

**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПРИКАЗ**

**от 29 ноября 2016 года N 1256**

**Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций**

(с изменениями на 14 июня 2023 года)

Документ с изменениями, внесенными:

приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544 (Официальный интернет-портал правовой информации [www.pravo.gov.ru](http://www.pravo.gov.ru), 20.07.2017, N 0001201707200009);  
приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399 (Официальный интернет-портал правовой информации [www.pravo.gov.ru](http://www.pravo.gov.ru), 10.08.2023, N 0001202308100023).

Изменения, внесенные приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399, применяются при установлении тарифов с 1 января 2024 года - см. пункт 2 приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399.

В соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2009 года N 1220 "Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, N 5, ст.524; 2011, N 17, ст.2416; 2014, N 8, ст.815; 2015, N 37 ст.5153; 2016, официальный интернет-портал правовой информации <http://pravo.gov.ru>, 4 октября 2016 года, 0001201610040004)

приказываю:

1. Утвердить прилагаемые Методические указания по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций.

2. Признать утратившими силу приказы Минэнерго России:

от 14 октября 2013 года N 718 "Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций" (зарегистрирован Минюстом России 31 декабря 2013 года, регистрационный N 30988);

от 27 октября 2014 года N 779 "О внесении изменений в Методические указания по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденные приказом Минэнерго России от 14 октября 2013 года N 718" (зарегистрирован Минюстом России 18 ноября 2014 года, регистрационный N 34750).

3. Настоящий приказ вступает в силу со 2 апреля 2017 года.

Министр  
А.В.Новак

Зарегистрировано  
в Министерстве юстиции  
Российской Федерации  
27 декабря 2016 года,  
регистрационный N 44983

УТВЕРЖДЕНЫ  
приказом  
Минэнерго России  
от 29 ноября 2016 года N 1256

**Методические указания по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций**

(с изменениями на 14 июня 2023 года)

**I. Общие положения**

(Заголовок в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

1.1. Настоящие методические указания разработаны в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2009 г. N 1220 "Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, N 5, ст.524; 2011, N 17, ст.2416; 2014, N 8, ст.815; 2015, N 37 ст.5153; 2016, официальный интернет-портал правовой информации [www.pravo.gov.ru](http://www.pravo.gov.ru), 04.10.2016, 0001201610040004).

1.2. Методические указания предназначены для использования:

при определении показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг (далее - показатели надежности и качества услуг) при установлении долгосрочных тарифов для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций (далее - сетевые организации);

при расчете базовых значений показателей надежности, значений коэффициентов допустимых отклонений фактических значений показателей надежности от плановых и максимальной динамики их улучшения для групп территориальных сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом экономические и технические характеристики и (или) условия деятельности, с применением метода сравнения аналогов.

1.3. Для сетевых организаций показатели надежности и качества услуг определяются в отношении оказываемых сетевыми организациями услуг по передаче электрической энергии потребителям услуг по передаче электрической энергии, в том числе потребителям электрической энергии, обслуживаемым сбытовыми организациями и гарантирующими поставщиками, в интересах которых заключены договоры об оказании услуг по передаче электрической энергии, непосредственно или опосредованно присоединенным к объектам электросетевого хозяйства данной сетевой организации, за исключением коммунальных потребителей, проживающих в многоквартирных жилых домах (далее - потребители услуг сетевой организации), а также осуществляемого технологического присоединения к объектам электросетевого хозяйства соответствующей сетевой организации энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций и иных лиц (далее - оказываемые услуги).

1.4. Показатели надежности и качества услуг состоят из показателей уровня надежности оказываемых услуг и показателей уровня качества оказываемых услуг.

1.5. Уровень надежности и качества оказываемых услуг определяется обобщенным показателем уровня надежности и качества оказываемых услуг.

1.6. Для сетевых организаций, долгосрочные периоды регулирования которых начались до 2014 года, порядок определения плановых и расчет фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг, а также обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг производится в соответствии с главами II\_1, III\_1, IV\_1 и V настоящих Методических указаний.

Определение плановых и расчет фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг, а также обобщенного показателя уровня надежности и качества

оказываемых услуг для долгосрочных периодов регулирования, начинающихся с 2014 года, осуществляются в соответствии с главами II\_2, II\_3, III\_2, III\_3, IV\_1, IV\_2 и V настоящих Методических указаний с учетом случаев, указанных в пункте 1.7 настоящих Методических указаний.

(Пункт в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

1.7. Для территориальных сетевых организаций, первый и (или) последующие долгосрочные периоды регулирования которых начинаются с 2018 года, определение плановых и расчет фактических значений показателей уровня надежности оказываемых услуг осуществляются в соответствии с главами II\_2 и IV\_2 настоящих Методических указаний.

Для территориальных сетевых организаций, первый и (или) последующие долгосрочные периоды регулирования которых начинаются с 2024 года, определение плановых и расчет фактических значений показателей уровня надежности оказываемых услуг осуществляются в соответствии с главами II\_2 и IV\_2 настоящих Методических указаний дифференцированно по следующим уровням напряжения:

на высоком напряжении (далее - ВН): 110 кВ и выше;

на среднем первом напряжении (далее - СН1): 27,5-60 кВ;

на среднем втором напряжении (далее - СН2): 1-20 кВ;

на низком напряжении (далее - НН): до 1 кВ.

(Пункт в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

1.8. Расчет базовых значений показателей надежности, значений коэффициентов допустимых отклонений фактических значений показателей надежности от плановых и максимальной динамики их улучшения для групп территориальных сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом экономические и технические характеристики и (или) условия деятельности, с применением метода сравнения аналогов осуществляется в соответствии с главой VII настоящих Методических указаний на основании предоставленных отчетных данных, используемых при расчете фактических значений показателей надежности и (или) при расчете значений индикативных показателей надежности, и фактических значений таких показателей в соответствии с образцами форм 1.3 и 1.3.1 приложения N 1 и образцами форм 8.1, 8.3 и 8.3.1 приложения N 8 к настоящим Методическим указаниям, а также данных об экономических и технических характеристиках и (или) условиях деятельности территориальных сетевых организаций в соответствии с образцом формы 1.9 приложения N 1 к настоящим Методическим указаниям.

(Пункт в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

Заголовок исключен с 21 августа 2023 года - приказ Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию.

## II\_1. Показатель уровня надежности оказываемых услуг и порядок расчета его значения для территориальных сетевых организаций и организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (для долгосрочных периодов регулирования, начавшихся до 2018 года)

(Заголовок в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

2.1.1. Уровень надежности оказываемых услуг потребителям услуг сетевой организации определяется продолжительностью прекращения передачи электрической энергии в отношении потребителей услуг сетевой организации за отчетный расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования (далее - отчетный расчетный период регулирования).

Для целей расчета значений показателя уровня надежности оказываемых услуг, в соответствии с настоящим пунктом под продолжительностью прекращения передачи электрической энергии в отношении потребителя услуг сетевой организации понимается интервал времени от момента возникновения технологического нарушения на объектах сетевой организации, сопровождаемого прекращением передачи электрической энергии потребителю услуг сетевой организации, до момента устранения технологического нарушения на объектах указанной сетевой организации, но не превышающий интервал времени до момента восстановления энергоснабжения потребителей услуг сетевой организации.

Для целей расчета значений показателя уровня надежности оказываемых услуг рассматриваются прекращения передачи электрической энергии потребителю услуг сетевой организации в результате технологических нарушений на объектах сетевой организации, имеющие продолжительность свыше времени автоматического восстановления питания (автоматическое повторное включение, автоматический ввод резерва), за исключением случаев, произошедших в результате технологических нарушений, отключений, переключений в сетях смежных сетевых организаций, в сетях организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче электрической энергии (мощности), в сетях потребителей услуг, а также по инициативе системного оператора и (или) при осуществлении в пределах охранных зон объектов электросетевого хозяйства согласованных сетевой организацией действий в порядке, предусмотренном Правилами установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 24 февраля 2009 г. N 160 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, N 10, ст.1220; 2013, N 24, ст.2999), равно как и в результате обстоятельств непреодолимой силы либо сверхрасчетных природно-климатических нагрузок (условий) или вследствие иных обстоятельств, исключающих ответственность сетевой организации, за перерывы (нарушения) электроснабжения (далее - перерыв электроснабжения).

2.1.2. Для целей использования при государственном регулировании тарифов на услуги по передаче электрической энергии значение показателя уровня надежности оказываемых услуг определяется продолжительностью прекращения передачи электрической энергии.

Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии в каждом расчетном периоде регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования ( $\Pi_{\text{п}}$ ) определяется по формуле:

$$\Pi_{\text{п}} = T_{\text{пр}}/N_{\text{пт}} \cdot (1)$$

где:

$T_{\text{пр}}$  - фактическая суммарная продолжительность всех прекращений передачи электрической энергии в отношении потребителей услуг сетевой организации за расчетный период регулирования, час;

$N_{\text{пт}}$  - максимальное за расчетный период регулирования число точек присоединения потребителей услуг сетевой организации к электрической сети сетевой организации, шт.

2.1.3. Учет данных первичной информации, используемой при расчете уровня надежности оказываемых услуг, производится путем ежемесячного заполнения сетевой организацией формы 1.1 приложения N 1 к настоящим Методическим указаниям.

2.1.4. Расчет показателя уровня надежности оказываемых услуг осуществляется сетевой организацией по форме 1.2 приложения N 1 к настоящим Методическим указаниям.

## II\_2. Показатели уровня надежности оказываемых услуг и порядок расчета их значений для территориальных сетевых организаций (для долгосрочных периодов регулирования, начинающихся с 2018 года)

(Заголовок в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

2.2.1. Уровень надежности оказываемых услуг определяется средней продолжительностью прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации и средней частотой прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации в течение расчетного периода регулирования.

Для целей расчета значений показателей уровня надежности оказываемых услуг, в соответствии с настоящим пунктом под прекращением передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации понимается:

в отношении точек поставки потребителей услуг сетевой организации, являющихся сетевыми организациями: возникновение технологического нарушения на объектах территориальной сетевой организации, повлекшее невозможность обеспечить передачу электрической энергии в соответствующей точке поставки такому потребителю услуг сетевой организации;

в отношении точек поставки иных потребителей услуг сетевой организации: возникновение технологического нарушения на объектах территориальной сетевой организации, сопровождаемых полным (частичным) ограничением режима потребления таких потребителей услуг сетевой организации.

Продолжительность прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации в отношении точки поставки определяется интервалом времени от момента возникновения прекращения передачи электрической энергии в отношении точки поставки до момента устранения технологического нарушения на объектах данной территориальной сетевой организации, но не превышающим интервал времени до момента восстановления режима потребления электрической энергии потребителям услуг сетевой организации (ликвидация полного

(частичного) ограничением режима потребления).

При расчете значений показателей уровня надежности оказываемых услуг рассматриваются прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации, вызванные причинами, указанными в абзаце третьем пункта 2.1.1 настоящих Методических указаний.

Для целей использования при государственном регулировании тарифов на услуги по передаче электрической энергии для сетевых организаций, чей долгосрочный период регулирования начался с 2018 года до 2023 года включительно, уровень надежности оказываемых услуг определяется показателем средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, определяемым в соответствии с формулой (2), и показателем средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, определяемым в соответствии с формулой (3).

(Абзац в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

Для целей использования при государственном регулировании тарифов на услуги по передаче электрической энергии для сетевых организаций, чей долгосрочный период регулирования начинается с 2024 года, уровень надежности оказываемых услуг определяется показателями средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, дифференцированными по уровням напряжения и определяемыми в соответствии с формулой (2), и показателями средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, дифференцированными по уровням напряжения и определяемыми в соответствии с формулой (3).

