиеся комплексами гидроэлектростанций или гидроэлектростанциями, представляют Оператору системы также:

- а. информацию относительно количества декадного спроса на оросительную воду — за два дня до декады,
- б. информацию относительно изменений дневного спроса на оросительную воду — за два дня до изменения;

4) Оператор системы ежемесячно до 25 числа на своем официальном интернет-сайте публикует как минимум указанную ниже информацию на следующий месяц:

- а. общий баланс электроэнергии на следующий месяц — по дням,
- б. изменения в графике планового вывода из работы в расчетном месяце.

147. Оператор системы осуществляет планирование дневных балансов Электроэнергетической системы и ежедневно до 14:00 публикует на своем официальном интернет-сайте как минимум указанную ниже информацию на следующий день:

- 1) дневной баланс активной мощности — по часам;
- 2) дневной спрос на реактивную мощность — по часам.

## **ГЛАВА 18**

### **ПЛАНОВЫЙ ВЫВОД ОБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ ИЗ РАБОТЫ**

148. Плановый вывод из работы оборудования и устройств, находящихся в оперативном подчинении Оператора системы, производится на основании заявки.

149. При необходимости (испытания на различном оборудовании, переключения, состоящие из нескольких этапов и т. д.) помимо заявки подается также рабочая программа, утвержденная руководителем Квалифицированного производителя, Передающего лица, Распределяющего лица или Квалифицированного потребителя и согласованная с Оператором системы.

150. В заявке отмечаются диспетчерское наименование оборудования или устройства, содержание и срок работ, срок аварийной готовности, остаточная мощность. Заявка, не удовлетворяющая требованиям настоящего пункта, не принимается.



151. Заявки на вывод оборудования или устройства из работы в плановый ремонт передаются диспетчеру Оператора системы с 12:00 до 15:00 по следующим дням:

- 1) в понедельник — для среды;
- 2) во вторник — для четверга;
- 3) в среду — для пятницы;
- 4) в четверг — для субботы, воскресенья и понедельника;
- 5) в пятницу — для вторника;
- 6) в субботу, воскресенье и в нерабочие дни заявки не принимаются.

152. В случае последовательного выполнения однотипных работ на разных соединениях, на каждое соединение оформляется отдельная заявка.

153. Заявки на продление срока ремонта оборудования или устройства подаются за один день до разрешенного срока. В заявке указываются срок, время и причина продления.

154. Ответ на заявку диспетчер Оператора системы сообщает дежурному персоналу Квалифицированного производителя, Передающего лица, Распределяющего лица или Квалифицированного потребителя накануне начала или продолжения ремонта — до 13:00.

155. До начала работ по разрешенной заявке дежурный персонал Квалифицированного производителя, Передающего лица, Распределяющего лица или Квалифицированного потребителя обязан получить от диспетчера Оператора системы разрешение на начало действий по выводу оборудования или устройства в ремонт. Диспетчер Оператора системы может с соответствующим обоснованием запретить или отложить разрешенную заявку, исходя из режима и состояния Электроэнергетической системы.

156. Началом ремонтных работ считается момент отключения оборудования или устройства. Ремонт считается завершенным с момента вывода оборудования или устройства в резерв или его ввода в работу. Время, затраченное на действия, выполняемые для вывода оборудования и устройств в ремонт и ввода их в работу после ремонта, а также на их запуск, входит в разрешенный срок ремонта.

157. Если Квалифицированный производитель, Передающее лицо, Распределяющее лицо или Квалифицированный потребитель не выполняет работу по разрешенной заявке, то Оператор системы сообщает диспетчеру причину невыполнения работы.

158. Оператор системы может отсрочить вывод оборудования и устройств из работы в ремонт, если решит, что такой вывод отрицательно скажется на надежной и безопасной работе Электроэнергетической системы. В подобном случае Оператор системы пересматривает график вывода оборудования и устройств из работы, с учетом предпочтительного для Квалифицированного производителя, Передающего лица, Распределяющего лица или Квалифицированного потребителя дня и часа.

159. Плановый вывод оборудования и устройств из работы не осуществляется, если:

- 1) Оператору системы не подана заявка в соответствии с пунктами 148-150 настоящих Правил;
- 2) поданная заявка отклонена или отсрочена Оператором системы.

160. Для обеспечения надежной и безопасной работы Электроэнергетической системы Оператор системы может приостановить уже начатые плановые ремонтные работы, уведомив об этом Квалифицированного производителя, Передающее лицо, Распределяющее лицо или Квалифицированного потребителя и приняв во внимание срок аварийной

готовности, указанный в пункте 150 настоящих Правил. Квалифицированный производитель, Передающее лицо, Распределяющее лицо или Квалифицированный потребитель обеспечивают возобновление эксплуатации оборудования и устройств в указанный им срок аварийной готовности.

161. Диспетчер Оператора системы может в течение своей смены в оперативном порядке разрешить выполнение работ на находящемся в его оперативном подчинении оборудовании или устройстве, если это допустимо режимом работы Электроэнергетической системы и оборудования либо устройства. Об этом производится соответствующая запись в оперативном журнале.

162. Продолжительность испытания выведенного из работы оборудования или устройства определяется согласованной с Оператором системы программой испытания. При отсутствии дефектов ремонт оборудования считается завершенным и заявка закрывается. Заявка оборудования закрывается также в случае, когда Оператор системы после ремонта не разрешает испытания оборудования.

163. После аварийного и незамедлительного ручного отключения оборудования или устройства Оператору системы подается срочная заявка на выполнение ремонтных работ в целях определения объема работ и срока их выполнения. Срочные заявки подаются в любой день недели и в любое время дня.

## ГЛАВА 19

### ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

164. Основной целью Диспетчеризации режимов Электроэнергетической системы является обеспечение надежного, безопасного и качественного электроснабжения.

165. Процесс Диспетчеризации режимов в Электроэнергетической системе осуществляется исключительно Оператором системы.

166. С целью Диспетчеризации режимов Электроэнергетической системы Оператор системы в реальном времени:

1) контролирует распределение потоков в Электроэнергетической системе;

2) контролирует текущее оперативное состояние оборудования и устройств, находящихся в его оперативном подчинении;

3) регулирует межсистемные перетоки активной мощности с использованием имеющихся резервов активной мощности на электрических станциях;

4) регулирует уровень напряжения в контрольных пунктах с использованием имеющихся источников реактивной мощности;

5) контролирует уровень нагрузки элементов Электроэнергетической системы, исключая их перезагруженность;

6) отдает распоряжения для получения системных услуг от Квалифицированных производителей, Передающего лица, Распределяющего лица или Квалифицированного потребителя;

7) отдает распоряжения Распределяющему лицу или Квалифицированному потребителю на выполнение неизбежных ограничений электроснабжения;

8) контролирует сохранение соответствующих резервов на электростанциях и, при необходимости, производит перераспределение резервов.

167. В целях ликвидации технологических нарушений и аварий, а также для оперативного регулирования межсистемных перетоков Оператор системы может менять дневной график производства и потребления, не нарушая установленных показателей надежности и безопасности Электроэнергетической системы.

168. В аварийной ситуации Оператор системы может изменять проходящее по гидроэлектростанции запланированное количество воды.

169. Ликвидацию технологических нарушений и аварий Оператор системы осуществляет в соответствии с инструкцией по ликвидации аварий Электроэнергетической системы.

170. Изменения в дневных графиках межсистемных перетоков согласовываются с операторами соответствующих электроэнергетических систем.

## **ГЛАВА 20**

### **ОПЕРАТИВНОЕ ПОДЧИНЕНИЕ И РАСПОРЯЖЕНИЕ ВЫШЕСТОЯЩЕГО ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА**

171. Квалифицированные производители, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированные потребители ежегодно до 20 декабря представляют Оператору системы, а Оператор системы, в свою очередь, представляет последним:

1) утвержденный их руководителем список сотрудников, имеющих право вести оперативные переговоры;

2) утвержденный их техническим руководителем список Оперативного персонала, имеющего право вести оперативные переговоры и производить переключения.

172. Диспетчеры Оператора системы в пределах своих полномочий являются в течение дежурства оперативными руководителями (вышестоящими сотрудниками) дежурного персонала Квалифицированного производителя, Передающего лица, Распределяющего лица или Квалифицированного потребителя.

173. При отсутствии на рабочем месте дежурного персонала Квалифицированного производителя, Передающего лица, Распределяющего лица или Квалифицированного потребителя, его может заменить лицо, указанное в списке, представленном согласно пункту 171 настоящих Правил. Об этой замене ставится в известность диспетчер Оператора системы.

174. Действия с оборудованием и устройствами, находящимися в Оперативном ведении и управлении диспетчера Оператора системы, производит дежурный персонал Квалифицированного производителя, Передающего лица, Распределяющего лица или Квалифицированного потребителя — по распоряжению диспетчера Оператора системы. Последний отдает отдельное распоряжение на каждое действие.

175. Действия с оборудованием и устройствами, находящимися в Оперативном ведении диспетчера Оператора системы и, одновременно, в управлении дежурного персонала Квалифицированного производителя, Передающего лица, Распределяющего лица или Квалифицированного потребителя, производит дежурный персонал Квалифицированного производителя, Передающего лица, Распределяющего лица или

Квалифицированного потребителя — с разрешения диспетчера Оператора системы. Дежурный персонал Квалифицированного производителя, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированного потребителя производит действия согласно внутренним инструкциям.

176. Дежурный персонал Квалифицированного производителя, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированного потребителя обязан незамедлительно информировать диспетчера Оператора системы обо всех сбоях в работе оборудования и устройств, находящихся в оперативном подчинении последнего, и об их недопустимых отклонениях от режимных параметров.

177. Подчиняющийся диспетчеру Оператора системы дежурный персонал Квалифицированного производителя, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированного потребителя обязан после выхода на смену доложить об этом диспетчеру Оператора системы, а также в любое время, отметив в докладе, по требованию последнего, схему энергообъекта по состоянию на данный момент, — о состоянии, режимных параметрах, имеющихся дефектах, предполагаемых ремонтах и переключениях оборудования и устройств, находящихся в оперативном подчинении диспетчера Оператора системы. После доклада часы энергообъекта сверяются с часами диспетчерского пункта Оператора системы.