(Абзац дополнительно включен с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399)

2.2.2. Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки в каждом расчетном периоде регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования ( $I_{\text{сайд}}^j$ ) определяется по формуле:

$$I_{\text{сайд}}^j = \frac{\sum_{j=1}^J T_j \times N_j}{N_t}, \quad (2)$$

где:

$T_j$  - продолжительность j-го прекращения передачи электрической энергии в отношении точек поставки потребителей услуг сетевой организации в рамках технологического нарушения, час;

$N_j$  - количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошло j-ое прекращение передачи электрической энергии в рамках технологического нарушения, - для сетевых организаций, чей долгосрочный период регулирования начался в период с 2018 года до 2023 года включительно, или количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации соответствующего уровня напряжения, предусмотренного в пункте 1.7 настоящих Методических указаний, затронутого j-ым прекращением передачи электрической энергии в рамках технологического нарушения, независимо от того, на каком уровне напряжения произошло технологическое нарушение, - для сетевых организаций, чей долгосрочный период регулирования начинается с 2024 года, шт.;

(Абзац в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

$N_t$  - количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации за t-й расчетный период регулирования - для сетевых организаций, чей долгосрочный период регулирования начался в период с 2018 года до 2023 года включительно, или количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации соответствующего уровня напряжения, предусмотренного в пункте 1.7 настоящих Методических указаний, за t-й расчетный период регулирования - для сетевых организаций, чей долгосрочный период регулирования начинается с 2024 года, шт.;

(Абзац в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

J - количество прекращений передачи электрической энергии в отношении точек поставки потребителей услуг сетевой организации в t-м расчетном периоде регулирования, шт.

2.2.3. Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки в каждом расчетном периоде регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования ( $I_{\text{сайд}}^j$ ) определяется по формуле:

$$I_{\text{сайд}}^j = \frac{\sum_{j=1}^J N_j}{N_t}, \quad (3)$$

2.2.4. Учет данных первичной информации по прекращением передачи электрической энергии, произошедшим на объектах сетевых организаций, в том числе вызванных причинами, указанными в абзаце третьем пункта 2.1.1 настоящих Методических указаний, производится путем заполнения территориальной сетевой организацией формы 8.1 приложения N 8 к настоящему Методическим указаниям ежемесячно при сборе отчетных данных о произошедших технологических нарушениях на ее объектах.

2.2.5. Расчет показателей уровня надежности оказываемых услуг осуществляется территориальной сетевой организацией по форме 1.3 приложения N 1 к настоящим Методическим указаниям.

### II\_3. Показатель уровня надежности оказываемых услуг и порядок расчета его значения для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (для долгосрочных периодов регулирования, начинающихся с 2018 года)

(Заголовок в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

2.3.1. Показатель уровня надежности оказываемых услуг организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью определяется объемом недоотпущенной электрической энергии потребителям услуг сетевой организации за отчетный расчетный период регулирования.

При расчете значения показателя уровня надежности оказываемых услуг рассматриваются прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации, вызванные причинами, указанными в абзаце третьем пункта 2.1.1 настоящих Методических указаний.

Для целей расчета значений показателя уровня надежности оказываемых услуг под прекращением передачи электрической энергии в отношении потребителя услуг сетевой организации понимается возникновение технологического нарушения на объектах организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, сопровождаемое полным (частичным) ограничением режима потребления электрической энергии потребителя услуг сетевой организации.

Продолжительность прекращения передачи электрической энергии в отношении потребителя услуг сетевой организации определяется интервалом времени от момента возникновения прекращения передачи электрической энергии в отношении потребителя услуг сетевой организации до момента устранения технологического нарушения на объектах организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, но не превышающим интервал времени до момента восстановления режима потребления электрической энергии потребителю услуг сетевой организации (ликвидация полного (частичного) ограничения режима потребления).

2.3.2. Объем недоотпущенной электрической энергии в каждом расчетном периоде регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования ( $I_{\text{енс}}^j$ ) определяется по формуле:

$$I_{\text{енс}}^j = \sum_{j=1}^J P_j \times T_j, \quad (4)$$

где:

$P_j$  - объем фактической потребляемой мощности на присоединениях потребителей услуг сетевой организации, по которым в результате технологического нарушения произошло j-ое прекращение передачи электрической энергии, на момент возникновения такого события, МВт;

$T_j$  - продолжительность j-го прекращения передачи электрической энергии в результате технологического нарушения, час;

J - количество прекращений передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации в расчетном периоде регулирования, шт.

2.3.2.\* Учет данных первичной информации по каждому прекращению передачи электрической энергии производится путем заполнения сетевой организацией формы 8.1 приложения N 8 к настоящим Методическим указаниям ежемесячно при сборе отчетных данных о произошедших технологических нарушениях.

\* Нумерация соответствует оригиналу. - Примечание изготовителя базы данных.

2.3.3. Расчет показателя уровня надежности оказываемых услуг организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью осуществляется по форме 1.4 приложения N 1 к настоящим Методическим указаниям.

Заголовок исключен с 21 августа 2023 года - приказ Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию.

### III\_1. Показатели уровня качества оказываемых услуг и порядок расчета их значений для территориальных сетевых организаций и организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (для долгосрочных периодов регулирования, начавшихся до 2014 года)

(Заголовок в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

3.1.1 Для целей использования при государственном регулировании тарифов на услуги по передаче электрической энергии значение показателя уровня качества оказываемых услуг организации по управлению единой (национальной) общероссийской электрической сетью ( $\Pi_{\text{тпр}}$ ) определяется исходя из выполнения заявок на технологическое присоединение к сети, полученных от лица, которое намерено заключить договор об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств (далее - заявители).

3.1.1.1. Показатель уровня качества оказываемых услуг ( $\Pi_{\text{тпр}}$ ) определяется по формуле:

$$\Pi_{\text{тпр}} = N_{\text{заяв}} / \max(1, N_{\text{тд}} - N_{\text{тнд}}), \quad (5)$$

где:

$N_{\text{заяв}}$  - число заявок на технологическое присоединение, соответствующие требованиям нормативных правовых актов, в соответствующий расчетный период регулирования, шт.;

$N_{\text{тд}}$  - число направленных по указанным заявкам проектов договоров на осуществление технологического присоединения в соответствии с установленным порядком заключения договора на осуществление технологического присоединения, шт.;

$N_{\text{тнд}}$  - число проектов договоров на осуществление технологического присоединения по указанным заявкам, направленных с нарушением установленных сроков, шт.

В случае если рассмотрение заявки для заключения договора на осуществление технологического присоединения проводилось в течение нескольких расчетных периодов регулирования, в том числе по причине необходимости получения дополнительных сведений для обеспечения соответствия ее требованиям нормативных правовых актов, такие заявки учитываются один раз в том расчетном периоде регулирования, в котором заявителю направлен проект договора.

3.1.1.2. Отчетные данные, используемые при расчете фактических значений показателя уровня качества оказываемых услуг, указываются организацией по управлению единой (национальной) общероссийской электрической сетью по форме 5.1 приложения N 5 к настоящим Методическим указаниям.

3.1.2. Для целей использования при государственном регулировании тарифов на услуги по передаче электрической энергии значение показателя уровня качества оказываемых услуг иных сетевых организаций (территориальных сетевых организаций) ( $\Pi_{\text{тс}}$ ) определяется на основе индикаторов качества, характеризующих:

а) полноту, актуальность, достоверность и доступность для потребителей услуг информации об объеме, порядке предоставления и стоимости услуг, оказываемых территориальной сетевой организацией (далее - индикатор информативности);

б) степень исполнения территориальной сетевой организацией в установленные сроки всех обязательств по отношению к потребителям услуг сетевых организаций в соответствии с нормативными правовыми актами и договорами (далее - индикатор исполнительности);

в) наличие эффективной обратной связи с потребителями услуг сетевых организаций, позволяющей в установленные нормативными правовыми актами и договорами сроки рассматривать и принимать решения по обращениям потребителей услуг сетевых организаций (далее - индикатор результативности обратной связи).

Значение показателя уровня качества оказываемых услуг территориальных сетевых организаций ( $\Pi_{\text{тс}}$ ) определяется в баллах по формуле:

$$\Pi_{\text{тс}} = A \times I_{\text{и}} + B \times I_{\text{с}} + B \times P_{\text{с}}, \quad (6)$$

где:

$I_{\text{и}}$  - индикатор информативности;

$I_{\text{с}}$  - индикатор исполнительности;

$P_{\text{с}}$  - индикатор результативности обратной связи;

A, B, B - весовые коэффициенты соответствующих индикаторов качества, для которых установлены следующие значения: A = 0,1; B = 0,7; B = 0,2.

Значения индикаторов качества определяются на основе оценок их отдельных параметров, определяемых в баллах, в соответствии с пунктами 3.1.2.9 и 3.1.2.10 настоящих методических указаний.

3.1.2.1. Параметры индикатора информативности:

а) возможность личного приема заявителей и потребителей услуг сетевой организации уполномоченными должностными лицами территориальной сетевой организации;

б) наличие телефонной связи для обращений потребителей услуг сетевой организации к уполномоченным должностным лицам территориальной сетевой организации;

в) наличие в сети Интернет-сайта территориальной сетевой организации с возможностью обмена информацией с потребителями услуг сетевой организации посредством электронной почты;

г) проведение мероприятий по доведению до сведения потребителей услуг сетевой организации необходимой информации, в том числе путем ее размещения в сети Интернет, на бумажных носителях или иными доступными способами;

д) простота и доступность схемы обжалования потребителями услуг сетевой организации действий должностных лиц территориальной сетевой организации;

е) степень полноты, актуальности и достоверности предоставляемой потребителям услуг сетевой организации информации о деятельности территориальной сетевой организации.

3.1.2.2. Параметры индикатора исполнительности:

а) соблюдение требований нормативных правовых актов и договорных обязательств при оказании услуг по технологическому присоединению энергопринимающих устройств потребителей услуг сетевой организации (заявителей) к объектам электросетевого хозяйства территориальной сетевой организации;

б) соблюдение сроков по процедурам взаимодействия с потребителями услуг сетевой организации (заявителями);

в) отсутствие (наличие) нарушений требований антимонопольного законодательства Российской Федерации;

г) отсутствие (наличие) нарушений требований законодательства Российской Федерации о государственном регулировании цен (тарифов);

д) поддержание качества электрической энергии;

е) наличие взаимодействия с потребителями услуг сетевой организации при выводе оборудования в ремонт и (или) из эксплуатации;

ж) соблюдение требований нормативных правовых актов по защите персональных данных потребителей услуг сетевой организации (заявителей).

3.1.2.3. Параметры индикатора результативности обратной связи:

а) наличие структурного подразделения территориальной сетевой организации по рассмотрению, обработке и принятию мер по обращениям потребителей услуг сетевой организации;

б) степень удовлетворения обращений потребителей услуг сетевой организации;

в) оперативность реагирования на обращения потребителей услуг сетевой организации;

г) индивидуальность подхода к потребителям услуг сетевой организации льготных категорий;

д) оперативность возмещения убытков потребителям услуг сетевой организации при несоблюдении организацией обязательств, предусмотренных нормативными правовыми актами и договорами.

3.1.2.4. Оценка параметров (критериев), характеризующих индикаторы качества, производится в соответствии с пунктом 3.1.2.8 настоящих Методических указаний на основании данных согласно формам 6.1-6.3 приложения N 6 к настоящим Методическим указаниям.

3.1.2.5. Расчет плановых значений параметров (критериев) на очередной расчетный период регулирования осуществляется отдельно по каждому параметру (критерию) на основе фактических значений параметров (критериев) в соответствии с положениями глав IV\_1 и IV\_2 настоящих Методических указаний.

(Пункт в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

3.1.2.6. Для целей определения плановой оценки по каждому параметру (критерию) предполагается, что прогнозируемое фактическое значение параметра (критерия) равно его плановому значению на соответствующий расчетный период регулирования.

3.1.2.7. Предложения территориальной сетевой организации по плановым значениям параметров (критериев), характеризующих индикаторы качества, подготавливаются по форме 6.4 приложения N 6 к настоящим Методическим указаниям.

3.1.2.8. Для оценки каждого параметра (критерия) производится анализ значения величины (Ф/П x 100), указанной в графе 4 форм 6.1-6.3 приложения N 6 к настоящим Методическим указаниям. При этом если плановое и фактическое значения параметра (критерия) равны нулю, то величина (Ф/П x 100) принимается равной 100%, а если плановое значение равно нулю и фактическое значение параметра (критерия) больше нуля, то величина (Ф/П x 100) принимается равной 120%.