178. Диспетчер Оператора системы имеет право отдавать следующие распоряжения относительно оборудования и устройств, находящихся в его оперативном подчинении:

- 1) о запуске или прекращении работы;
- 2) о выводе из работы в ремонт или о возврате;
- 3) о постановке под напряжение;

- 4) о введении в действие или выводе из действия;
- 5) о подключении или отключении;
- 6) об организации внеочередных обходов воздушных линий;
- 7) о проведении осмотра оборудования и устройств.

179. Дежурный персонал Квалифицированного производителя, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированного потребителя исполняет распоряжения диспетчеров Оператора системы незамедлительно и беспрекословно, за исключением случаев, представляющих угрозу для безопасности людей и для сохранности оборудования и окружающей среды. Если лицо, принявшее распоряжение, считает его ошибочным, то представляет обоснованное возражение. При подтверждении распоряжения со стороны диспетчера Оператора системы, подчиненный Оперативный персонал исполняет его. О своем несогласии и неисполнении распоряжения дежурный сообщает отдавшему распоряжение диспетчеру и своему техническому руководителю, совершив в оперативном журнале соответствующую запись.

180. Диспетчер Оператора системы имеет право требовать от технического руководителя Квалифицированного производителя, Передающего лица, Распределяющего лица или Квалифицированного потребителя заменить подчиняющегося ему в оперативном порядке дежурного в случае неисполнения или ненадлежащего исполнения последним своих обязанностей.

181. Дежурный считается замененным, когда новый дежурный или технический руководитель принимает смену, совершив в оперативном журнале соответствующую запись.

182. Начальники смены электростанций обязаны в точности выполнять заданные Оператором системы графики нагрузки активных и реактивных мощностей.



183. Начальники смены электростанций незамедлительно уведомляют диспетчера Оператора системы о вынужденных отклонениях от графиков нагрузки и об их причинах.

184. Каждое распоряжение диспетчера Оператора системы и сообщение дежурного персонала Квалифицированного производителя, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированного потребителя об исполнении этого распоряжения регистрируются в оперативных журналах диспетчера Оператора системы и дежурного персонала Квалифицированного производителя, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированного потребителя.

185. Получив распоряжение диспетчера Оператора системы, дежурный персонал Квалифицированного производителя, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированного потребителя обязан повторить его, получить подтверждение и записать в оперативном журнале, а после исполнения распоряжения — произвести запись об этом в оперативном журнале и сообщить диспетчеру Оператора системы.

186. Оперативные распоряжения должны отдаваться четко, без лишних фраз и с определенными сокращениями, согласно списку диспетчерских наименований и аббревиатур, действующих в Центральной диспетчерской службе Оператора системы. Оператор системы обязан предоставить этот список Квалифицированным производителям, Передающему лицу, Распределяющему лицу и Квалифицированным потребителям.

187. В ходе оперативных переговоров подчиненный и вышестоящий Оперативные персоналы обращаются друг к другу исключительно по фамилиям.

188. Лицо, принимающее распоряжение, обязано повторить его, а тот, кто отдает распоряжение — подтвердить.

189. Во время оперативных переключений не разрешается вести не относящиеся к переключениям разговоры.

## РАЗДЕЛ 5

### ПОДКЛЮЧЕНИЕ НОВЫХ ИЛИ РЕКОНСТРУИРУЕМЫХ МОЩНОСТЕЙ К ПЕРЕДАЮЩЕЙ СЕТИ

#### ГЛАВА 21

#### ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

190. Подключать мощность к Передающей сети в порядке, установленном настоящим разделом, имеют право Квалифицированный производитель, Распределяющее лицо и Квалифицированные потребители.

191. Для подключения мощности Заявитель обеспечивает соответствие Подключаемых к Передающей сети мощностей требованиям настоящих Правил и технических регламентов.

192. Для получения Технических условий на Подключаемую мощность Заявитель подает заявку Передающему лицу, приложив указанную в Приложении № 2 к настоящим Правилам информацию, а также:

- 1) копию выданной Комиссией лицензии и соответствующего решения на осуществление деятельности, если таковые требуются законами Республики Армения "О лицензировании" и "Об энергетике" для осуществляемой Заявителем деятельности;
- 2) документы, удостоверяющие (подтверждающие) его права или приобретение прав в отношении Подключаемой мощности;
- 3) документ, удостоверяющий совершение оплаты Передающему лицу за предоставление Технических условий.

193. За предоставление Технических условий Передающее лицо взимает с Заявителя плату за услугу в размере 500 000 драмов Республики Армения (включая налог на добавленную стоимость), из которых 250 000 драмов (включая налог на добавленную стоимость) передает Оператору системы в течение 10 рабочих дней с момента получения. Указанные в настоящем пункте суммы возврату не подлежат.

194. Запрещается требовать от Заявителя производить выплаты, предоставлять компенсацию, представлять информацию и документы или обременять обязанностями, если таковые не установлены настоящими Правилами или иными нормативными правовыми актами.

195. В течение 15 рабочих дней с момента обращения Заявителя Передающее лицо:

1) проверяет соответствие полученной информации требованиям настоящей главы и, при необходимости, совместно с Заявителем производит уточнения;

2) разрабатывает проект Технических условий, приняв за основание требования технических регламентов;

3) представляет Оператору системы указанную в Приложении № 2 к настоящим Правилам проверенную информацию и проект Технических условий, исходя из условия осуществления работ по подключению с минимальными затратами;

4) представляет Оператору системы документ, удостоверяющий оплату Оператору системы в соответствии с пунктом 193 настоящих Правил.

196. В течение 15 рабочих дней с момента получения от Передающего лица информации, указанной в подпункте 3 пункта 195 настоящих Правил, оценивает воздействие Подключаемой мощности на надежность и безопасность

Электроэнергетической системы, совместно с Передающим лицом изучает разработанные Технические условия с точки зрения целостности и необходимости мероприятий, предусмотренных для Подключаемой мощности и осуществления необходимых изменений в Передающей сети, и представляет Передающему лицу согласованный вариант Технических условий.

197. В течение 10 рабочих дней с момента получения от Оператора системы согласованных Технических условий Передающее лицо представляет на согласование Заявителя Технические условия (с указанием Пункта подключения) и рассчитанный в соответствии с ними предварительный размер платы за подключение, который определяется на основании укрупненной сметы, составленной Передающим лицом. Она составляется на основании расходов, произведенных для осуществления аналогичных проектов.

198. Плата за подключение равна общей сумме расходов на строительство новых мощностей, необходимых в Передающей сети для подключения Подключаемой мощности к Передающей сети, на реконструкцию имеющихся мощностей, приобретение и установку прибора учета, а также оборудования и программного обеспечения, необходимого для подключения к автоматизированной системе учета электрической сети, на все услуги, предоставленные в целях подключения согласно техническим регламентам и настоящим Правилам, в том числе расходов на проектирование.

199. В случае если в течение шести месяцев с момента представления Заявителю Технических условий и Платы за подключение, указанных в пункте 197 настоящих Правил, в связи с ними не получено согласия последнего, заявка считается недействительной.

200. В случае изменения указанных в заявке технических параметров в ходе разработки проекта Подключаемой мощности, Заявитель обязан письменно уведомить об этом Передающее лицо. В этом случае Передающее лицо, с

соблюдением порядка и сроков, установленных пунктами 195 (кроме подпункта 4), 196 и 197 настоящих Правил, представляет Заявителю измененные Технические условия (с указанием Пункта подключения) и рассчитанный в соответствии с ними предварительный размер Платы за подключение, либо извещает об оставлении их без изменений.

## ГЛАВА 22

### ДОГОВОР ПОДКЛЮЧЕНИЯ

201. В течение 15 дней с момента получения от Заявителя согласия, указанного в пункте 197 настоящих Правил, Передающее лицо заключает с Заявителем Договор подключения. Выданные Передающим лицом Технические условия прилагаются к Договору подключения и являются его неотъемлемой частью.

202. В случае изменения Технических условий согласно пункту 200 настоящих Правил, в Договоре подключения производятся соответствующие изменения, а в случае несогласия Заявителя — Договор расторгается с условием компенсации расходов, фактически произведенных Передающим лицом.

203. В Договоре подключения указываются:

- 1) срок представления прошедшего экспертизу проекта подключения на согласование с Передающим лицом;
- 2) срок согласования с Оператором системы и с Оператором рынка проекта подключения, представленного на согласование Передающего лица;
- 3) предварительный размер Платы за подключение и срок (график) ее выплаты, а также механизмы уточнения предварительных и окончательных размеров Платы за подключение;

4) сроки подключения мощности к Передающей сети и ответственность Сторон в случае нарушения этих сроков.

204. При необходимости изменения любого документа, согласованного Сторонами Договора подключения, оно производится в порядке и сроки, установленные Договором подключения для согласования соответствующего документа (если Договором подключения не предусмотрено иное).

205. Реконструированные, а также вновь построенные в рамках Договора подключения в Передающей сети мощности являются собственностью Передающего лица, а установленный прибор учета и оборудование, необходимое для подключения к автоматизированной системе учета электрической сети, и пакеты их программного обеспечения — собственностью Заявителя.

## **ГЛАВА 23**

### **РАЗРЕШЕНИЕ НА ПОДКЛЮЧЕНИЕ**

206. Для получения Разрешения на подключение Заявитель, не менее чем за 75 дней до указанного в Договоре подключения окончательного срока подключения, обращается к Передающему лицу, представляя:

1) копию предусмотренного законодательством Республики Армения документа, удостоверяющего завершение строительства;

2) копию заключения (разрешения) на запуск мощности, выданного государственным уполномоченным органом, осуществляющим технический контроль;

3) документ, удостоверяющий оплату Платы за подключение;

- 4) информацию, указанную в Приложении № 3 к настоящим Правилам;
- 5) программу действий по подключению.

207. Передающее лицо в течение 15 рабочих дней с момента получения заявления, указанного в пункте 206 настоящих Правил, проверяет представленные Заявителем документы на соответствие требованиям настоящего раздела и представляет программу действий по подключению на согласование с Оператором системы.

208. Оператор системы в течение 15 рабочих дней после получения необходимой информации от Передающего лица согласовывает программу действий по подключению.

209. После получения согласия от Оператора системы Передающее лицо в течение 15 рабочих дней выдает Заявителю Разрешение на подключение (в случае положительного заключения) или уведомляет о выявленных недостатках (в случае отрицательного заключения). Если Заявитель в течение 15 рабочих дней с момента получения уведомления не исправляет недостатков, Разрешения на подключение Заявителю не выдается, а указанный в Договоре подключения окончательный срок подключения считается продленным в соответствии с днями отставания.

210. В течение 15 рабочих дней после получения Разрешения на подключение Заявитель письменно обращается к Передающему лицу и Оператору системы, указав предпочтительную дату фактического подключения своей Подключаемой мощности к Передающей сети.

211. Если по мнению Оператора системы указанный Заявителем предпочтительный день фактического подключения его Подключаемой мощности к Передающей сети неприемлем с точки зрения обеспечения надежной и безопасной работы Электроэнергетической системы, то Оператор системы в течение 3 рабочих дней проводит переговоры с Заявителем о переносе дня подключения (запуска, испытания).

212. Подключение Подключаемой мощности к Передающей сети осуществляется согласно указанной в пункте 208 программе действий по подключению.

213. Заявитель проводит испытания своей Подключаемой к Передающей сети мощности в целях подтверждения ее соответствия требованиям, установленным Техническими условиями и Договором подключения. Такие испытания проводятся в соответствии с программами действий, согласованными с Оператором системы.

214. Минимальные требования к Подключаемой к Передающей сети мощности устанавливаются нормативными правовыми актами.

## **РАЗДЕЛ 6**

### **ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К УЧЕТУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

#### **ГЛАВА 24**

##### **ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

215. Требованиями к организации учета электроэнергии (мощности):

1) каждый Пункт учета должен быть оборудован Комплексом учета электроэнергии (мощности);

2) счетчик (счетчики), включенные в Комплекс учета электроэнергии (мощности), должны обеспечивать учет активных и реактивных компонентов электрической энергии;



3) Производители, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированные потребители должны обеспечивать соответствие классов точности компонентов находящегося в их распоряжении Комплекса учета электроэнергии (мощности) требованиям, указанным в главе 25 настоящих Правил;

4) Комплексы учета электроэнергии (мощности) должны быть надежными;

5) Комплексы учета электроэнергии (мощности) должны быть зарегистрированы Оператором рынка в АСУЭ;

6) Комплексы учета электроэнергии (мощности) должны обеспечивать передачу в электронном виде учетных данных в базу учетных данных;

7) основной единицей измерения активной мощности устанавливается киловатт (кВт), а реактивной мощности – киловар (кВАр);

8) основной единицей измерения активной энергии устанавливается киловатт\*час (кВтч), а реактивной мощности — киловар\*час (кВАрч).

216. Комплексы учета электроэнергии (мощности) должны быть установлены так, чтобы обеспечивались:

1) определение количества электроэнергии, произведенной Производителями с установленной мощностью 30 МВт и более (по каждому генератору), а также электроэнергии, потребленной для собственных нужд и поставленной всеми Производителями;

2) определение количеств электроэнергии, переданной или транзитированной по Передающим сетям;

3) определение количества электроэнергии, поступившей в сеть Распределяющего лица, а также количества электроэнергии, поставленной из сети Распределяющего лица в сеть Передающего лица и Производителям;

4) определение количества электроэнергии, поставленной Квалифицированным потребителям;

5) определение количества экспортированной, импортированной, а также транзитированной электроэнергии.

217. Комплексы учета электроэнергии (мощности) должны быть установлены в Пунктах разграничения Сторон договора (а при достаточном обосновании и согласии Оператора рынка — вне Пункта разграничения) так, чтобы:

1) свести к минимуму вероятность их механического повреждения или недопустимого воздействия на окружающую среду;

2) свести к минимуму вероятность вмешательства посторонних лиц в схему подключения Комплексов учета электроэнергии (мощности) и их работу;

3) обеспечивалась обзорность показателей Коммерческих и Контрольных счетчиков для представителей Сторон договора и Оператора рынка;

4) обеспечивалась сохранность Комплексов учета электроэнергии (мощности);

5) не было угрозы жизни и здоровью людей.

218. Координацию функций по установке у Производителей, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированных потребителей Комплексов коммерческого и контрольного учета электроэнергии (мощности), по их замене, проверке работоспособности и поверке счетчиков, а также коммерческий и контрольный учет электроэнергии (мощности) посредством этих комплексов учета осуществляет Оператор рынка — посредством АСУЭ.

219. Поверку счетчиков выполняет установленная законодательством Республики Армения организация, осуществляющая метрологический контроль.

220. В АСУЭ включаются как коммерческие, так и контрольные комплексы учета, принадлежащие Производителям, Передающему лицу, Распределяющему лицу и Квалифицированным потребителям.

221. На территории Республики Армения Оператор рынка производит коммерческий учет электроэнергии (мощности) для Пунктов разграничения Производитель — Передающее лицо, Производитель — Распределяющее лицо, Производитель — Квалифицированный потребитель, Передающее лицо — Распределяющее лицо, Передающее лицо — Квалифицированный потребитель и Распределяющее лицо — Квалифицированный потребитель.

222. При неисправностях Комплексов учета электроэнергии (мощности), используемых для коммерческого учета электроэнергии (мощности), Оператор рынка производит коммерческий учет электроэнергии (мощности) на основании данных, полученных с Контрольных счетчиков.

## **ГЛАВА 25**

### **ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ АСУЭ И ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К НЕЙ ТРЕБОВАНИЯ**

223. АСУЭ включает:

- 1) Комплексы учета электроэнергии (мощности);
- 2) сервер сбора первичных данных (коммуникационный сервер);
- 3) сервер обработки и учета данных (главный сервер);
- 4) узловые серверы (серверы сбора и передачи данных), которые размещены на подстанциях 220 кВ и высоковольтных подстанциях, а также на производящих станциях (за исключением Производителей с установленной мощностью 30 МВт);
- 5) региональные серверы, которые размещены в центрах административного управления региональных электростанций Передающего лица и электростанций Производителя (в том числе каскадов гидроэлектростанций);

6) портативные компьютеры, используемые для ввода данных в базу учетных данных в случае выхода из строя каналов связи или, если Комплекс учета электроэнергии (мощности) не оборудован устройствами телекоммуникации;

7) базы учетных данных, хранящиеся на узловых и региональных серверах;

8) устройства телекоммуникации, включая каналы связи к корпоративным сетям, модемам, а также, при необходимости, к преобразователям RS232-RS422/485;

9) приборы бесперебойного питания, обеспечивающие автономное электропитание Коммерческих и Контрольных счетчиков в течение как минимум 1,5 часов после отключения основного источника питания.

224. АСУЭ обеспечивает:

1) передачу данных в электронном виде в базу учетных данных;

2) регистрацию и защиту данных, получаемых из Комплексов учета электроэнергии;

3) доступ Производителей, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированных потребителей к находящейся на ССПД базе учетных данных для получения информации, относящейся к Производителю, Передающему лицу, Распределяющему лицу и Квалифицированному потребителю;

4) регистрацию количества электроэнергии (мощности) в каждом Пункте учета и расчет для Пункта разграничения.

225. Требования к включенным в АСУЭ серверам, техническим параметрам компьютеров и программному обеспечению выдвигает Оператор рынка и публикует их на своем официальном интернет-сайте.

226. Включенными в АСУЭ Коммерческими и Контрольными счетчиками должны быть статические счетчики ватт\*часов с IEC11070P (оптический порт) и интерфейсом RS485, удовлетворяющие требованиям, предъявляемым

к статическим счетчикам, разрешенным для коммерческого учета электроэнергии (мощности) в Республике Армения, которые включены в официальный перечень устройств, поддерживаемых программным обеспечением Оператора рынка, и размещены на официальном сайте последнего.

227. Для учета электроэнергии в Республике Армения в АСУЭ разрешается применение тех статических счетчиков активной и реактивной энергии переменного тока, которые удовлетворяют техническим требованиям, установленным настоящей главой.

228. По классу точности разрешается применение следующих пяти типов статических счетчиков:

1) однофазные и многофазные счетчики прямого включения с классом точности не менее 1,0 S;

2) многофазные счетчики трансформаторного включения в электрических сетях напряжением до 1 000 В с классом точности 0,5 S;

3) многофазные счетчики трансформаторного включения в электрических сетях напряжением свыше 1 000 В с классом точности 0,5 S;

4) многофазные счетчики трансформаторного включения в электрических сетях напряжением свыше 1 000 В с классом точности 0,2 S;

5) многофазные реверсные счетчики трансформаторного включения в электрических сетях напряжением свыше 1 000 В с классом точности 0,2 S.

229. Требования, предъявляемые к точности и проверке точности описанных в подпунктах 1, 2 и 3 пункта 228 настоящих Правил счетчиков с классом точности 0,5 S, должны соответствовать стандартам ГОСТ 30207-94 (МЭК 1036-90) и ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92), а остальные технические требования — испытания и условия испытаний, а также требования безопасности — стандарту ГОСТ 30207-94 (МЭК 1036-90).

230. Описанные в подпунктах 4 и 5 пункта 228 настоящих Правил многофазные счетчики трансформаторного включения с классом точности 0,2 S должны соответствовать требованиям стандарта ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92).