Оценка каждого параметра (критерия) производится по трехбалльной шкале:

оценка, равная 3 баллам (по пунктам 2, 5 и 6 формы 6.2 приложения N 6 к настоящим Методическим указаниям - равная 0,75 балла; по пунктам 3, 4 и 7 формы 6.2 к настоящим Методическим указаниям равная 0,3 балла), выставляется при значении величины графы 4 форм 6.1-6.3 приложения N 6 к настоящим Методическим указаниям менее 80% в случае прямой зависимости от значения величины графы 2 форм 6.1-6.3 Приложения N 6 к настоящим Методическим указаниям, а также при значении величины графы 4 больше 120% в случае обратной зависимости от значения величины графы 2 форм 6.1-6.3 приложения N 6 к настоящим Методическим указаниям;

оценка, равная 2 баллам (по пунктам 2, 5 и 6 формы 6.2 приложения N 6 к настоящим Методическим указаниям равная 0,5 балла; по пунктам 3, 4 и 7 формы 6.2 к настоящим Методическим указаниям равная 0,2 балла), выставляется при значении величины графы 4 форм 6.1-6.3 приложения N 6 к настоящим Методическим указаниям, находящемся в диапазоне от 80 до 120% включительно;

оценка, равная 1 баллу (по пунктам 2, 5 и 6 формы 6.2 приложения N 6 к настоящим Методическим указаниям равная 0,25 балла; по пунктам 3, 4 и 7 формы 6.2 к настоящим Методическим указаниям равная 0,1 балла), выставляется при значении величины графы 4 форм 6.1-6.3 приложения N 6 к настоящим Методическим указаниям менее 80% в случае обратной зависимости от значения величины графы 2 форм 6.1-6.3 приложения N 6 к настоящим Методическим указаниям, а также при значении величины графы 4 больше 120% в случае прямой зависимости от значения величины графы 2 форм 6.1-6.3 приложения N 6 к настоящим Методическим указаниям.

3.1.2.9. Оценочные баллы параметров указываются в графе 6 форм 6.1-6.3 приложения N 6 к настоящим Методическим указаниям.

3.1.2.10. Оценка параметра, характеризующего индикатор качества, рассчитывается как среднее арифметическое значение оценок критериев, характеризующих этот параметр.

3.1.2.11. Значение каждого индикатора качества ( $I_k, I_c, P_c$ ) определяется оценкой соответствующего индикатора качества как среднее арифметическое значение по всем оценкам параметров, характеризующих соответствующий индикатор качества.

3.1.2.12. Расчет значения показателя уровня качества оказываемых услуг территориальной сетевой организации осуществляется по формуле (6) настоящих Методических указаний.

3.1.2.13. Фактические значения параметров, характеризующих индикаторы качества, порядок расчета оценок и непосредственно оценки параметров за отчетный расчетный период регулирования, указываются территориальной сетевой организацией соответственно в формах 6.1-6.3 приложения N 6 к настоящим Методическим указаниям.

### III\_2. Показатели уровня качества оказываемых услуг и порядок расчета их значений для территориальных сетевых организаций и организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (для долгосрочных периодов регулирования, начинающихся с 2014 года до 2018 года)

(Заголовок в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

3.2.1. Для целей использования при государственном регулировании тарифов уровень качества оказываемых услуг организации по управлению единой (национальной) общероссийской электрической сетью определяется показателем уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети.

Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети ( $\Pi_{\text{тпр}}$ ) определяется по формуле:

$$\Pi_{\text{тпр}} = 0.4 \times \Pi_{\text{заяв\_тпр}} + 0.4 \times \Pi_{\text{ис\_тпр}} + 0.2 \times \Pi_{\text{кпа\_тпр}}, \quad (7)$$

где:

$\Pi_{\text{заяв\_тпр}}$  - показатель качества рассмотрения заявок на технологическое присоединение к сети, определяемый исходя из рассмотрения заявок на технологическое присоединение к сети, полученных от заявителей;

$\Pi_{\text{ис\_тпр}}$  - показатель качества исполнения договоров об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети;

$\Pi_{\text{кпа\_тпр}}$  - показатель соблюдения антимонопольного законодательства Российской Федерации при технологическом присоединении заявителей к электрическим сетям сетевой организации.

3.2.1.1. Показатель качества рассмотрения заявок на технологическое присоединение к сети ( $\Pi_{\text{заяв\_тпр}}$ ) определяется по формуле:

$$\Pi_{\text{заяв\_тпр}} = N_{\text{зале\_тпр}} / \max(1, N_{\text{зале\_тпр}} - N_{\text{зале\_тпр}}^{\text{ис}}), \quad (8)$$

где:

$N_{\text{зале\_тпр}}$  - число поданных в соответствии с требованиями нормативных правовых актов заявок на технологическое присоединение к сети, по которым сетевой организацией в соответствующий расчетный период направлен проект договора об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети, шт.;

$N_{\text{зале\_тпр}}^{\text{ис}}$  - число поданных в соответствии с требованиями нормативных правовых актов заявок на технологическое присоединение к сети, по которым сетевой организацией в

соответствующий расчетный период направлен проект договора об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети с нарушением установленных сроков его направления, шт.

В случае если рассмотрение заявки для заключения договора об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети проводилось в течение нескольких расчетных периодов регулирования, в том числе по причине необходимости получения дополнительных сведений для обеспечения соответствия ее требованиям нормативных правовых актов, такие заявки учитываются один раз в том расчетном периоде регулирования, в котором потребителю направлен проект договора.

В случае отсутствия у сетевой организации поданных в установленном порядке заявок на технологическое присоединение к сети, в отношении которых сетевой организацией в соответствующий расчетный период направлен проект договора об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети, показатель качества рассмотрения заявок на технологическое присоединение к сети принимается равным единице ( $\Pi_{\text{зав\_тпр}} = 1$ ).

3.2.1.2. Показатель качества исполнения договоров об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети ( $\Pi_{\text{ис\_тпр}}$ ) определяется по формуле:

$$\Pi_{\text{ис\_тпр}} = N_{\text{сд\_тпр}} / \max(1, N_{\text{сд\_тпр}} - N_{\text{сд\_тпр}}^{\text{не}}), \quad (9)$$

где:

$N_{\text{сд\_тпр}}$  - число договоров об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети, исполненных в соответствующем расчетном периоде и по которым имеется подписанный сторонами акт о технологическом присоединении, шт.;

$N_{\text{сд\_тпр}}^{\text{не}}$  - число договоров об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети, исполненных в соответствующем расчетном периоде и по которым имеется подписанный сторонами акт о технологическом присоединении и по которым произошло нарушение установленных сроков технологического присоединения, шт. При этом не учитываются договоры об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети, сроки по которым нарушены в связи с неисполнением в срок обязательств по договору со стороны заявителей, тогда как со стороны сетевой организации мероприятия по техническим условиям исполнены в срок и направлено соответствующее уведомление заявителю.

Установленные сроки для осуществления сетевой организацией технологического присоединения определяются в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года N 861 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 52, ст.5525; 2007, N 14, ст.1687; N 31, ст.4100; 2009, N 8, ст.979; N 9, ст.1103; N 17, ст.2088; N 25, ст.3073; N 41, ст.4771; 2010, N 12, ст.1333; N 21, ст.2607; N 25, ст.3175; N 40, ст.5086; 2011, N 10, ст.1406; 2012, N 4, ст.504; N 23, ст.3008; N 41, ст.5636; N 49, ст.6858; N 52, ст.7525; 2013, N 30, ст.4119; N 31, ст.4226, ст.4236; N 32, ст.4309; N 33, ст.4392; N 35, ст.4523; N 42, ст.5373; N 44, ст.5765; N 48, ст.6255; N 50, ст.6598; 2014, N 7, ст.689 N 9, ст.913 N 25, ст.3311, N 32, ст.4513; 2015, N 12, ст.1755, N 16, ст.2387, N 20, ст.2924, N 25, ст.3669, N 28, ст.4243, N 37, ст.5153, N 40, ст.5574; 2016, N 9, ст.1266, N 33, ст.5185, N 40, ст.5735, N 41, ст.5838) (далее - Правила технологического присоединения), если иные сроки не предусмотрены договором об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети (в этом случае используются сроки, указанные в договоре).

В случае отсутствия у сетевой организации договоров об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети, исполненных в расчетном периоде, показатель качества исполнения договоров об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети принимается равным единице ( $\Pi_{\text{ис\_тпр}} = 1$ ).

3.2.1.3. Показатель соблюдения антимонопольного законодательства Российской Федерации при технологическом присоединении заявителей к электрическим сетям сетевой организации ( $\Pi_{\text{зав\_тпр}}$ ) определяется по формуле:

$$\Pi_{\text{зав\_тпр}} = N_{\text{очз\_тпр}} / \max(1, N_{\text{очз\_тпр}} - N_{\text{н\_тпр}}), \quad (10)$$

где:

$N_{\text{очз\_тпр}}$  - общее число заявок на технологическое присоединение к сети, поданных заявителями в соответствии с требованиями нормативных правовых актов в соответствующем расчетном периоде регулирования, десятки шт.;

$N_{\text{н\_тпр}}$  - число вступивших в законную силу решений антимонопольного органа и (или) суда об установлении нарушений сетевой организацией требований антимонопольного законодательства Российской Федерации в части оказания услуг по технологическому присоединению в соответствующем расчетном периоде, шт.

В случае отсутствия в расчетном периоде регулирования у сетевой организации заявок на технологическое присоединение к сети, поданных заявителями в установленном порядке в соответствующем расчетном периоде, показатель соблюдения антимонопольного законодательства при технологическом присоединении заявителей к электрическим сетям сетевой организации принимается равным единице ( $\Pi_{\text{зав\_тпр}} = 1$ ).

3.2.1.4. Значение показателя Уровня качества осуществляемого технологического присоединения, равное единице ( $\Pi_{\text{тпр}} = 1$ ), является наилучшим значением.

3.2.2. Для целей использования при государственном регулировании тарифов уровень качества оказываемых услуг иных сетевых организаций (территориальных сетевых организаций) определяется показателем уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети ( $\Pi_{\text{тпр}}$ ), определяемого в соответствии с формулой (7), и показателем уровня качества обслуживания потребителей услуг ( $\Pi_{\text{тпо}}$ ), определяемого в соответствии с формулой (11).

(Пункт в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

3.2.2.1. Значение показателя уровня качества обслуживания потребителей услуг ( $\Pi_{\text{тпо}}$ ) определяется в баллах по формуле:

$$\Pi_{\text{тпо}} = 0.1 \times I_{\text{н}} + 0.7 \times I_{\text{с}} + 0.2 \times P_{\text{с}}, \quad (11)$$

где:

$I_{\text{н}}$  - индикатор информативности;

$I_{\text{с}}$  - индикатор исполнительности;

$P_{\text{с}}$  - индикатор результативности обратной связи.

Значения индикаторов качества обслуживания потребителей определяются на основе оценок их отдельных параметров, определяемых в баллах, в соответствии с пунктами 3.2.2.10 и 3.2.2.11 настоящих Методических указаний.

3.2.2.2. Параметры индикатора информативности:

а) возможность личного приема заявителей и потребителей услуг сетевой организации уполномоченными должностными лицами территориальной сетевой организации;

б) наличие телефонной связи для обращений потребителей услуг сетевой организации к уполномоченным должностным лицам территориальной сетевой организации;

в) наличие в сети Интернет-сайта территориальной сетевой организации с возможностью обмена информацией с потребителями услуг сетевой организации посредством электронной почты;

г) проведение мероприятий по доведению до сведения потребителей услуг сетевой организации необходимой информации, в том числе путем ее размещения в сети Интернет, на бумажных носителях или иными доступными способами;

д) простота и доступность схемы обжалования потребителями услуг сетевой организации действий должностных лиц территориальной сетевой организации;

е) степень полноты, актуальности и достоверности предоставляемой потребителям услуг сетевой организации информации о деятельности территориальной сетевой организации.

3.2.2.3. Параметры индикатора исполнительности:

- а) соблюдение сроков по процедурам взаимодействия с потребителями услуг сетевой организации (заявителями);
- б) соблюдение требований нормативных правовых актов Российской Федерации по поддержанию качества электрической энергии;
- в) наличие взаимодействия с потребителями услуг сетевой организации при выводе оборудования в ремонт и (или) из эксплуатации;
- г) соблюдение требований нормативных правовых актов по защите персональных данных потребителей услуг сетевой организации (заявителей).