231. Для счетчиков всех типов, указанных в пункте 228 настоящих Правил, кроме требований стандартов, предусмотренных настоящей главой, устанавливаются также следующие дополнительные требования:

1) учтенная электроэнергия в обязательном порядке отображается на дисплее счетчика в целых и десятичных значениях;

2) во время поверок данные должны фиксироваться с точностью до 0,01 кВтч (кВАр);

3) счетчики всех типов должны обеспечивать учет электроэнергии не менее чем четырьмя тарифами, установленными по часам дня;

4) счетчики всех типов должны автоматически фиксировать и отображать информацию о недопустимом смещении съемной части их корпуса;

5) счетчики всех типов должны иметь на дисплее сигнализаторы для подачи сигнала при возникновении необходимости в замене независимого источника питания;

6) процесс замены независимого источника питания счетчика не должен влиять ни на одно из показаний счетчика;

7) на табло счетчика непрерывно, с определенной периодичностью, но не более чем раз в 5 минут и каждое продолжительностью не менее 10 секунд должно обеспечиваться отображение следующей информации:

- а. дата и время (для проверки работы часов),
- б. показания счетчика — по тарифам,
- в. расходы электроэнергии за предыдущий расчетный месяц — по тарифам;

8) трансформаторные реверсные счетчики должны отображать на своих табло данные подпункта 7 настоящего пункта — по направлениям потоков мощности;

9) однофазные и многофазные счетчики прямого включения во время дистанционного и (или) автоматизированного считывания данных на месте должны отображать следующую информацию:

- а. идентификационный номер счетчика,
- б. дату и время,
- б. текущие показания — по тарифам,
- в. расходы электроэнергии за предыдущий расчетный месяц — по тарифам,
- г. информацию о недопустимом смещении съемной части корпуса,
- д. сигнал о необходимости замены независимого источника питания;

10) счетчики трансформаторного включения кроме данных подпункта 9 настоящего пункта должны отображать также графики нагрузки (с получасовым усреднением активной и реактивной мощностей) как минимум за последние 60 дней;

11) счетчики трансформаторного реверсного включения должны отображать данные подпунктов 9 и 10 настоящего пункта по направлениям потоков активной и реактивной мощностей;

12) в целях централизованного учета и обработки информации счетчики всех типов должны быть оснащены выходным узлом для передачи информации в учетный центр в пакетном режиме и (или) для ее электронно-цифрового считывания на месте, а также отдельным выходом для поверки счетчиков;

13) паролями разного уровня счетчики всех типов должны быть защищены от несанкционированных доступов.

232. Габариты, размеры размещения, масса счетчиков и все остальные требования должны устанавливаться техническими условиями счетчиков.

233. База учетных данных должна содержать:

1) записи об активных и реактивных элементах и мощности электроэнергии, прошедшей через Пункт учета, из суммарных (интегральных) данных в 30-минутном диапазоне, а также о величине коэффициента мощности в этом диапазоне;

2) информацию об изменениях, внесенных в записи базы учетных данных, и о совершивших эти изменения лице;

3) данные о каждом Комплексе учета электроэнергии (мощности) (трансформаторы напряжения и тока, технические данные счетчиков, сроки проверок, заводские номера и так далее).

234. В случае замены Комплекса учета электроэнергии (мощности), размещенные новые данные вводятся Оператором рынка в базу учетных данных.

235. Учетные данные хранятся в базе учетных данных 24 месяца, после чего архивируются и хранятся у Оператора рынка, Производителей, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированных потребителей в течение 10 лет.

## **ГЛАВА 26**

### **ОТНОШЕНИЯ УЧАСТНИКОВ РЫНКА, СВЯЗАННЫЕ С УЧЕТОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

236. Взаимоотношения Производителей, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированных потребителей друг с другом и с Оператором рынка регулируются Законом Республики Армения "Об энергетике",



настоящими Правилами, условиями лицензии Производителей, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированных потребителей, Договором предоставления услуг Оператора рынка, заключенным со Сторонами, и иными правовыми актами.

237. Производители, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированные потребители, исходя из электрических соединений между собой, определяют схему размещения Комплексов коммерческого и контрольного учета электроэнергии (мощности), принимая во внимание границу балансовой принадлежности оборудования и интересы сторон. Выбранные Пункты учета, количество и классы точности Коммерческих и Контрольных счетчиков и измерительных трансформаторов, а также вторичные цепи должны соответствовать требованиям пункта 227 настоящих Правил, а также АСТ257-2006, и согласовываться на этапе проектирования с Оператором рынка. Схема размещения Комплексов учета электроэнергии (мощности) и основные параметры должны прилагаться к Договору.

238. Размещение и замену Комплексов учета электроэнергии (мощности) или их отдельных элементов осуществляют Стороны договора при участии Оператора рынка, с составлением соответствующего протокола (трехстороннего акта), согласно Приложению № 4 к настоящим Правилам. Производитель, Передающее лицо, Распределяющее лицо или Квалифицированный потребитель обеспечивает, чтобы в процессе замены его Комплексов учета электроэнергии (мощности) или их отдельных элементов Оператору рынка передавались приемлемые для последнего альтернативные учетные данные.

239. Клеммники счетчиков или шкафы для их размещения пломбирует (снимает пломбу) Оператор рынка при участии Сторон договора, с составлением соответствующего протокола (трехстороннего акта), согласно Приложению № 5 к настоящим Правилам.

240. Измерительные трансформаторы (тока и напряжения) или двери электрических щитов или шкафов для их размещения пломбируют Стороны договора на основании требования одной из Сторон, с составлением двухстороннего протокола.

241. Снятие пломб с клеммников счетчиков или шкафов для их размещения в целях ликвидации аварий, возникших в Комплексах учета электроэнергии (мощности) или их отдельных элементах, может осуществляться без участия Оператора рынка и второй Стороны договора — с незамедлительным уведомлением последних. В этом случае перепломбирование клеммников счетчиков или шкафов для их размещения осуществляется в течение 72 часов по процедуре, установленной пунктом 239 настоящих Правил.

242. Комплексы учета электроэнергии (мощности) в течение календарного года как минимум один раз подвергаются визуальному осмотру со стороны Оператора рынка, с участием Сторон договора, в ходе которого проверяется целостность Комплексов учета электроэнергии (мощности) и наличие пломб. Результаты визуального осмотра оформляются соответствующим протоколом, согласно Приложению № 6 к настоящим Правилам.

243. Если в ходе указанного в пункте 242 настоящих Правил визуального осмотра обнаружено нарушение целостности Комплекса учета электроэнергии (мощности) (повреждение корпуса счетчика, шкафа для размещения, линий передачи вторичных цепей тока и напряжения), или повреждение пломб либо их отсутствие, то Оператор рынка по данному факту составляет соответствующий протокол, являющийся основанием для внеочередной проверки Комплекса учета электроэнергии (мощности):

1) в случае Коммерческого счетчика — посредством прочтения журнала событий, наличествующих в счетчике;

2) при отсутствии Коммерческого счетчика — посредством внеочередной проверки учетного комплекса.

244. В случаях, когда описанные в пункте 243 настоящих Правил нарушения привели к нарушению коммерческого учета электроэнергии (мощности), Оператор рынка производит перерасчет электроэнергии, согласно пункту 222 настоящих Правил.

245. Лицо, распоряжающееся Комплексом учета электроэнергии (мощности), обязано предпринять меры для ликвидации неисправности или замены оборудования на новое в максимально сжатые сроки.

246. Замену элементов АСУЭ или размещение новых элементов в целях расширения осуществляют Стороны договора, согласно проекту и срокам, согласованным с Оператором рынка.

247. Комплексы коммерческого и контрольного учета — соединения вторичных цепей, работоспособность счетчика, модемов и средств связи — подвергаются проверке со стороны Оператора рынка в целях включения в АСУЭ. Оператор рынка может осуществлять периодические, спорадические и незапланированные проверки. Производители, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированные потребители обеспечивают беспрепятственную доступность системы учета электроэнергии (мощности) для представителя Оператора рынка. При обнаружении программной ошибки в результате самодиагностики счетчика электрической энергии, счетчик может быть также перепрограммирован Оператором рынка. Результаты проверки оформляются согласно типовой форме протокола, предусмотренного Приложением № 4 к настоящим Правилам, и удостоверяются в трехстороннем порядке — Оператором рынка и Сторонами договора.

248. Расходы, связанные с приобретением, размещением, заменой проверкой по личной инициативе и поверкой Комплексов коммерческого и контрольного учета (в том числе счетчиков и пакетов их программного обеспечения), производят их собственники или распоряжающиеся ими лица.

249. Производители, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированные потребители в течение всего периода эксплуатации несут ответственность за обеспечение целостности и обслуживание являющихся их собственностью или находящихся в их распоряжении Комплексов коммерческого и контрольного учета электроэнергии (мощности).

250. Управление АСУЭ осуществляется главным администратором АСУЭ посредством администраторов АСУЭ Производителей, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированных потребителей.

251. Оператор рынка обязан:

1) в целях регулирования правомочности на пользование системой учета электроэнергии (мощности), обеспечивать для администратора каждой АСУЭ доступность системы учета электроэнергии (мощности) по касающейся его части;

2) информировать администраторов АСУЭ о касающихся их изменениях пакетов программного обеспечения, технических требований и требований безопасности в системе учета;

3) не менее чем за 2 рабочих дня информировать администратора каждой АСУЭ и предоставлять ему соответствующую информацию относительно изменений касающихся его данных и о факте регистрации этих изменений на главном сервере;

4) в течение 2 рабочих дней, следующих за днем поступления информации о нарушении целостности Комплексов учета электроэнергии (мощности) или их отдельных элементов или о какой-либо неисправности в них, предпринять соответствующие действия для идентификации характера неисправности (нарушения), обозначения путей их ликвидации и координации осуществляемых с этой целью работ.

5) в случае фиксирования нарушений учета, производить перерасчет электроэнергии, согласно пункту 222 настоящих Правил.

252. Производители, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированные потребители обязаны:

1) составлять на ССПД балансовые расчетные группы в соответствии с расчетными группами, составленными на главном сервере;

2) следить за исправностью работы являющихся их собственностью или находящихся в их распоряжении учетных приборов (счетчиков, трансформаторов тока и напряжения, приборов сбора и передачи данных, внутренних линий связи, компьютеров);

3) при нарушении их целостности или обнаружении в них какой-либо неисправности, с момента обнаружения до конца следующего рабочего дня уведомить об этом Оператора рынка (телефонограммой, по факсу или электронной почтой), совершив запись в журнале дефектов и неисправностей оборудования, а также предпринять меры для устранения неисправности оборудования или его замены новым оборудованием в максимально сжатые сроки.

253. Оператор рынка, Производители, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированные потребители несут ответственность за соблюдение секретности применяемых в АСУЭ паролей.

254. Главный администратор АСУЭ и вовлеченные в процесс учета администраторы других АСУЭ обязаны не менее чем раз в три месяца архивировать базу учетных данных, имеющихся на главном региональном сервере и находящихся под их ответственностью.

## ГЛАВА 27

### СБОР И ПЕРИОДИЧНОСТЬ УЧЕТНЫХ ДАННЫХ

255. Сбор учетных данных осуществляет Оператор рынка посредством АСУЭ. Оператор рынка несет ответственность за сбор учетных данных, осуществленный позже установленного срока, или за их неправильных сбор.

256. В целях сбора учетных данных Оператор рынка обеспечивает рабочее состояние главного, системного серверов и пакетов программного обеспечения ССПД, а также сбор данных с ССПД на системный сервер.

257. Часы АСУЭ (счетчиков, серверов) должны периодически уточняться главным администратором АСУЭ и синхронизироваться с действующим в Ереване временем.

258. Производители, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированные потребители обеспечивают:

- 1) сбор данных на ССПД со счетчиков, включенных в систему учета электроэнергии (мощности);
- 2) рабочее состояние ССПД, а также серверов, служащих для телекоммуникации учетных данных;

259. Учетные данные фиксируются в середине и по окончании Расчетного периода, по состоянию на 24:00, и собираются в течение следующих за этим трех календарных дней.

260. Оператор рынка в середине и по окончании Расчетного периода в течение шести календарных дней составляет фактический баланс электроэнергии Электроэнергетической системы — по Пунктам разграничения и учета.

261. За основание составления Баланса электроэнергии принимаются согласованные между Оператором системы и Производителем, Передающим лицом, Распределяющим лицом и Квалифицированными потребителями расчетные группы учета, которые неизменно должны повторяться на системных и региональных серверах. Любое изменение расчетных групп может производиться только со взаимного согласия Сторон.

262. В целях проверки работы счетчиков, установленных в Пунктах учета, Оператор рынка правомочен составлять любые расчетные группы из счетчиков, включенных в систему учета электроэнергии (мощности).

263. При наличии у Производителей, Передающего лица, Распределяющего лица и Квалифицированных потребителей сомнений относительно касающихся их учетных данных, они имеют право, при соблюдении взаимно согласованной процедуры, зайти на территорию другой Стороны Договора в целях считывания данных с помощью портативных компьютеров с Пунктов учета, установленных заключенным между ними Договором.

## **ГЛАВА 28**

### **СОБСТВЕННОСТЬ И ДОСТУПНОСТЬ УЧЕТНЫХ ДАННЫХ**

264. Учетные данные являются собственностью Производителя, Передающего лица, Распределяющего лица или Квалифицированного потребителя, распоряжающегося данной системой учета электроэнергии (мощности), и Производитель, Передающее лицо, Распределяющее лицо и Квалифицированный потребитель должен в любое время иметь доступ к являющимся его собственностью учетным данным.

265. Производитель, Передающее лицо, Распределяющее лицо или Квалифицированный потребитель не должны вмешиваться в работу элементов, включенных в их систему учета электроэнергии (мощности), в любые зарегистрированные в них учетные данные или почасовые показатели счетчиков электрической энергии.

266. Производитель, Передающее лицо, Распределяющее лицо или Квалифицированный потребитель обеспечивают, чтобы ни одно лицо, за исключением Оператора рынка, не вмешивалось в работу элементов, включенных в их систему учета электроэнергии (мощности), в любые зарегистрированные учетные данные или почасовые показатели счетчиков.





	в том числе:																		
1)																			
2)																			
5.	Располагаемая мощность в теплофикационном режиме, в том числе:																		
1)																			
2)																			

1. Графы таблицы настоящего Приложения могут делиться на составляющие части — по дням.

2. Если указанные в подпункте 1 пункта 3 таблицы настоящего Приложения ограничения мощности по природно-климатическим условиям больше, чем указанные в подпункте 3 того же пункта ограничения, обусловленные износом оборудования, то ограничения, обусловленные износом оборудования, не учитываются.

3. Минимальная техническая мощность \_\_\_\_\_ МВт (заполняется по необходимости).

Представитель компании

имя, фамилия (подпись)

**Приложение № 2**  
**к Сетевым правилам**  
**Электроэнергетической системы**  
**Республики Армения, утвержденным**  
**Постановлением Комиссии**  
**по регулированию общественных**  
**услуг Республики Армения № 161-N**  
**от 17 октября 2017 года**

**ЗАЯВКА НА ПОЛУЧЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ДЛЯ**  
**ПОДКЛЮЧЕНИЯ К СЕТИ ПЕРЕДАЮЩЕГО ЛИЦА**

1.	Данные заявителя		
1)	Наименование Заявителя		
2)	Тип Заявителя	Производитель	
		Распределяющее лицо	
		Потребитель	
3)	Наименование установки		
4)	Адрес установки		
5)	Кадастровая площадь места размещения установки (включая позиционное изображение)		
6)	Цель подключения	Подключение новой установки	
		Увеличение установленной мощности Производителя	
		Увеличение потребляемой мощности Распределяющего лица	
		Модернизация имеющейся установки	
7)	Плановая величина подключаемой или увеличиваемой мощности (МВт)		
8)	Плановый уровень напряжения в Пункте подключения (кВ)		
9)	Поэтапное осуществление (да/нет)		

10)	Плановые сроки строительства/переоснащения (по этапам)	Этап	I	II	III	IV
		год/месяц				
		МВт				
11)	Адрес Заявителя					
12)	Телефон Заявителя					
13)	Факс Заявителя					
14)	Ответственное лицо	Имя, фамилия				
		Адрес				
		Электронный адрес				
		Телефон				

### Заполняется Производителем

2	Данные о производящей установке					
1)	Тип электростанции	Русловая гидро				
		Гидро с водохранилищем				
		Гидроаккумулирующая				
		Атомная				
		Тепловая				
		С комбинированным циклом				
		Ветряная				
		Иное (указать)				
2)	Горючее	уголь				
		газ				
		мазут				
		ядерное				
		Иное (указать)				
3)	Энергетические данные — по этапам	I	II	III	IV	
a .	количество агрегатов (штук)					
б.	производство активной мощности (МВт)					
в.	максимальная поставляемая мощность (МВт)					
г.	прогнозируемое годовое производство (МВтч)					
4)	возможность регулирования реактивной мощности (да/нет)					

**Заполняется Распределяющим лицом и Квалифицированным потребителем**

3 Данные о подключаемой установке					
1) Тип установки		Промышленная			
		Промышленная, с собственным производством электроэнергии			
		Тяговая			
		Общего назначения			
		Иное (указать)			
2) Энергетические данные — по этапам		I	II	III	IV
а .	прогнозируемая максимальная активная нагрузка (МВт)				
б.	прогнозируемая максимальная полная нагрузка (МВА)				
в.	прогнозируемая минимальная активная нагрузка (МВт)				
г.	прогнозируемое годовое производство (МВтч)				
д.	максимальная мощность электроэнергии собственного производства (МВт)				
е.	годовой объем электроэнергии собственного производства (МВтч)				

Представитель компании

имя, фамилия (подпись)

**Приложение № 3**  
**к Сетевым правилам**  
**Электроэнергетической системы**  
**Республики Армения, утвержденным**  
**Постановлением Комиссии по**  
**регулированию общественных услуг**  
**Республики Армения № 161-N**  
**от 17 октября 2017 года**

**ЗАЯВКА НА РАЗРЕШЕНИЕ НА ПОДКЛЮЧЕНИЕ**

1.	Данные заявителя		
1)	Наименование Заявителя		
2)	Тип подключаемого	Производитель	
		Распределяющее лицо	
		Потребитель	
3)	Наименование установки		
4)	Адрес установки		
5)	Кадастровая площадь места размещения установки (включая позиционное изображение)		
6)	Цель подключения	Подключение новой установки	
		Увеличение установленной мощности Производителя	
		Увеличение потребляемой мощности Распределяющего лица	
		Модернизация имеющейся установки	
7)	Срок подключения или получения разрешения на подключение		
8)	Этап строительства		
9)	Срок завершения строительства (реконструкции)		

10)	Плановая величина подключаемой или увеличиваемой мощности (МВт)		
11)	Плановый уровень напряжения в Пункте подключения (кВ)		
12)	Адрес подключаемого		
13)	Телефон подключаемого		
14)	Факс подключаемого		
15)	Ответственное лицо	Имя, фамилия	
		Адрес	
		Электронный адрес	
		Телефон	

### Заполняет Производитель

2	Данные производящей установки		
1)	Тип электростанции	Атомная	
		Гидро (тип)	
		Тепловая (тип)	
		Ветряная	
		Иное (тип)	
2)	Горючее, используемое на тепловых электростанциях и электростанциях с комбинированным циклом	уголь	
		природный газ	
		мазут	
		иное	

3)	Энергетические данные	Существующие	Новые
а.	Количество котлов		
б.	Количество генераторов		
в.	Количество повышающих трансформаторов		
г.	Полная мощность (МВА)		