3.2.2.4. Параметры индикатора результативности обратной связи:

- а) наличие структурного подразделения территориальной сетевой организации по рассмотрению, обработке и принятию мер по обращениям потребителей услуг сетевой организации;
- б) степень удовлетворения обращений потребителей услуг сетевой организации;
- в) оперативность реагирования на обращения потребителей услуг сетевой организации;
- г) индивидуальность подхода к потребителям услуг сетевой организации льготных категорий;

д) оперативность возмещения убытков потребителям услуг сетевой организации при несоблюдении территориальной сетевой организацией обязательств, предусмотренных нормативными правовыми актами и договорами.

3.2.2.5. Оценка параметров (критериев), характеризующих индикаторы качества обслуживания потребителей услуг сетевой организации, производится в соответствии с пунктом 3.2.2.9 настоящих Методических указаний на основании данных согласно формам 2.1-2.3 приложения N 2 к настоящим Методическим указаниям.

3.2.2.6. Расчет плановых значений параметров (критериев) на расчетный период регулирования осуществляется отдельно по каждому параметру (критерию) на основе фактических данных графы 2 образцов форм 2.1-2.3 приложения N 2 к настоящим Методическим указаниям в соответствии с положениями глав IV\_1 и IV\_2 настоящих Методических указаний. (Пункт в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

3.2.2.7. Для целей определения плановой оценки по каждому параметру (критерию) предполагается, что прогнозируемое фактическое значение параметра (критерия) равно его плановому значению на соответствующий расчетный период регулирования.

3.2.2.8. Предложения территориальной сетевой организации по плановым значениям параметров (критериев), характеризующих индикаторы качества обслуживания потребителей услуг сетевой организации, подготавливаются по форме 2.4 приложения N 2 к настоящим Методическим указаниям.

3.2.2.9. Для оценки каждого параметра (критерия) производится анализ значения величины (Ф/П x 100), указанной в графе 4 форм 2.1-2.3 приложения N 2 к настоящим Методическим указаниям. При этом если плановое и фактическое значения параметра (критерия) равны нулю, то величина (Ф/П x 100) принимается равной 100%, а если плановое значение равно нулю и фактическое значение параметра (критерия) больше нуля, то величина (Ф/П x 100) принимается равной 120%.

Оценка каждого параметра (критерия) производится по трехбалльной шкале:

оценка, равная 3 баллам (по пунктам 1, 2 и 3 формы 2.2 приложения N 2 к настоящим Методическим указаниям равная 0,75 балла; по пункту 4 формы 2.2 к настоящим Методическим указаниям равная 0,3 балла), выставляется при значении величины графы 4 форм 2.1-2.3 приложения N 2 к настоящим Методическим указаниям менее 80% в случае прямой зависимости от значения величины графы 2 форм 2.1-2.3 приложения N 2 к настоящим Методическим указаниям, а также при значении величины графы 4 больше 120% в случае обратной зависимости от значения величины графы 2 форм 2.1-2.3 приложения N 2 к настоящим Методическим указаниям;

оценка, равная 2 баллам (по пунктам 1, 2 и 3 формы 2.2 приложения N 2 к настоящим Методическим указаниям равная 0,5 балла; по пункту 4 формы 2.2 к настоящим Методическим указаниям равная 0,2 балла), выставляется при значении величины графы 4 форм 2.1-2.3 приложения N 2 к настоящим Методическим указаниям, находящемся в диапазоне от 80 до 120% включительно;

оценка, равная 1 баллу (по пунктам 1, 2 и 3 формы 2.2 приложения N 2 к настоящим Методическим указаниям равная 0,25 балла; по пункту 4 формы 2.2 к настоящим Методическим указаниям равная 0,1 балла), выставляется при значении величины графы 4 форм 2.1-2.3 приложения N 2 к настоящим Методическим указаниям менее 80% в случае обратной зависимости от значения величины графы 2 форм 2.1-2.3 приложения N 2 к настоящим Методическим указаниям, а также при значении величины графы 4 больше 120% в случае прямой зависимости от значения величины графы 2 форм 2.1-2.3 приложения N 2 к настоящим Методическим указаниям.

3.2.2.10. Оценочные баллы параметров указываются в графе 6 форм 2.1-2.3 приложения N 2 к настоящим Методическим указаниям.

3.2.2.11. Оценка параметра, характеризующего индикатор качества обслуживания потребителей услуг сетевой организации, рассчитывается как среднее арифметическое значение оценок критериев, характеризующих этот параметр.

3.2.2.12. Значение каждого индикатора качества обслуживания потребителей услуг сетевой организации ( $I_{И}$ ,  $I_{С}$  и  $P_{С}$ ) определяется оценкой соответствующего индикатора качества как среднее арифметическое значение по всем оценкам параметров, характеризующих соответствующий индикатор качества.

3.2.2.13. Фактические значения параметров, характеризующих индикаторы качества, порядок расчета оценок и непосредственно оценки параметров за отчетный расчетный период регулирования, указываются территориальной сетевой организацией соответственно в формах 2.1-2.3 приложения N 2 к настоящим Методическим указаниям.

3.2.3. Отчетные данные, используемые при расчете фактических значений показателя качества рассмотрения заявок на технологическое присоединение к сети, указываются организацией по управлению единой (национальной) общероссийской электрической сетью и территориальной сетевой организацией по форме 3.1 приложения N 3 к настоящим Методическим указаниям.

3.2.4. Отчетные данные для расчета значения показателя качества исполнения договоров об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети указываются организацией по управлению единой (национальной) общероссийской электрической сетью и территориальной сетевой организацией по форме 3.2 приложения N 3 к настоящим Методическим указаниям.

3.2.5. Отчетные данные для расчета значения показателя соблюдения антимонопольного законодательства при технологическом присоединении заявителей к электрическим сетям сетевой организации указываются организацией по управлению единой (национальной) общероссийской электрической сетью и территориальной сетевой организацией по форме 3.3 приложения N 3 к настоящим Методическим указаниям.

### III\_3. Показатель уровня качества оказываемых услуг и порядок расчета его значения для территориальных сетевых организаций и организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (для долгосрочных периодов регулирования, начинающихся с 2018 года)

(Заголовок в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

3.3.1. Для целей использования при государственном регулировании тарифов на услуги по передаче электрической энергии уровень качества оказываемых услуг организации по управлению единой (национальной) общероссийской электрической сетью, а также территориальных сетевых организаций определяется показателем уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети.

Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети ( $\Pi_{\text{тпр}}$ ) определяется по формуле:

$$\Pi_{\text{тпр}} = 0.5 \times \Pi_{\text{заяв\_тпр}} + 0.5 \times \Pi_{\text{ис\_тпр}}, \quad (12)$$

где:

$\Pi_{\text{заяв\_тпр}}$  - показатель качества рассмотрения заявок на технологическое присоединение к сети, определяемый исходя из рассмотрения заявок на технологическое присоединение к сети, полученных от заявителей;

$\Pi_{\text{кв\_tmp}}$  - показатель качества исполнения договоров об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети.

3.3.1.1. Показатель качества рассмотрения заявок на технологическое присоединение к сети ( $\Pi_{\text{заяв\_tmp}}$ ) определяется по формуле:

$$\Pi_{\text{заяв\_tmp}} = N_{\text{заяв\_tmp}} / \max(1, N_{\text{заяв\_tmp}} - N_{\text{заяв\_tmp}}^{\text{нв}}), \quad (13)$$

где:

$N_{\text{заяв\_tmp}}$  - число поданных в соответствии с требованиями нормативных правовых актов заявок на технологическое присоединение к сети, по которым сетевой организацией в соответствующий расчетный период направлен проект договора об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети, шт.;

$N_{\text{заяв\_tmp}}^{\text{нв}}$  - число поданных в соответствии с требованиями нормативных правовых актов заявок на технологическое присоединение к сети, по которым сетевой организацией в соответствующий расчетный период направлен проект договора об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети с нарушением установленных сроков его направления, шт.

В случае если рассмотрение заявки для заключения договора об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети проводилось в течение нескольких расчетных периодов регулирования, в том числе по причине необходимости получения дополнительных сведений для обеспечения соответствия ее требованиям нормативных правовых актов, такие заявки учитываются один раз в том расчетном периоде регулирования, в котором потребителю направлен проект договора.

В случае отсутствия у сетевой организации поданных в установленном порядке заявок на технологическое присоединение к сети, в отношении которых сетевой организацией в соответствующий расчетный период направлен проект договора об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети, показатель качества рассмотрения заявок на технологическое присоединение к сети принимается равным единице ( $\Pi_{\text{заяв\_tmp}} = 1$ ).

3.3.1.2. Показатель качества исполнения договоров об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети ( $\Pi_{\text{ис\_tmp}}$ ) определяется по формуле:

$$\Pi_{\text{ис\_tmp}} = N_{\text{ис\_tmp}} / \max(1, N_{\text{ис\_tmp}} - N_{\text{ис\_tmp}}^{\text{нв}}), \quad (14)$$

где:

$N_{\text{ис\_tmp}}$  - число договоров об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети, исполненных в соответствующем расчетном периоде и по которым имеется подписанный сторонами акт о технологическом присоединении, шт.;

$N_{\text{ис\_tmp}}^{\text{нв}}$  - число договоров об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети, исполненных в соответствующем расчетном периоде и по которым имеется подписанный сторонами акт о технологическом присоединении и по которым произошло нарушение установленных сроков технологического присоединения, шт. При этом не учитываются договоры об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети, сроки по которым нарушены в связи с неисполнением в срок обязательств по договору со стороны заявителей.

Установленные сроки для осуществления сетевой организацией технологического присоединения определяются в соответствии с Правилами технологического присоединения.

3.3.1.3. В случае отсутствия у сетевой организации договоров об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети, исполненных в расчетном периоде, показатель качества исполнения договоров об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети принимается равным единице ( $\Pi_{\text{ис\_tmp}} = 1$ ).

3.3.1.4. Значение показателя уровня качества осуществляемого технологического присоединения, равное единице ( $\Pi_{\text{tmp}} = 1$ ), является наилучшим значением.

3.3.2. Отчетные данные, используемые при расчете фактических значений показателя качества рассмотрения заявок на технологическое присоединение к сети, указываются организацией по управлению единой (национальной) общероссийской электрической сетью и территориальной сетевой организацией по форме 3.1 приложения N 3 к настоящим Методическим указаниям.

3.3.3. Отчетные данные для расчета значения показателя качества исполнения договоров об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети указываются организацией по управлению единой (национальной) общероссийской электрической сетью и территориальной сетевой организацией по форме 3.2 приложения N 3 к настоящим Методическим указаниям.

Заголовок исключен с 21 августа 2023 года - приказ Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию.

#### **IV\_1. Порядок определения плановых и фактических значений показателей качества услуг сетевых организаций (для всех периодов регулирования), порядок определения плановых и фактических значений показателя уровня надежности для территориальных сетевых организаций и организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (для долгосрочных периодов регулирования, начавшихся до 2018 года) и порядок определения плановых и фактических значений показателя уровня надежности для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (для долгосрочных периодов регулирования, начинающихся с 2018 года)**

(Заголовок в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

4.1.1. Плановые значения показателей надежности и качества услуг устанавливаются органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов (далее - регулирующими органами) на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования.

(Абзац в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

Плановые значения показателей надежности и качества услуг определяются для каждой сетевой организации:

а) для первого расчетного периода регулирования в долгосрочном периоде регулирования, на который устанавливаются плановые значения уровня надежности и качества оказываемых услуг, в долгосрочном периоде регулирования, начавшемся до 2018 года, исходя из средних фактических значений показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг за предыдущие расчетные периоды в пределах долгосрочного периода регулирования, суммарно не более пяти, по которым имеются отчетные данные на момент установления плановых значений на следующий долгосрочный период регулирования.