д.	Активная мощность (МВт)				
е.	Реактивная мощность (МВАр)				
ж.	Максимальная поставляемая активная мощность (МВт)				
и.	Минимальная поставляемая активная мощность (МВт)				
к.	Предусмотренное годовое производство (МВтч)				
л.	Номинальное напряжение собственных нужд (кВ)				
м.	Максимальная активная мощность собственных нужд (МВт)				
н.	Максимальная реактивная мощность собственных нужд (МВАр)				
п.	Возможность регулирования реактивной мощности (да/нет)				
4)	Данные генераторов (для каждого)	1	2	3	4
а.	Марка генератора				
б.	Полная мощность (МВА)				
в.	Активная мощность (МВт)				
г.	Коэффициент мощности ( $\cos\varphi$ )				
д.	Номинальное напряжение (кВ)				
е.	Количество оборотов				
ж.	Тип системы возбуждения (вращающаяся/статическая)				
и.	Тип регулирования напряжения и стабилизатора системы				
к.	Коэффициент короткого замыкания				
л.	Синхронные реактивные сопротивления, $X_d/X_q$ (%)				
м.	Переходные реактивные сопротивления, $X_d'/X_q'$ (%)				
н.	Сверхпереходные реактивные сопротивления, $X_d''/X_q''$ (%)				
п.	Постоянная времени, $T_d/T_q$ (сек)				
р.	Переходная постоянная времени, $T_d'/T_q'$ (сек)				
с.	Сверхпереходная постоянная времени, $T_d''/T_q''$ (сек)				
т.	Момент инерции генератора и турбины, $GD^2$ ( $T^*m^2$ )				
5)	Данные турбин (для каждой)	1	2	3	4



а.	Марка турбины				
б.	Установочная мощность турбины (МВт)				
в.	Технический минимум (МВт)				
б)	Данные трансформатора (для каждого)	1	2	3	4
а.	Марка трансформатора				

б.	Номинальный коэффициент трансформации (кВ/кВ)				
в.	Номинальная мощность ВН/СН/НН (МВА)				
г.	Напряжение короткого замыкания (%)	Ск 1-2			
		Ск 1-3			
		Ск 2-3			
д.	Мощность короткого замыкания (кВт)	Рк 1-2			
		Рк 1-3			
		Рк 2-3			
е.	Ток холостого хода, $I_{xx}$ (%)				
ж.	Потеря холостого хода, $P_{xx}$ (кВт)				
и.	Регулирование напряжения (под нагрузкой, без нагрузки)				
к.	Диапазон и шаг переключателя ответвлений (%)				
л.	Группа подключения				
м.	Сопротивление прямой последовательности				
н.	Сопротивление нулевой последовательности				
п.	Заземление нейтрали				

**Заполняет Распределяющее лицо/Потребитель**

3.	Информация о подключаемом				
1)	Тип установки	Промышленная			
		Промышленная, с собственными производственными мощностями			
		Тяговая			

		Общего назначения			
		Иное			
2) Энергетические данные		Существующие		Новые	
а.	Установочная мощность (МВт)				
б.	Коэффициент мощности (cosφ)				
в.	Ожидаемая максимальная мощность (МВт)				
г.	Ожидаемая минимальная мощность (МВт)				
д.	Дневной график ожидаемой нагрузки (дневные графики активной и реактивной мощностей для зимнего и летнего режимов (да/нет))				
е.	Чувствительность напряжения в системе в отношении колебаний напряжения и частоты (описать)				
ж.	Максимальные уровни возникающих от нагрузки Потребителя мерцаний (флюксер) и гармонических элементов. Отметить связанные с потреблением специфические детали, например, промышленные печи, тяговые подстанции и иные установки, которые могут воздействовать на качество электроэнергии, поставляемой другим потребителям.				
и.	Данные относительно периодически изменяющейся активной и реактивной мощности (>5 МВА/мин).				
к.	Градиент изменения активной и реактивной мощности: повышение/снижение (>5 МВА/мин).				
л.	Предполагаемые годовые объемы собственного производства (МВтч)				
м.	Максимальная мощность собственного производства (МВт)				
3)	Данные трансформатора	1	2	3	4
а.	Марка трансформатора				
б.	Номинальный коэффициент трансформации (кВ/кВ)				
в.	Номинальная мощность ВН/СН/НН (МВА)				
г.	Напряжение короткого замыкания (%)	Ск 1-2			
		Ск 1-3			

		Ск 2-3				
д.	Мощность короткого замыкания (кВт)	Рк 1-2				
		Рк 1-3				
		Рк 2-3				
е.	Ток холостого хода, $I_{xx}$ (%)					
ж.	Потеря холостого хода, $P_{xx}$ (кВт)					
и.	Регулирование напряжения (под нагрузкой, без нагрузки)					
к.	Диапазон и шаг переключателя ответвлений (%)					
л.	Группа подключения					
м.	Сопротивление прямой последовательности					
н.	Сопротивление нулевой последовательности					
п.	Заземление нейтрали					

Представитель компании

имя, фамилия (подпись)

**Приложение № 4**  
**к Сетевым правилам**  
**Электроэнергетической системы**  
**Республики Армения, утвержденным**  
**Постановлением Комиссии по**  
**регулированию общественных услуг**  
**Республики Армения № 161-N**  
**от 17 октября 2017 года**

\_\_\_\_\_ 20 г. \_\_\_\_\_

**ПРОТОКОЛ (АКТ)**

**УСТАНОВКИ — ЗАМЕНЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ ИЛИ**  
**ОТДЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ**

*(наименование направления станции, подстанции)*

Заводской номер установленного счетчика (ТТ, ТН)	ТИП (марка)	Показание счетчика		Последняя поверка	Номинальный ток, А	Номинальное напряжение, В	Трансформатор тока		Трансформатор напряжения	
		от шины	к шине				Коэффициент	Класс точности	Коэффициент	Класс точности
		Tot.	Tot.							
		T1	T1							
		T2	T2							
Заводской номер установленного счетчика (ТТ, ТН)	ТИП (марка)	Показание счетчика		Последняя поверка	Номинальный ток, А	Номинальное напряжение, В	Трансформатор тока		Трансформатор напряжения	
		от шины	к шине				Коэффициент	Класс точности	Коэффициент	Класс точности
		Tot.	Tot.							
		T1	T1							
		T2	T2							

## Примечание

---

---

---

"Оператор \_\_\_\_\_  
рынка" \_\_\_\_\_  
имя, фамилия (подпись)

Представитель \_\_\_\_\_  
компания \_\_\_\_\_  
имя, фамилия  
(подпись)

Представитель \_\_\_\_\_  
компания \_\_\_\_\_  
имя, фамилия (подпись)

Представитель \_\_\_\_\_  
компания \_\_\_\_\_  
имя, фамилия  
(подпись)

**Приложение № 5**  
**к Сетевым правилам**  
**Электроэнергетической системы**  
**Республики Армения, утвержденным**  
**Постановлением Комиссии по**  
**регулированию общественных услуг**  
**Республики Армения № 161-N**  
**от 17 октября 2017 года**

\_\_\_\_\_ 20 г. \_\_\_\_\_

**ПРОТОКОЛ (АКТ)**

**ОПЛОМБИРОВАНИЕ КЛЕММНИКА И (ИЛИ) ШКАФА ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ  
КОММЕРЧЕСКОГО (КОНТРОЛЬНОГО) СЧЕТЧИКА**

\_\_\_\_\_  
*(наименование направления станции, подстанции)*

П/н	Место установления пломбы	Код идентификации в АСУЭ	№ снятой пломбы	№ установленной пломбы
1				
2				
3				
...				
n				

"Оператор \_\_\_\_\_  
рынка" \_\_\_\_\_  
имя, фамилия (подпись)

Представитель \_\_\_\_\_  
компании \_\_\_\_\_  
имя, фамилия (подпись)

Представитель \_\_\_\_\_  
компании \_\_\_\_\_  
имя, фамилия (подпись)

Представитель \_\_\_\_\_  
компании \_\_\_\_\_  
имя, фамилия (подпись)

**Приложение № 6**  
**к Сетевым правилам**  
**Электроэнергетической системы**  
**Республики Армения, утвержденным**  
**Постановлением Комиссии**  
**по регулированию общественных**  
**услуг Республики Армения № 161-N**  
**от 17 октября 2017 года**

\_\_\_\_\_ 20 г. \_\_\_\_\_

**ПРОТОКОЛ (АКТ)**

**ВИЗУАЛЬНОГО ОСМОТРА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ**

\_\_\_\_\_  
*(наименование направления станции, подстанции)*

П/н	Код АСУЭ	Место установления пломбы	Тип счетчика или элемента	Номер счетчика или элемента	Последняя поверка	№ установленной пломбы	Целостность
1							
2							
3							
...							
n							



"Оператор \_\_\_\_\_  
рынка" \_\_\_\_\_  
имя, фамилия (подпись)

Представитель \_\_\_\_\_  
компания \_\_\_\_\_  
имя, фамилия (подпись)

Представитель \_\_\_\_\_  
компания \_\_\_\_\_  
имя, фамилия (подпись)

Представитель \_\_\_\_\_  
компания \_\_\_\_\_  
имя, фамилия (подпись)

**Приложение № 2**  
**к Постановлению Комиссии по**  
**регулированию общественных услуг**  
**Республики Армения № 161-N**  
**от 17 мая 2017 года**

**ВРЕМЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ**  
**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ АРМЕНИЯ**

**ГЛАВА 1.**

**ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ**

**1. Основные понятия, используемые в настоящем Приложении:**

- 1) Централизованная система диспетчеризации —** имеющие установочную мощность 10 МВт и выше электростанции, электрическая передающая сеть и та часть распределительной электрической сети Электроэнергетической системы, которые, согласно Сетевым правилам, находятся в управлении или ведении Оператора системы;
- 2) Надежность электроэнергетической системы —** свойство Электроэнергетической системы обеспечивать производство, передачу, распределение электрической энергии (мощности) и ее снабжение потребителям по

- параметрам, установленным в едином технологическом процессе;
- 3) Показатели надежности Электроэнергетической системы (или ее отдельных установок) —** установленные в главе 4 показатели, характеризующие надежность работы системы;
- 4) Безопасность Электроэнергетической системы —** свойство Электроэнергетической системы обеспечивать такие параметры работы, которые безопасны для элементов, составляющих часть системы или для электроустановок потребителей, подключенных к системе;
- 5) Расчетная авария —** отказ оборудования, находящегося в процессе работы, вероятность которого учитывается при определении надежности и безопасности Электроэнергетической системы;
- 6) критерий (N-1) —** критерий обеспечения надежности Электроэнергетической системы, который характеризует способность Электроэнергетической системы продолжать свою нормальную деятельность, в том числе снабжение потребителей электрической энергией установленного договором качества, в случае Расчетной аварии любого элемента Электроэнергетической системы (генератора, линии, трансформатора и так далее);
- 7) Оператор системы —** лицо, имеющее лицензию на предоставление услуги оператора Электроэнергетической системы, ответственное за диспетчерское

управление Электроэнергетической системой  
Республики Армения;

- 8) Производитель —** лицо, имеющее лицензию на производство электрической энергии (мощности);
- 9) Распределяющее лицо —** юридическое лицо, имеющее лицензию на распределение электрической энергии (мощности);
- 10) Передающее лицо —** юридическое лицо, имеющее лицензию на передачу электрической энергии (мощности).