Для первого расчетного периода регулирования в долгосрочном периоде регулирования, на который устанавливаются плановые значения показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг, начинающиеся с 2018 года и позднее плановые значения определяются как минимальное значение из фактических значений показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг в последнем отчетном периоде регулирования и средних фактических значений показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг за предыдущие расчетные периоды регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования, суммарно не более трех, по которым имеются отчетные данные на момент установления плановых значений на следующий долгосрочный период регулирования, с применением темпа улучшения показателей надежности и качества услуг (р);

б) для второго и последующих расчетных периодов регулирования долгосрочного периода регулирования плановые значения ( $\Pi_{i,t}^{\text{пл}}$ ) показателей надежности и качества услуг определяются для каждого i-го показателя из числа показателей надежности и качества услуг, определенных по формулам (1) и (5) для долгосрочного периода регулирования с первым расчетным периодом ранее 2014 года или определенных по формулам (1) и (7) для долгосрочных периодов регулирования, начинающихся с 2014 года и до 2018 года, или определенных по формулам (4) и (12) для долгосрочных периодов регулирования, начинающихся с 2018 года, на каждый расчетный период (t) в пределах долгосрочного периода регулирования по следующей формуле:

$$\Pi_{i+1,t}^{\text{пл}} = \Pi_{i,t}^{\text{пл}} \times (1 - p), \quad (15)$$

где:

( $\Pi_{i,t}^{\text{пл}}$ ) - устанавливаемое регулирующим органом плановое значение по каждому показателю надежности и качества услуг (i) на расчетный период регулирования (t);



p - темп улучшения показателей надежности и качества услуг, определяемый обязательной динамикой улучшения: фактических значений показателей, равный 0,015 ( $p = 0,015$ ).

1 Не применяется в случае достижения неулучшаемых значений показателей.

В случае отсутствия фактических данных у территориальной сетевой организации для первого расчетного периода регулирования, на который устанавливаются плановые значения в рамках первого долгосрочного периода регулирования, плановое значение соответствующего показателя устанавливается по имеющимся фактическим данным за неполный расчетный период, предшествующий первому расчетному периоду регулирования, с приведением указанных данных до значений за полный период. При установлении плановых значений на последующие расчетные периоды регулирования применяются фактические отчетные данные за полный соответствующий расчетный период.

В случае отсутствия у организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью данных для первого расчетного периода регулирования, плановое значение соответствующего показателя определяется по имеющимся данным первичной информации по всем прекращением передачи электрической энергии, произошедшим на объектах сетевых организаций, в том числе учитываемым для определения показателей надежности оказываемых услуг и индикативных показателей надежности оказываемых услуг сетевыми организациями, начиная с 2014 года.

Для территориальных сетевых организаций по формуле (15) рассчитываются плановые значения параметров (критериев), характеризующих индикаторы качества обслуживания. Плановые значения индикаторов качества обслуживания, а также плановое значение показателя уровня качества обслуживания для территориальных сетевых организаций определяются в соответствии с положениями главы III\_2 настоящих Методических указаний, если плановые значения показателей надежности и качества оказываемых услуг устанавливаются на долгосрочный период регулирования, начинающийся с 2014 года и до 2018 года, или в соответствии с положениями главы III\_1 настоящих Методических указаний, если плановые значения показателей надежности и качества оказываемых услуг в рамках долгосрочного периода регулирования устанавливались до 2014 года.

(Абзац в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

Сетевые организации направляют данные об экономических и технических характеристиках и (или) условиях деятельности территориальных сетевых организаций по образцу формы 1.9 приложения N 1 к настоящим Методическим указаниям и предложения по плановым значениям показателей надежности и качества услуг на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования по образцу формы 1.6 приложения N 1 к настоящим Методическим указаниям для долгосрочного периода регулирования с первым расчетным периодом ранее 2014 года, по образцу формы 1.5 приложения N 1 к настоящим Методическим указаниям для долгосрочных периодов регулирования, начинающихся с 2014 года и до 2018 года, и по образцу формы 1.8 приложения N 1 к настоящим Методическим указаниям для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, долгосрочный период регулирования которой начался с 2018 года.

(Абзац в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

(Пункт в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

4.1.2. Плановое значение показателя надежности и качества услуг считается достигнутым сетевой организацией по результатам расчетного периода регулирования, если фактическое значение показателя за соответствующий расчетный период регулирования соответствует плановому значению этого показателя с коэффициентом  $1 + K$ :

$$\Pi_{п}^{факт} \times (1 - K) < \Pi_{п} \leq \Pi_{п}^{факт} \times (1 + K),$$

$$\Pi_{тсп}^{факт} \times (1 - K) < \Pi_{тсп} \leq \Pi_{тсп}^{факт} \times (1 + K),$$

$$\Pi_{тто}^{факт} \times (1 - K) < \Pi_{тто} \leq \Pi_{тто}^{факт} \times (1 + K),$$

$$\Pi_{тнс}^{факт} \times (1 - K) < \Pi_{тнс} \leq \Pi_{тнс}^{факт} \times (1 + K),$$

где:

K - коэффициент допустимого отклонения;

$\Pi_{п}$ ,  $\Pi_{тсп}$ ,  $\Pi_{тто}$ ,  $\Pi_{тнс}$  - фактические значения соответствующих показателей за соответствующий расчетный период регулирования.

(Пункт в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

4.1.3. Коэффициенты допустимого отклонения на первый долгосрочный период регулирования устанавливаются равными:

для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью для показателя уровня надежности оказания услуг - 25% на первые три расчетных периода регулирования и 20% на следующие расчетные периоды регулирования первого долгосрочного периода регулирования, а для показателя уровня качества оказания услуг - 15%;

для территориальных сетевых организаций, в отношении которых переход к регулированию цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии в форме долгосрочных тарифов на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности осуществлен до 1 июля 2010 года, - 30% на первые три расчетных периода регулирования и 25% на следующие расчетные периоды регулирования первого долгосрочного периода регулирования;

для остальных территориальных сетевых организаций - 35% на первые три расчетных периода регулирования и 30% на следующие расчетные периоды регулирования первого долгосрочного периода регулирования.

В последующие долгосрочные периоды регулирования коэффициенты снижаются, в случае достижения показателей, на 1% в год - до 15% для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и до 25% для территориальных сетевых организаций.

4.1.4. Плановое значение показателя уровня надежности и (или) качества оказываемых услуг считается достигнутым сетевой организацией со значительным улучшением, если фактическое значение показателя за соответствующий расчетный период регулирования не превышает плановое значение этого показателя с коэффициентом  $1 - K$ , кроме случаев, когда плановое и фактическое значения показателя равны нулю (при таких значениях плановый показатель уровня надежности и (или) качества оказываемых услуг считается достигнутым):

$$\Pi_{п} \leq \Pi_{п}^{факт} \times (1 - K),$$

$$\Pi_{тсп} \leq \Pi_{тсп}^{факт} \times (1 - K),$$

$$\Pi_{тто} \leq \Pi_{тто}^{факт} \times (1 - K),$$

$$\Pi_{тнс} \leq \Pi_{тнс}^{факт} \times (1 - K),$$

где:

K - коэффициент допустимого отклонения;

$\Pi_{п}$ ,  $\Pi_{тсп}$ ,  $\Pi_{тто}$ ,  $\Pi_{тнс}$  - фактические значения соответствующих показателей за соответствующий расчетный период регулирования.

(Пункт в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

## IV\_2. Порядок определения плановых и фактических значений показателей уровня надежности для территориальных сетевых организаций (для долгосрочных периодов регулирования, начинающихся с 2018 года)

(Заголовок в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

4.2.1. Плановые значения показателей уровня надежности оказываемых услуг устанавливаются регулируемыми органами на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования для каждой территориальной сетевой организации исходя из:

фактических значений показателей уровня надежности оказываемых услуг, указанных в главе II\_2 настоящих Методических указаний, за предыдущие отчетные расчетные периоды

регулирования, суммарно не более трех, по которым имеются данные на дату установления плановых значений показателей уровня надежности оказываемых услуг на следующий долгосрочный период регулирования;

(Абзац в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

принадлежности территориальной сетевой организации к группе территориальных сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом экономические и (или) технические характеристики и (или) условия деятельности, в соответствии с пунктом 4.2.5 настоящих Методических указаний;

динамики улучшения фактических значений показателей уровня надежности, определенной исходя из базовых значений показателей надежности для группы территориальных сетевых организаций, в соответствии с пунктом 4.2.4.

4.2.2. Для первого расчетного периода регулирования в долгосрочном периоде регулирования, на который устанавливаются плановые значения для каждого  $i$ -го показателя из числа показателей, определенных по формулам (2), (3), плановые значения ( $\Pi_{i,j}^{pl}$ ) определяются исходя из:

минимального значения ( $\Pi_{i,j}^{min}$ ) из фактического значения показателей уровня надежности оказываемых услуг за период, предшествующий текущему, и среднего значения фактических отличных от нуля значений показателей уровня надежности оказываемых услуг за периоды, предшествующие текущему, но не ранее 2021 года и не более трех расчетных периодов, имеющих на дату установления плановых значений;

(Абзац в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

единообразного улучшения минимального значения ( $\Pi_{i,j}^{min}$ ) с применением темпа улучшения показателей надежности, определяемого в соответствии с пунктом 4.2.4 настоящих Методических указаний.

В случае отсутствия у территориальной сетевой организации данных для первого расчетного периода регулирования плановое значение соответствующего показателя устанавливается по имеющимся данным за неполный расчетный период, предшествующий первому расчетному периоду регулирования, с приведением их до значений за полный период, а также по имеющимся данным первичной информации по всем прекращениям передачи электрической энергии, произошедшим на объектах такой сетевой организации, в том числе учитываемым для определения показателей надежности оказываемых услуг и индикативных показателей надежности оказываемых услуг сетевыми организациями, начиная с 2014 года.

Для территориальных сетевых организаций, у которых впервые начинается долгосрочный период регулирования, плановые значения для первого расчетного периода регулирования приравниваются к значениям показателя средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг и показателя средней частоты прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг для группы территориальных сетевых организаций, к которой принадлежит такая организация, рассчитанным на соответствующий год, в соответствии с пунктом 4.2.5 настоящих Методических указаний.

В случае наличия у сетевой организации за период регулирования, предшествующий текущему, перерывов электроснабжения, в которых количество точек поставки, затронутых прекращением передачи электрической энергии в рамках технологического нарушения на одном из уровней напряжения, превышает число точек поставки соответствующего уровня напряжения, плановые значения для первого расчетного периода регулирования в долгосрочном периоде регулирования, на который устанавливаются плановые значения для каждого  $i$ -го показателя из числа показателей, определенных по формулам (2), (3), приравниваются к значениям показателя средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации и показателя средней частоты прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации соответствующего уровня напряжения для группы территориальных сетевых организаций, к которой принадлежит такая организация, рассчитанным на соответствующий год в соответствии с пунктом 4.2.5 настоящих Методических указаний.

(Абзац дополнительно включен с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399)

В случае если у сетевой организации минимальное значение показателей надежности, определенное в соответствии с требованиями абзаца второго настоящего пункта, на одном из уровней напряжения равно нулю, то плановые значения для первого расчетного периода регулирования в долгосрочном периоде регулирования, на который устанавливаются плановые значения для каждого  $i$ -го показателя из числа показателей, определенных по формулам (2), (3), приравниваются к значениям показателя средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации и показателя средней частоты прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации соответствующего уровня напряжения для группы территориальных сетевых организаций, к которой принадлежит такая организация, рассчитанным на соответствующий год в соответствии с пунктом 4.2.5 настоящих Методических указаний.

(Абзац дополнительно включен с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399)

(Пункт в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

4.2.3. Для второго и последующих расчетных периодов регулирования долгосрочного периода регулирования плановые значения показателей уровня надежности оказываемых услуг определяются для каждого  $i$ -го показателя из числа показателей, определенных по формулам (2), (3), на каждый расчетный период ( $t$ ) в пределах долгосрочного периода регулирования по следующей формуле:

$$\Pi_{i,j}^{pl,t} = \Pi_{i,j}^{pl} \times (1 - r_{m,i}), \quad (16)$$

где:

$\Pi_{i,j}^{pl}$  - устанавливаемое регулирующим органом плановое значение по  $i$ -му показателю уровня надежности оказываемых услуг на расчетный период регулирования ( $t$ ) для территориальной сетевой организации, шт.;

$r_{m,i}$  - темп улучшения  $i$ -го показателя уровня надежности оказываемых услуг для сетевой организации группы  $m$ , определяемый в соответствии с пунктом 4.2.4 настоящих методических указаний;

$m$  - номер группы территориальных сетевых организаций по  $i$ -му показателю надежности, в соответствии с формой 9.1 и 9.2 приложения N 9 к настоящим Методическим указаниям, к которой принадлежит территориальная сетевая организация.

(Пункт в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

4.2.4. Темп улучшения показателей уровня надежности оказываемых услуг ( $r_{m,i}$ ) определяется для каждого  $i$ -го показателя из числа показателей, определенных по формулам (2), (3), по формуле:

(Абзац в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

$$r_{m,i} = \left[ \left( \frac{C_{m,i}^n}{\Pi_{i,j}^{pl}} \right)^{\frac{1}{T}} - 1 \right], \quad (17)$$

(Абзац в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

где:

$T$  - число расчетных периодов регулирования долгосрочного периода регулирования территориальной сетевой организации, шт.

$\Pi_{i,j}^{pl}$  - значение  $i$ -го показателя уровня надежности оказываемых услуг для территориальной сетевой организации, определяемое в соответствии с абзацами вторым, четвертым и пятым пункта 4.2.2 настоящих Методических указаний.

(Абзац в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

$C_{m,i}^n$  - значение  $i$ -го показателя уровня надежности оказываемых услуг для  $m$ -й группы территориальных сетевых организаций, рассчитанное на год ( $n$ ), соответствующий первому расчетному периоду регулирования долгосрочного периода регулирования территориальной сетевой организации в соответствии с пунктом 4.2.5 настоящих Методических указаний;

$m$  - номер группы территориальных сетевых организаций по  $i$ -му показателю надежности, в соответствии с формой 9.1 и 9.2 приложения 9 к настоящим Методическим указаниям, к которой принадлежит территориальная сетевая организация.

Темп улучшения показателей уровня надежности оказываемых услуг ( $r_{m,i}$ ) равняется 0,015, в случаях если:

(Абзац в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

плановое значение  $i$ -го показателя уровня надежности оказываемых услуг, рассчитанное для первого расчетного периода регулирования в долгосрочном периоде регулирования в соответствии с пунктом 4.2.2 ( $r_{i,1}^n$ ), меньше значения  $i$ -го показателя уровня надежности оказываемых услуг для  $m$ -й группы территориальных сетевых организаций, к которой относится данная территориальная сетевая организация ( $C_{m,i}^n$ );

значение темпа улучшения показателей уровня надежности оказываемых услуг ( $r_{m,i}$ ), рассчитанное по формуле (17), меньше 0,015.

(Абзац в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

Темп улучшения показателей уровня надежности оказываемых услуг ( $r_{m,i}$ ) приравнивается к коэффициенту максимальной динамики улучшения  $R_{m,i}$ , в случае когда значение, рассчитанное по формуле (17), превышает значение коэффициента  $R_{m,i}$ , если предложение территориальной сетевой организации по более высокому значению темпа улучшения показателей и по соответствующим плановым значениям (предоставленным в соответствии с пунктом 4.2.6 настоящих Методических указаний), не было согласовано с органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, в том числе за счет выполнения инвестиционной программы такой организации.

(Абзац в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

Значение коэффициента  $R_{m,i}$  определяется Министерством энергетики Российской Федерации в соответствии с требованиями нормативных правовых актов Российской Федерации.

(Абзац в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

4.2.5. Значения  $i$ -го показателя уровня надежности оказываемых услуг из числа показателей, определенных по формулам (2), (3), для  $m$ -й группы территориальных сетевых организаций на год ( $n$ ), соответствующий первому расчетному периоду регулирования долгосрочного периода территориальной сетевой организации, определяются по формуле:

$$C_{m,i}^n = C_{m,i,\delta} \times (1-p)^{n-n_\delta}, \quad (18)$$

где:

$C_{m,i}^n$  - значение  $i$ -го показателя для  $m$ -й группы территориальных сетевых организаций, рассчитанное на год  $n$ ;

$C_{m,i,\delta}$  - базовое значение  $i$ -го показателя для  $m$ -й группы территориальных сетевых организаций, определяемое в соответствии с главой VII настоящих Методических указаний;

(Абзац в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

$m$  - номер группы территориальных сетевых организаций по  $i$ -му показателю надежности, в соответствии с формой 9.1 и 9.2 приложения 9 к настоящим Методическим указаниям, к которой принадлежит территориальная сетевая организация;

$n$  - год, на который рассчитывается значение  $i$ -го показателя для  $m$ -й группы территориальных сетевых организаций, соответствующий первому расчетному периоду регулирования долгосрочного периода территориальной сетевой организации;

$n_\delta$  - год, в котором устанавливается базовое значение  $i$ -го показателя для  $m$ -й группы территориальных сетевых организаций;

$p$  - темп улучшения показателей надежности и качества услуг, определяемый обязательной динамикой улучшения фактических значений показателей, равный 0,015 ( $p = 0,015$ ).

4.2.6. Территориальные сетевые организации направляют предложения по плановым значениям показателей надежности и качества услуг на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования по образцу формы 1.7 приложения N 1 к настоящим Методическим указаниям для долгосрочных периодов регулирования, начавшихся с 2018 года до 2023 года включительно, по образцу формы 1.7.1 приложения N 1 к настоящим Методическим указаниям для долгосрочных периодов регулирования, начинающихся с 2024 года, данные об экономических и технических характеристиках и (или) условиях деятельности территориальных сетевых организаций по образцу формы 1.9 приложения N 1 к настоящим Методическим указаниям, а также данные, используемые при расчете фактических значений показателей надежности и при расчете индикативных показателей уровня надежности, по образцам форм 8.1 и 8.3 приложения N 8 к настоящим Методическим указаниям для долгосрочных периодов регулирования, начинающихся с 2018 года до 2023 года включительно, по образцу формы 8.3.1 приложения N 8 к настоящим Методическим указаниям для долгосрочных периодов регулирования, начинающихся с 2024 года, с приложением материалов, подтверждающих предоставляемые данные, предусмотренные соответствующими образцами форм.

(Пункт в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

4.2.7. Плановое значение показателя уровня надежности оказываемых услуг считается достигнутым территориальной сетевой организацией по результатам расчетного периода регулирования, если фактическое значение показателя за соответствующий расчетный период регулирования соответствует плановому значению этого показателя с коэффициентами  $(1 + K_m)$  и  $(1 - K_{1m})$ :

$$\Pi_{t,saidi}^{III} \times (1 - K_{1m}) < \Pi_{t,saidi}^{III} < \Pi_{t,saidi}^{III} \times (1 + K_m),$$

$$\Pi_{t,safii}^{III} \times (1 - K_{1m}) < \Pi_{t,safii}^{III} < \Pi_{t,safii}^{III} \times (1 + K_m),$$

где  $\Pi_{t,saidi}$ ,  $\Pi_{t,safii}$  - фактические значения соответствующих показателей за соответствующий расчетный период регулирования.

где  $K_m$ ,  $K_{1m}$  - коэффициенты допустимого отклонения фактических значений показателей надежности от плановых для  $m$ -й группы территориальных сетевых организаций установленные уполномоченным федеральным органом исполнительной власти Российской Федерации в сфере электроэнергетики в соответствии с требованиями нормативных правовых актов Российской Федерации.

4.2.8. Плановое значение показателя уровня надежности оказываемых услуг считается достигнутым территориальной сетевой организацией со значительным улучшением, если фактическое значение показателя за соответствующий расчетный период регулирования не превышает плановое значение этого показателя с коэффициентом  $1 - K_{1m}$ , кроме случаев, когда плановое и фактическое значения показателя равны нулю (при таких значениях плановый показатель уровня надежности и (или) качества оказываемых услуг считается достигнутым):

$$\Pi_{t,saidi} \leq \Pi_{t,saidi}^{III} \times (1 - K_{1m}),$$

$$\Pi_{t,safii} \leq \Pi_{t,safii}^{III} \times (1 - K_{1m}),$$

где  $\Pi_{t,saidi}$ ,  $\Pi_{t,safii}$  - фактические значения соответствующих показателей за соответствующий расчетный период регулирования.

4.3. Если темп улучшения значений целевых показателей для целей формирования инвестиционной программы сетевой организации превышает темп улучшения по результатам сравнительного анализа, по предложению сетевой организации с органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации может быть согласовано более высокое значение темпа улучшения по результатам сравнительного анализа за счет выполнения инвестиционной программы такой организации.

## V. Порядок расчета обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг

(Заголовок в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

5.1. Обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг ( $K_{ог}$ ) рассчитывается на основании сопоставления фактических значений показателей надежности и качества услуг с их плановыми значениями и учитывает результаты достижения плановых значений показателей с учетом соответствующих коэффициентов значимости для данной сетевой организации.

5.1.1. Значение обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг для организации по управлению единой (национальной) общероссийской электрической сетью рассчитывается по формуле:

$$K_{об} = \alpha \times K_{над} + \beta \times K_{кач}, \quad (19)$$

где:

$\alpha$  и  $\beta$  - коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг;

$$\alpha = 0,75, \quad \beta = 0,25;$$

$K_{над}$  - коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг;

$K_{кач}$  - коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг.

5.1.2. Значение обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг для территориальных сетевых организаций, долгосрочные периоды регулирования которых, начались до 2014 года, рассчитывается по формуле:

$$K_{об} = \alpha \times K_{над} + \beta \times K_{кач}, \quad (20)$$

где:

$\alpha$  и  $\beta$  - коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг;

$$\alpha = 0,65, \quad \beta = 0,35;$$

$K_{над}$  - коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг;

$K_{кач}$  - коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг.

5.1.3. Значение обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг для территориальных сетевых организаций, долгосрочные периоды регулирования которых, начались с 2014 года и до 2018 года, рассчитывается по формуле:

$$K_{об} = \alpha \times K_{над} + \beta_1 \times K_{кач1} + \beta_2 \times K_{кач2}, \quad (21)$$

где:

$\alpha$ ,  $\beta_1$  и  $\beta_2$  - коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг;

$$\alpha = 0,65, \quad \beta_1 = 0,25 \text{ и } \beta_2 = 0,1;$$

$K_{над}$  - коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг;

$K_{кач1}$  и  $K_{кач2}$  - коэффициенты достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг.

5.1.4. Значение обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг для территориальных сетевых организаций, долгосрочные периоды регулирования которых, начались с 2018 года, рассчитывается по формуле:

$$K_{об} = \alpha_1 \times K_{над1} + \alpha_2 \times K_{над2} + \beta_1 \times K_{кач1} + \beta_2 \times K_{кач3}, \quad (22)$$

где:

$\alpha_1$  и  $\alpha_2$ ,  $\beta_1$  и  $\beta_2$  - коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг;

$$\alpha_1 = 0,30 \text{ и } \alpha_2 = 0,30, \quad \beta_1 = 0,30 \text{ и } \beta_2 = 0,1;$$

$K_{над1}$  и  $K_{над2}$  - коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг;

$K_{кач1}$  - коэффициенты достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг;

$K_{кач3}$  - показатель качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций, утвержденных приказом Минэнерго России от 15 апреля 2014 года N 186 (зарегистрирован Минюстом России 18 июня 2014 г., регистрационный N 32761), с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 6 апреля 2015 года N 217 (зарегистрирован Минюстом России 30 июня 2015 г., регистрационный N 37834) (далее - приказ Минэнерго России N 186).

Показатель считается достигнутым ( $K_{кач3} = 0$ ) в случае исполнения сетевыми организациями требований приказа Минэнерго России N 186, в том числе исполнения сетевыми организациями требований по своевременному, полному и достоверному раскрытию информации в соответствии с Приложением 1 и 7 приказа Минэнерго России N 186.

В противном случае показатель считается не достигнутым ( $K_{кач3} = -1$ ).

5.1.5. Если плановое значение Пп или Пепс достигнуто, то Кнад = 0; не достигнуто - Кнад = -1; достигнуто со значительным улучшением - Кнад = 1.

Если для сетевых организаций, чей долгосрочный период регулирования начался в период с 2018 года до 2023 года включительно, плановое значение Псаид1 достигнуто, то Кнад1 = 0; не достигнуто - Кнад1 = -1; достигнуто со значительным улучшением - Кнад1 = 1. Если плановое значение Псаиф достигнуто, то Кнад2 = 0; не достигнуто - Кнад2 = -1; достигнуто со значительным улучшением - Кнад2 = 1.

Для сетевых организаций, чей долгосрочный период регулирования начинается с 2024 года, оценка достижения показателей надежности производится в следующем порядке.