## ГЛАВА 2.

### ОБЕСПЕЧЕНИЕ КРИТЕРИЯ (N-1) ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ РЕЖИМОВ

2. Критерий (N-1) считается обеспеченным в электрических сетях 110-220 кВ, если вынужденное бездействие какого-либо элемента электрической сети, в том числе Расчетная авария, не приводит к следующим ситуациям:

1) к недопустимым изменениям режимных характеристик сети (рабочее напряжение, отклонения напряжения и так далее) и к недопустимым перегрузкам;

2) к прекращению электроснабжения, даже если использованы источники резервного питания;

3) к отключениям оборудования и линий электропередачи, в том числе связанных с нарушением режимов Электроэнергетической системы;

4) к нарушению стабильности производящих агрегатов;

5) к ограничению установленной договорами мощности.

3. Критерий (N-1) считается обеспеченным на электростанциях, если в случае внезапного отказа генератора, работающего в данный момент с наибольшей мощностью, не действует автоматическая разгрузка частоты или автоматическое ограничение нагрузки, а нормальные режимы Электроэнергетической системы можно восстановить не более чем в течение 15 минут, обеспечив установленные величины напряжения и частоты.

4. Если в передающих электрических сетях и на электростанциях 110-220 кВ Электроэнергетической системы критерий (N-1) обеспечен не полностью, то, с целью сведения к минимуму недопоставку электрической энергии потребителям вследствие произошедшего из-за этого отказа элементов электростанции или передающей электрической сети, Оператор системы при годовом планировании Электроэнергетической системы должен письменно

уведомить всех участников рынка о продолжительности, случаях, узлах и оборудовании необеспечения критерия (N-1) в случае работы по запланированным на год режимам.

### **ГЛАВА 3.**

## **ВРЕМЕННЫЕ УСЛОВИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

5. Безопасность Электроэнергетической системы обеспечена, если выполнены следующие условия:

1) исключается полное погашение Электроэнергетической системы в случае любой аварии, когда отключаются любые два элемента во время ремонта любого третьего элемента;

2) в случае полного погашения Электроэнергетической системы обеспечивается ее гарантированное восстановление в срок, установленный показателями надежности и безопасности Электроэнергетической системы;

3) исключается повреждение оборудования, станций и структур Электроэнергетической системы из-за взрывов, пожаров, деструкции и выбросов радиоактивных веществ, возникающих вследствие недопустимой продолжительной работы Электроэнергетической системы — как единого технологического комплекса — в не нормальном режиме.

6. Для обеспечения безопасности производящих станций при системных авариях Оператор системы должен руководить процессом восстановления Нормального режима работы Электроэнергетической системы.

7. Продолжительность восстановления питания для собственных нужд тепловых электростанций должна составлять:

1) не более 30 минут, исходя из продолжительности допустимого времени питания аварийного освещения от аккумуляторной батареи;

2) не дольше расчетной допустимой продолжительности питания электродвигателей постоянного тока от аккумуляторной батареи, которая равна времени аварийной остановки основных агрегатов тепловой станции.

8. Продолжительность восстановления напряжения на шинах напряжением 110, 220 кВ Армянской атомной электростанции устанавливается Оператором системы.

#### **ГЛАВА 4.**

### **ВРЕМЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕМЕНТОВ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ СИСТЕМЫ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ РЕЖИМОВ**

9. В ходе годового, помесячного, недельного и дневного планирования и оперативного ведения централизованной системы диспетчеризации, обусловленных балансом прогнозируемой и фактически формируемой электрической энергии и мощности, структурой электрических сетей, а также показателями надежности отдельных элементов Электроэнергетической системы, Оператор системы по утвержденной методике определяет расчетные показатели надежности.

10. До внедрения методики расчета показателей надежности централизованной системы диспетчеризации для оценки надежности работы

Электроэнергетической системы и ее отдельных элементов устанавливаются следующие показатели:

- 1) фактический показатель надежности снабжения электрической энергии централизованной системы диспетчеризации —  $P_{\text{сис.Ф}}$ ;
- 2) фактический показатель надежности работы электростанции —  $P_p$  — по мощности;
- 3) фактический показатель надежности работы электростанции по электрической энергии —  $P_w$  — по электрической энергии;
- 4) сводный фактический показатель надежности работы электростанции —  $P_{\text{э.с.}}$ ;
- 5) сводный фактический показатель надежности работы передающей сети и передающих элементов —  $P_{\text{пер}}$ ;
- 6) показатели надежности работы установленных на электроустановках Производителей, Передающего лица и Распределяющего лица устройств диспетчеризации, противоаварийных устройств и устройств релейной защиты системного назначения, по классификации Оператора системы.

11. Оператор системы, со своим обоснованием, может применить к отдельным элементам Электроэнергетической системы дополнительные показатели надежности.

12. Расчетным периодом для планирования, нормирования или включения в договоры является один календарный год. Ежемесячная оценка выполнения договорных величин показателей надежности производится методом расчета интегрального показателя за расчетный месяц и предыдущие 11 месяцев.

13. Надежность работы централизованной системы диспетчеризации за расчетный период определяется по следующей формуле:



$$P_{\text{сис.ф}} = \frac{W_{\text{ф}}}{W_{\text{ф}} + \Delta W}, \quad (1)$$

где:

$W_{\text{ф}}$  — количество электрической энергии, поставленной в расчетный период (млн кВтч);

$\Delta W$  — количество электрической энергии, недопоставленной в расчетный период вследствие аварийных и плановых отключений (млн кВтч), и определяется по следующей формуле:

$$\Delta W = (\Delta W_{\text{распр.с.}} + \Delta W_{\text{пер.с.}} + \Delta W_{\text{произв.}} + \Delta W_{\text{иное}})$$

где:

$\Delta W_{\text{распр.с.}}$  — недопоставка из-за распределительной электрической сети (млн кВтч);

$\Delta W_{\text{пер.с.}}$  — недопоставка из-за передающей электрической сети (млн кВтч);

$\Delta W_{\text{произв.}}$  — недопоставка из-за производителей (млн кВтч);

$\Delta W_{\text{иное}}$  — недопоставка по иным причинам (например, из-за импортера, лица, осуществляющего перетоки) (млн кВтч).

14. Фактические показатели надежности работы электростанции определяются по следующим формулам:

1) фактический показатель надежности — по мощности:

$$P_{\text{рф}} = \frac{\sum_{i=1}^{365} P_i - \sum_{i=1}^{365} P_{\text{iав}}}{\sum_{i=1}^{365} P_i} \quad (2)$$

где:

$P_i$  — значение рабочей мощности, установленной договором для  $i$ -го дня (МВт);

$P_{iав}$  — значение мощности, выведенной из работы по аварийной заявке или из-за аварии на  $i$ -ый день (МВт);

2) фактический показатель надежности — по производству электрической энергии:

$$P_{W\Phi} = \frac{\sum_{i=1}^{365} W_{i\Phi}}{\sum_{i=1}^{365} W_{i\Phi} + \sum_{i=1}^{365} \Delta W_i} \quad (3)$$

где:

$W_{i\Phi}$  — количество электрической энергии, фактически произведенной в  $i$ -ый день (млн кВтч);

$\Delta W_i$  — абсолютная величина разницы электрической энергии, подлежащей производству установленным Оператором системы заданием, и фактически произведенной электрической энергии в  $i$ -ый день (млн кВтч);

3) сводный фактический показатель надежности работы электростанции:

$$P_{э. с. \phi} = P_{р \phi} \times P_{w \phi} \quad (4)$$

где:

$P_{р \phi}$  и  $P_{w \phi}$  определяются по формулам (2) и (3).

15. Сводный фактический показатель надежности работы электрической

сети и передающих элементов определяется по фактическим величинам коэффициентов готовности трансформаторов 220 кВ и линий электропередачи 110-220 кВ по следующей формуле:

$$P_{\text{пер } \Phi} = \prod_{i=1}^N K_{\text{п } \Phi i} \quad (5)$$

где:

$$K_{\text{п } \Phi i} = 1 - \frac{T_{\text{в}i} \omega_i}{8760},$$

фактическая величина коэффициентов готовности  $i$ -ой группы элементов,

$T_{\text{в}i}$  — время восстановления  $i$ -ой группы элементов, час, который определяется сведенной в одну величину суммой времени обнаружения и устранения аварийный стабильных отказов этой группы элементов;

$\omega_i$  — параметр потока стабильного отказа  $i$ -ой группы элементов (1/год).

16. Коэффициент готовности определяется для следующих групп элементов:

- 1) трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ мощностью до 80 МВА;
- 2) трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ мощностью 80 МВА и более;

3) одноцепные линии электропередачи 220 кВ, двухцепные линии электропередачи с отказом одной цепи и двухцепные линии электропередачи с отказом двух цепей — по отдельности;

4) одноцепные линии электропередачи 110 кВ, двухцепные линии электропередачи с отказом одной цепи и двухцепные линии электропередачи с отказом двух цепей — по отдельности.

17. Показатели надежности работы устройств управления, противоаварийных устройств и устройств релейной защиты, установленных на электростанциях, в передающих и распределительных электрических сетях, устанавливаются Оператором системы и должны характеризовать отказы, возникшие вследствие ложных, невыборочных запусков и незапуска.

18. Превышение фактических показателей надежности от нормативной величины влечет ответственность в соответствии с договорами купли-продажи и предоставления услуг.