По каждому из установленных регулируемыми органами плановых значений Псаид1, дифференцированных по уровням напряжения, определяется достижение показателей: если достигнуто, то  $K_{над1i} = 0$ ; не достигнуто -  $K_{над1i} = -1$ ; достигнуто со значительным улучшением -  $K_{над1i} = 1$ .

Итоговый коэффициент Кнад1 определяется по формуле:

$$K_{над1} = \frac{\sum_i^* K_{над1i}}{n}, \quad (22.1)$$

где:

$K_{над1i}$  - коэффициент достижения уровня надежности оказываемых услуг, дифференцированный по уровням напряжения;

$n$  - количество устанавливаемых при государственном тарифном регулировании плановых значений Псаид1, дифференцированных по уровням напряжения.

По каждому из установленных регулируемыми органами плановых значений Псаиф1, дифференцированных по уровням напряжения, определяется достижение показателей: если достигнуто, то  $K_{над2i} = 0$ ; не достигнуто -  $K_{над2i} = -1$ ; достигнуто со значительным улучшением -  $K_{над2i} = 1$ .

Итоговый коэффициент Кнад2 определяется по формуле:

$$K_{\text{над}2} = \frac{\sum_{j=1}^n K_{\text{над}2j}}{n}, \quad (22.2)$$

где:

$K_{\text{над}2j}$  - коэффициент достижения уровня надежности оказываемых услуг, дифференцированный по уровням напряжения;

$n$  - количество устанавливаемых при государственном тарифном регулировании плановых значений  $P_{\text{саif}i}$ , дифференцированных по уровням напряжения.

Начиная с 2018 года, если сетевая организация не представила информацию в соответствии с главой VI настоящих Методических указаний,  $K_{\text{над}} = -1$ .

Если плановое значение  $P_{\text{птр}}$  для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью или  $P_{\text{тсо}}$  для территориальных сетевых организаций достигнуто, то для соответствующей сетевой организации  $K_{\text{квч}} = 0$ ; не достигнуто -  $K_{\text{квч}} = -1$ ; достигнуто со значительным улучшением -  $K_{\text{квч}} = 1$ .

Если плановое значение  $P_{\text{птр}}$  для территориальных сетевых организаций достигнуто, то  $K_{\text{квч}1} = 0$ ; не достигнуто -  $K_{\text{квч}1} = -1$ ; достигнуто со значительным улучшением -  $K_{\text{квч}1} = 1$ .

Если плановое значение  $P_{\text{тсо}}$  для территориальных сетевых организаций достигнуто, то  $K_{\text{квч}2} = 0$ ; не достигнуто -  $K_{\text{квч}2} = -1$ ; достигнуто со значительным улучшением -  $K_{\text{квч}2} = 1$ .  
(Пункт в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

5.2. Расчет обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг производится в соответствии с формами 4.1 и 4.2 приложения N 4 к настоящим Методическим указаниям для всех сетевых организаций, чей долгосрочный период начался с 2014 года.

5.3. Расчет обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг производится в соответствии с формой 7.1 и 7.2 приложения N 7 к настоящим Методическим указаниям, для всех сетевых организаций, чей долгосрочный период начался до 2014 года.

## VI. Индикативные показатели уровня надежности оказываемых услуг сетевыми организациями и порядок их расчета

(Заголовок в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

Начиная с 2015 года по результатам деятельности за 2014 год и далее ежегодно, организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, а также территориальные сетевые организации осуществляют расчет индикативных показателей уровня надежности оказываемых услуг электросетевыми организациями, а также предоставляют все исходные и аналитические данные в соответствии с приложением N 8 к настоящим Методическим указаниям.

6.1. Индикативный показатель уровня надежности оказываемых услуг организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, чей период регулирования начался до 2018 года, определяется в соответствии с главой II\_3 настоящих Методических указаний.

Индикативный показатель уровня надежности оказываемых услуг организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, чей период регулирования начался с 2018 года, определяется в соответствии с требованиями глав II\_2 и VI настоящих Методических указаний.

Индикативный показатель уровня надежности оказываемых услуг территориальными сетевыми организациями, чей период регулирования начался до 2018 года, определяется в соответствии с требованиями глав II\_2 и VI настоящих Методических указаний.

Территориальные сетевые организации, чей период регулирования начался в период с 2018 года до 2023 года включительно, производят расчет индикативных показателей уровня надежности оказываемых услуг по прекращением передачи электрической энергии, связанным с проведением ремонтных работ, в целом по сетевой организации и дифференцированно по уровням напряжения, по которым у сетевой организации имеются точки поставки потребителей услуг сетевой организации, а также расчет индикативных показателей уровня надежности оказываемых услуг, дифференцированных по уровням напряжения, и определенных в соответствии с формулами (2), (3), и предоставляют в Министерство энергетики Российской Федерации все исходные и аналитические данные в соответствии с образцами форм, приведенными в приложении N 8 к настоящим Методическим указаниям.

Территориальные сетевые организации, чей период регулирования начинается с 2024 года, производят расчет индикативных показателей уровня надежности оказываемых услуг по прекращением передачи электрической энергии, связанным с проведением ремонтных работ, в целом по сетевой организации и дифференцированно по уровням напряжения, а также производят расчет показателей уровня надежности оказываемых услуг, определенных в соответствии с формулами (2), (3), в целом по сетевой организации и предоставляют в Министерство энергетики Российской Федерации все исходные и аналитические данные в соответствии с образцами форм, приведенными в приложении N 8 к настоящим Методическим указаниям.

(Пункт в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

6.2. Индикативные показатели надежности оказываемых услуг, связанные с проведением ремонтных работ, определяются средней продолжительностью прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации и средней частотой прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации в течение расчетного периода регулирования, в том числе дифференцированно по уровням напряжения при наличии у сетевой организации точек поставки потребителей услуг сетевой организации на одном из уровней напряжения, определенных пунктом 1.7 настоящих Методических указаний.

(Абзац в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

При расчете индикативных показателей надежности связанных с проведением ремонтных работ под продолжительностью прекращения передачи электрической энергии в отношении потребителей услуг сетевой организации определяется интервалом времени от момента начала ремонтных работ на объектах электросетевого хозяйства сетевой организации, сопровождаемых полных (частичным) ограничением режима потребления электрической энергии потребителей услуг сетевой организации, до момента окончания работ на объектах электросетевого хозяйства данной сетевой организации, но не превышающий интервал времени до момента восстановления режима потребления электрической энергии потребителям услуг сетевой организации.

Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки ( $T_{\text{саif}i, \text{рем}}$ ) определяется по формуле:

(Абзац в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

$$T_{\text{саif}i, \text{рем}} = \frac{\sum_{j=1}^J T_j \times N_j}{N_i}, \quad (23)$$

(Абзац в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

где:

$T_j$  - продолжительность  $j$ -го прекращения передачи электрической энергии в отношении точек поставки потребителей услуг сетевой организации, час;

(Абзац в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

$N_j$  - количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошло  $j$ -ое прекращение передачи электрической энергии, или количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации соответствующего уровня напряжения, затронутых  $j$ -ым прекращением передачи электрической энергии, произошедшим на любом из уровней напряжения, определенных пунктом 1.7 настоящих Методических указаний, шт.;

(Абзац в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

$N_t$  - число точек поставки потребителей услуг сетевой организации за  $t$ -й расчетный период регулирования для сетевых организаций или число точек поставки потребителей услуг сетевой организации соответствующего уровня напряжения за  $t$ -й расчетный период регулирования для сетевых организаций, шт.;

(Абзац в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

$J$  - количество прекращений передачи электрической энергии в отношении точек поставки потребителей услуг сетевой организации в  $t$ -м расчетном периоде регулирования, шт.

Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки в каждом расчетном периоде регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования ( $P_{\text{саif}i, \text{рем}}$ ) определяется по формуле:

(Абзац в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

$$P_{\text{свд}, \text{рем}} = \frac{\sum_{j=1}^J N_j}{N_i}, \quad (24).$$

(Абзац в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

6.3. Фиксация времени начала и устранения прекращения передачи электрической энергии в отношении поставки потребителей услуг сетевой организации в форме 8.1 приложения N 8 к настоящим Методическим указаниям осуществляется в следующем порядке:

(Абзац в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

а) для ограничений, связанных с проведением ремонтных работ на объектах электросетевого хозяйства сетевой организации, осуществляемых в порядке, указанном в разделе 3 Правил полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 года N 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2013, N 1, ст.68, N 13, ст.4523; 2015, N 11, ст.1607) (далее - Правила), время начала и устранения ограничения режима потребления определяется уполномоченными лицами сетевой организации, осуществляющими переключения в электроустановках и фиксируется в акте выполнения ремонтных работ и журнале проведения ремонтных работ сетевой организации (указанные документы являются документами внутренней отчетности сетевой организации, форму которых определяет сетевая организация);

б) для аварийных ограничений, вводимых в случаях, указанных в пункте 34 Правил время начала аварийного ограничения устанавливается по времени первого переключения и (или) отключения объектов электросетевого хозяйства сетевой организации в соответствии с графиками аварийного ограничения, а время устранения устанавливается по времени последнего переключения на объектах сетевой организации, необходимо для восстановления схемы доаварийного электроснабжения потребителей и (или) восстановления доаварийного уровня нагрузки потребителей;

в) для внеплановых отключений, возникающих в случаях, указанных в пункте 47 Правил время начала внепланового отключения устанавливается как время отключения самого первого потребителя услуг сетевой организации, а время устранения - как время восстановления электроснабжения последнего потребителя услуг сетевой организации, отключенного в результате данного внепланового отключения.

6.4. Для всех видов прекращений передачи электрической энергии устанавливается следующий приоритет событий, на основании которых, с целью указания в форме 8.1 приложения 8 к настоящим Методическим указаниям, фиксируют время начала и время устранения прекращения передачи электрической энергии, а также место отключения и состав отключенного оборудования сетевой организации:

а) данные телеметрии и (или) приборов учета электрической энергии, включенных в систему сбора и передачи данных, установленные на электросетевых объектах сетевой организации или на границе балансовой принадлежности с потребителями электрической энергии и смежными субъектами электроэнергетики (смежные сетевые организации, производители электрической энергии);

б) сообщения лиц сетевой организации, потребителей услуг сетевой организации и (или) иных субъектов электроэнергетики, имеющих право вести оперативные переговоры;

в) сообщения (звонки) от потребителей услуг сетевой организации об отключениях.

При поступлении сообщений (звонков) об отключениях время начала прекращения передачи электрической энергии определяется по времени первого поступившего сообщения, о чем должна быть сделана запись в оперативном журнале сетевой организации.

При поступлении сообщений от лиц, имеющих право вести оперативные переговоры, об устранении факта прекращения передачи электрической энергии время устранения данного прекращения определяется по времени поступившего сообщения о полном (частичном) восстановлении электроснабжения отключенных потребителей услуг сетевой организации, если в поступившем сообщении не указывается иное время, о чем должна быть сделана запись в оперативном журнале сетевой организации.

Потребители первой и второй категории надежности не считаются ограниченными для целей расчета индикативных показателей надежности в случае, если в результате автоматического включения резервного источника питания, установленного у потребителя за счет и на средства сетевой организации, не произошло снижение фактической нагрузки потребителя. Сетевая организация обязана оперативно с момента начала прекращения передачи электрической энергии связаться с потребителями первой и второй категории надежности, присоединенным к отключенному питающему центру сетевой организации, для выявления факта отключения (ограничения) потребителя и (или) определения величины снижения фактической нагрузки потребителя.

6.5. Сетевая организация формирует Ведомость присоединений потребителей услуг сетевой организации в соответствии с Положением об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2009 года N 1220 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, N 5, ст.524; N 17, ст.2416; 2014, N 8, ст.815; 2015, N 37, ст.5153; 2016, официальный интернет-портал правовой информации <http://pravo.gov.ru>, 4 октября 2016 г., 0001201610040004) и согласно форме 8.1.1 приложения N 8 к настоящим Методическим указаниям.

Ведомость присоединений потребителей услуг сетевой организации заполняется исходя из основной схемы электроснабжения в нормальном режиме, действующей на момент ее заполнения.

6.7\*. Расчет индикативного показателя уровня надежности оказываемых услуг организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, долгосрочный период регулирования которых начался до 2018 года, осуществляется по форме 8.2 приложения N 8 к настоящим Методическим указаниям.