19. Для оценки динамики изменений по годам показателя надежности работы централизованной системы диспетчеризации и ее отдельных элементов может быть применен коэффициент изменения надежности, который определяется соотношением показателей надежности за текущий и предыдущий расчетные периоды. Этот показатель применяется для сравнительного анализа надежности отдельных звеньев системы и для определения перспективных направлений наиболее эффективных вложений по части повышения надежности.

20. Показатели надежности основного оборудования Электроэнергетической системы, находящегося в управлении и ведении Оператора системы, включаются в виде приложений в заключаемые между лицензированными лицами договоры купли-продажи электрической энергии и предоставления услуг.

21. Ежегодно участники рынка при заключении или перезаключении договоров анализируют фактический уровень надежности как электроэнергетической системы в целом, так и ее отдельных узлов и элементов, используя зарегистрированные случаи профессиональных проверок и технологических нарушений, имевших место в течение как минимум последних 5 лет.

22. Производители, Передающее лицо и Распределяющее лицо в форме и сроки, установленные Оператором системы, представляют последнему отчет о фактическом уровне надежности элементов своих схем. Оператор системы осуществляет анализ отчетов и до 30 числа месяца, следующего за кварталом, представляет квартальный отчет в Комиссию по регулированию общественных услуг Республики Армения.

**Приложение № 3**  
**к Постановлению Комиссии по**  
**регулированию общественных услуг**  
**Республики Армения № 161-N**  
**от 17 мая 2017 года**

**Приложение № 4**  
**к Правилам снабжения и пользования**  
**электрической энергией,**  
**утвержденным Постановлением**  
**Правительства Республики Армения**  
**№ 358-N от 27 декабря 2006 года**

**ПОРЯДОК**

**РАЗРАБОТКИ ПРОГРАММ ДЕЙСТВИЙ, ОСУЩЕСТВЛЯЕМЫХ СНАБЖАЮЩИМ**  
**ЛИЦОМ В СИТУАЦИЯХ, ТРЕБУЮЩИХ НЕИЗБЕЖНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ**  
**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

**ГЛАВА 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

1. Настоящим Порядком устанавливаются требования, предъявляемые к программам действий, осуществляемым Снабжающим лицом в ситуациях, требующих неизбежных ограничений электроснабжения (далее — аварийные ситуации), и их условия, а также условия включения в эти программы потребителей, имеющих фиксированные технологические и (или) аварийные мощности.

2. Основные понятия, используемые в настоящем Порядке:

- 1) Программа автоматической разгрузки —** составленная Оператором системы и Снабжающим лицом и утвержденная в установленном порядке программа ограничения электроснабжения, осуществляемая в критических (аварийных) ситуациях устройствами системной автоматики;
- 2) Ограничение электроснабжения —** отключение питающей линии, согласно программе автоматической или диспетчерской разгрузки;
- 3) Программа диспетчерской разгрузки —** составленная Оператором системы и Снабжающим лицом и утвержденная в установленном порядке программа ограничения электроснабжения, осуществляемая в критических (аварийных) ситуациях по указанию Оператора системы или Снабжающего лица;
- отключение питающей линии —** отключение обеспечивающей электроснабжение потребителя линии электропередачи от центра питания устройствами системной автоматики или по указанию Оператора;
- 4) Центр питания —** распределительное устройство компаний, производящих, передающих электроэнергию, а также подстанция 35, 110 кВ Снабжающего лица, откуда осуществляется электроснабжение потребителей.



## ГЛАВА 2.

### **Требования, предъявляемые к программам, осуществляемым Снабжающим лицом в аварийных ситуациях**

3. Ограничения электроснабжения в аварийных ситуациях осуществляются программами Автоматической разгрузки и (или) Диспетчерской разгрузки, которые совместно составляют Оператор и Снабжающее лицо, исходя из установленных показателей, обеспечивающих безопасность и надежность системы, а также из условий первоочередности электроснабжения определенных потребителей.

4. В программы Автоматической разгрузки и Диспетчерской разгрузки не включаются линии электропередачи, обеспечивающие резервное электропитание собственных нужд станций.

5. Программы Автоматической разгрузки составляются с обязательным соблюдением следующих условий:

1) ограничение электроснабжения не применяется в отношении имеющих фиксированную технологическую и (или) аварийную мощность потребителей, ограничение электроснабжения которых может привести к реальной и неизбежной опасности для жизни людей и окружающей среды, и для которых техническими регламентами не предусматривается принадлежащий потребителю независимый источник электропитания. Суммарная величина значений фиксированных технологических и аварийных мощностей этих потребителей не должна превышать величины, рассчитанной Оператором системы на основании утвержденных показателей, обеспечивающих безопасность и надежность системы;

2) отключение питающей линии, обеспечивающей непрерывный технологический цикл и (или) безопасность потребителей, установленных статьей

49 Закона Республики Армения "Об энергетике", а также потребителей, имеющих фиксированную технологическую и (или) аварийную мощность, может осуществляться в последнюю очередь программы;

3) ограничение электроснабжения применяется в отношении всех остальных потребителей.

6. Потребители, которые в силу характера своих технологий или услуг должны в обязательном порядке иметь собственный независимый резервный источник электропитания, устанавливаются техническими регламентами Республики Армения.

7. В договорах электроснабжения всех потребителей, включенных в программы Автоматической разгрузки, производится запись относительно применяемой очереди.

8. Программы Диспетчерской разгрузки составляются с обязательным соблюдением следующих условий:

1) ограничение электроснабжения в отношении потребителей, указанных в подпункте "а" пункта 2.2 настоящего Порядка, может быть применено только в конце программы и после получения в оперативном порядке согласия от потребителя;

2) отключение питающей линии, обеспечивающей непрерывный технологический цикл и (или) безопасность потребителей, установленных статьей 49 Закона Республики Армения "Об энергетике", а также потребителей, имеющих фиксированную технологическую и (или) аварийную мощность, может осуществляться в последнюю очередь программы — без согласования или предупреждения;

3) ограничение электроснабжения без согласования или предупреждения применяется в отношении всех остальных потребителей.

9. Ограничения электроснабжения применяются с условием незамедлительного уведомления потребителей об этом. Формы уведомления потребителей устанавливаются договорами снабжения электроэнергией.

10. Непрерывная продолжительность осуществляемых по настоящему Порядку ограничений электроснабжения не должна превышать 4 часов.

11. Электроснабжение потребителей в ходе устранения критических (аварийных) ситуаций восстанавливается в следующей очередности:

1) группа потребителей, указанных в подпункте "а" пункта 2.2 настоящего Порядка;

2) группа потребителей, установленных статьей 49 Закона Республики Армения "Об энергетике", а также группа потребителей, имеющих фиксированную технологическую и (или) аварийную мощность — как минимум с подключением непрерывного технологического цикла и (или) питающей линии, обеспечивающей аварийную мощность;

3) все остальные потребители.

12. Решение о применении программ по ограничениям электроснабжения в аварийных ситуациях принимает Оператор системы. В таких ситуациях Оператор системы может произвести отключения, при первой же возможности уведомив об этом Оператора Снабжающего лица.

13. В аварийных ситуациях оператор Снабжающего лица обязан по указанию Оператора системы произвести ограничения электроснабжения в распределительной сети.

14. Решение о применении программ по ограничениям в электрической сети Снабжающего лица при аварийных ситуациях принимается и осуществляется оператором Снабжающего лица, с уведомлением Оператора системы об объемах ограничений. Электроснабжение восстанавливается после согласования с Оператором системы.

15. Технологические и (или) аварийные мощности фиксируются в акте, совместно составленном потребителем и Снабжающим лицом, согласно приложению, которое является неотъемлемой частью договора электроснабжения.

16. Ежегодно до 1 декабря, приняв за основание договоры, заключенные с потребителями на следующий год, Оператор системы и оператор Снабжающего лица совместно пересматривают программы действий, осуществляемых Снабжающим лицом в аварийных ситуациях, которые утверждаются согласно статье 49 Закона Республике Армения "Об энергетике".

**А К Т**

**ФИКСИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И (ИЛИ) АВАРИЙНЫХ МОЩНОСТЕЙ**

---

(наименование компании)

---

(адрес компании)

<b>Договорная мощность</b>	<b>Технологическая мощность</b>	<b>Аварийная мощность</b>	<b>Длительность технологического процесса (цикла)</b>	<b>Время, необходимое для обеспечения аварийной мощности</b>
кВт	кВт	кВт	Час	Час

**1. Аварийные и (или) технологические мощности**

№	Центр питания	Питающая линия	Нагрузка питающей линии, кВт	Аварийная фиксация			Технологическая фиксация			Иная мощность		Субпотребитель	
				Принимающие электроэнергию лица, ограничение электроснабжения которых может привести к реальной и неизбежной угрозе для жизни людей и для окружающей среды	аварийная мощность питающей линии	питающая линия	Принимающие электроэнергию лица, ограничение электроснабжения которых может привести к реальной и неизбежной угрозе для жизни людей и для окружающей среды	технологическая мощность на питающей линии, кВт	питающая линия, на которую переносится мощность	мощность, кВт	дневное электропотребление, кВт	Общая нагрузка, кВт	технологическая и аварийная фиксированная мощность, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
всего													

## 2. Мощность, подлежащая отключению

№	центр питания	питающая линия	нагрузка питающей линии, кВт	сумма фиксированных технологических и аварийных мощностей на питающей линии, кВт	питающая линия, на которую переносится фиксированная мощность	мощность, подлежащая отключению, кВт	Отметки
1	2	3	4	5	6	7	8
всего							

## 3. Мощность, не подлежащая отключению до окончания периода, необходимого для продолжения технологического процесса и обеспечения аварийной мощности

№	центр питания	питающая линия	максимальная мощность на питающей линии, кВт	аварийная фиксированная мощность, кВт	технологическая фиксированная мощность, кВт	Отметки
1	2	3	4	5	6	7
всего						

ЗАО "Электрические сети Армении"

\_\_\_\_\_

(наименование компании)

Директор \_\_\_\_\_  
(подпись, имя, фамилия)

Директор \_\_\_\_\_  
(подпись, имя, фамилия)

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 201\_\_ г.

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 201\_\_ г.