(Пункт в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

\* Нумерация соответствует оригиналу. - Примечание изготовителя базы данных.

6.8. Расчет индикативного показателя уровня надежности оказываемых услуг территориальными сетевыми организациями, долгосрочный период регулирования которых начался до 2018 года, и организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, долгосрочный период регулирования которой начался с 2018 года, осуществляется сетевой организацией по форме 8.3 приложения N 8 к настоящим Методическим указаниям.

(Пункт в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

6.9. Расчет индикативного показателя уровня надежности оказываемых услуг территориальными сетевыми организациями, долгосрочный период регулирования которых начался с 2018 года, осуществляется сетевой организацией по форме 8.3 приложения N 8 к настоящим Методическим указаниям в части проведения ремонтных работ.

(Пункт дополнительно включен с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544)

## **VII. Порядок расчета базовых значений показателей надежности, значений коэффициентов допустимых отклонений фактических значений показателей надежности от плановых и максимальной динамики их улучшения для групп территориальных сетевых организаций с применением метода сравнения аналогов**

(Заголовок в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

7.1. При формировании плановых значений показателей уровня надежности оказываемых услуг для территориальных сетевых организаций, чей период регулирования начался с 2018 года, применяется метод сравнения аналогов, основанный на сравнении показателей деятельности территориальных сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом экономические и (или) технические характеристики и (или) условия деятельности.

(Пункт в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

7.2. Для применения метода сравнения аналогов (проведения сравнительного анализа) формируется репрезентативная выборка из состава территориальных сетевых организаций, цены (тарифы) на услуги по передаче электрической энергии которых регулируются на основе долгосрочных параметров регулирования. Количество территориальных сетевых организаций в репрезентативной выборке составляет не менее 10% от количества территориальных сетевых организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории субъекта Российской Федерации, и включает не менее одной территориальной сетевой организации с каждым из перечисленных ниже значением суммарной протяженности линий электропередачи в одноцепном выражении (при их наличии в субъекте Российской Федерации):

более 7500 км (включительно), за исключением территориальных сетевых организаций, у которых фактические значения показателей средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки и (или) средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки менее 0,01;

от 3000 (включительно) до 7500 км, за исключением территориальных сетевых организаций, у которых фактические значения показателей средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки и (или) средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, равны нулю;

менее 3000 км, за исключением территориальных сетевых организаций, у которых фактические значения показателей средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки и (или) средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, равны нулю.

В ходе сравнительного анализа определяется среднее фактическое значение за предыдущие расчетные периоды, суммарно не более трех, показателя средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки и среднее значение показателя средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки по сетевым организациям по сформированной выборке.

Для формирования репрезентативной выборки для применения метода сравнения аналогов (проведения сравнительного анализа) исключаются территориальные сетевые организации, у которых фактические значения показателей средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки и (или) фактические значения показателей средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки превышают в 8 раз и более среднее значение соответствующих показателей, рассчитанных по сформированной выборке.

7.3. Расчет базовых значений показателей надежности, указанных в главе II\_2 настоящих Методических указаний, для групп территориальных сетевых организаций с применением метода сравнения аналогов осуществляется Министерством энергетики Российской Федерации в следующем порядке:

(Абзац в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

для определения базового значения показателей уровня надежности оказываемых услуг территориальные сетевые организации, вошедшие в репрезентативную выборку, в соответствии с данными об экономических и технических характеристиках и (или) условиях деятельности территориальных сетевых организаций распределяются на группы территориальных сетевых организаций по показателю средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки и по показателю средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, в соответствии с формой 9.1 и 9.2 приложения N 9 к настоящим Методическим указаниям;

базовое значение каждого из показателей надежности, указанных в главе II\_2 настоящих Методических указаний, для групп территориальных сетевых организаций с применением метода сравнения аналогов определяется как среднее из фактических значений территориальных сетевых организаций, включенных в  $m$ -ю группу территориальных сетевых организаций, за предыдущие расчетные периоды, суммарно не более трех, по которым на дату определения базового значения имеются отчетные данные, используемые при расчете фактических значений показателей надежности и индикативных показателей уровня надежности.

(Абзац в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

7.4. Расчет значений коэффициентов допустимых отклонений фактических значений показателей надежности от плановых ( $K_m, K_{1m}$ ) для групп территориальных сетевых организаций с применением метода сравнения аналогов осуществляется Министерством энергетики Российской Федерации на основе анализа отчетных данных, используемых при расчете фактических значений показателей надежности и индикативных показателей уровня надежности, указанных в главе II\_2 настоящих Методических указаний, а также динамики фактических значений показателей за предыдущие отчетные периоды и их соотношений с плановыми значениями показателей надежности, определенными в соответствии с настоящими Методическими указаниями.

(Пункт в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

7.5. Расчет коэффициента максимальной динамики улучшения значений показателей надежности, указанных в главе II\_2 настоящих Методических указаний ( $R_{m,i}$ ), для групп территориальных сетевых организаций с применением метода сравнения аналогов осуществляется по формуле (25) и определяется Министерством энергетики Российской Федерации с учетом анализа отчетных данных, используемых при расчете фактических значений показателей надежности и индикативных показателей надежности, и изменений фактических значений показателей за предыдущие отчетные периоды.

(Абзац в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

$$R_{m,i} = \left| \left( \frac{C_{m,i,\delta}}{C_{m,i,\delta} + D_{m,i}} \right)^{\frac{1}{T}} - 1 \right|, \quad (25)$$

где:

$C_{m,i,\delta}$  - базовое значение  $i$ -го показателя для  $m$ -й группы территориальных сетевых организаций;

$T$  - период, на который рассчитываются долгосрочные параметры регулирования, сроком не менее 5 лет;

$m$  - номер группы территориальных сетевых организаций по  $i$ -му показателю надежности, в соответствии с формой 9.1 и 9.2 приложения N 9 к настоящим Методическим указаниям;

$i$  - показатель уровня надежности оказываемых услуг из числа показателей, определенных по формулам (2) и (3) настоящих Методических указаний;

$D_{m,i}$  - стандартное отклонение для  $m$ -й группы территориальных сетевых организаций, определяемое по формуле:

$$D_{m,i} = \sqrt{\frac{\sum_{y=1}^Y (\bar{\Pi}_i^y - C_{m,i,\delta})^2}{Y - 1}}, \quad (26)$$

где:

$Y$  - количество территориальных сетевых организаций в группе территориальных сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом характеристики и (или) условия деятельности, по  $i$ -му показателю надежности, в соответствии с формой 9.1 и 9.2 приложения N 9 к настоящим Методическим указаниям;

$\bar{\Pi}_i^y$  - среднее фактическое значение  $i$ -го показателя для территориальной сетевой организации ( $y$ ), включенной в  $m$ -ю группу территориальных сетевых организаций, за предыдущие расчетные периоды, суммарно не более трех, по которым на момент определения базового значения имеются данные, необходимые для расчета.

Приложение N 1  
к методическим указаниям  
по расчету уровня надежности  
и качества поставляемых товаров  
и оказываемых услуг для организации  
по управлению единой национальной  
(общероссийской) электрической  
сетью и территориальных  
сетевых организаций

## Формы, используемые для расчета значения показателя уровня надежности оказываемых услуг

(с изменениями на 14 июня 2023 года)

(Образец)

### Форма 1.1. Журнал учета текущей информации о прекращении передачи электрической энергии для потребителей услуг сетевой организации за \_\_\_\_ год

Наименование сетевой организации

Обосновывающие данные для расчета <sup>1</sup>	Продолжительность прекращения, час.	Количество точек присоединения потребителей услуг к электрической сети электросетевой организации, шт.
1	2	3
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		

<sup>1</sup> В том числе на основе базы актов расследования технологических нарушений за соответствующий месяц.

\_\_\_\_\_  
Должность    Ф.И.О.    Подпись

(Образец)

**Форма 1.2. Расчет показателя средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии**

\_\_\_\_\_  
Наименование сетевой организации

Максимальное за расчетный период ____ г. число точек присоединения	Максимальное значение по гр.3 формы 1.1
Суммарная продолжительность прекращений передачи электрической энергии, час. ( $T_{пр}$ )	Сумма по гр.2 формы 1.1
Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии ( $\Pi_{п}$ )	

\_\_\_\_\_  
Должность    Ф.И.О.    Подпись

(Образец)

Форма 1.3. с 31 июля 2017 года изложена в новой редакции приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544.  
- См. предыдущую редакцию.

В форму 1.3. с 21 августа 2023 года внесены изменения приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399.  
- См. предыдущую редакцию.

**Форма 1.3. Расчет показателя средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг и показателя средней частоты прекращений передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации, долгосрочный период регулирования которой начался с 2018 года по 2023 год включительно**

\_\_\_\_\_  
Наименование сетевой организации

N п/п	Наименование составляющей показателя	Метод определения
1	Максимальное за расчетный период регулирования число точек поставки потребителей услуг сетевой организации, шт.	В соответствии с заключенными договорами по передаче электроэнергии
2	Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии на точку поставки ( $\Pi_{саид}$ ), час	сумма произведений по столбцу 9 и столбцу 13 формы 8.1, деленная на значение пункта 1 Формы 1.3 ( $\sum$ столбец 9 * столбец 13) / пункт 1 формы 1.3). При этом учитываются только события, по которым значения в столбце 8 равны "В", а в столбце 27 равны "1"



3	Средняя частота прекращений передачи электрической энергии на точку поставки ( $\Pi_{\text{сфф}}$ ), шт.	Сумма по столбцу 13 формы 8.1 и деленная на значение пункта 1 формы 1.3 ( $\sum$ столбец 13 формы 8.1 / пункт 1 формы 1.3). При этом учитываются только события, по которым значения в столбце 8 равны "В", а в столбце 27 равны "1"
---	--	--

Должность Ф.И.О. Подпись

(Образец)

В форма 1.3.1 с 21 августа 2023 года дополнительно включена приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399.

**Форма 1.3.1. Расчет показателя средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг и показателя средней частоты прекращений передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации, долгосрочный период регулирования которой начинается с 2024 года**

Наименование сетевой организации

N п/п	Наименование составляющей показателя	Метод определения
1	Число точек поставки сетевой организации за расчетный период регулирования, в том числе по уровням напряжения, шт.:	В соответствии с заключенными договорами об оказании услуг по передаче электрической энергии
1.1	ВН (110 кВ и выше), шт.	В соответствии с заключенными договорами об оказании услуг по передаче электрической энергии
1.2	СН1 (27,5-60 кВ), шт.	В соответствии с заключенными договорами об оказании услуг по передаче электрической энергии
1.3	СН2 (1-20 кВ), шт.	В соответствии с заключенными договорами об оказании услуг по передаче электрической энергии
1.4	НН (до 1 кВ), шт.	В соответствии с заключенными договорами об оказании услуг по передаче электрической энергии
2	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения ВН ( $\Pi_{\text{сффВН}}$ ), ч	Отношение суммы произведений по столбцу 9 и столбцу 17 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.1 образца формы 1.3.1 $\left( \sum \text{столбец 9} \cdot \text{столбец 17} \right) / \text{подпункт 1.1 образца формы 1.3.1}$ При этом учитываются только события, по которым значения в столбце 8 равны "В", а в столбце 27 равны "1"
3	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки по уровню Напряжения СН1 ( $\Pi_{\text{сффСН1}}$ ), ч	Отношение суммы произведений по столбцу 9 и столбцу 18 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.2 образца формы 1.3.1 $\left( \sum \text{столбец 9} \cdot \text{столбец 18} \right) / \text{подпункт 1.2 образца формы 1.3.1}$ При этом учитываются только события, по которым значения в столбце 8 равны "В", а в столбце 27 равны "1"
4	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН2 ( $\Pi_{\text{сффСН2}}$ ), ч	Отношение суммы произведений по столбцу 9 и столбцу 19 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.3 образца формы 1.3.1 $\left( \sum \text{столбец 9} \cdot \text{столбец 19} \right) / \text{подпункт 1.3 образца формы 1.3.1}$ При этом учитываются только события, по которым значения в столбце 8 равны "В", а в столбце 27 равны "1"
5	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения НН ( $\Pi_{\text{сффНН}}$ ), ч	Отношение суммы произведений по столбцу 9 и столбцу 20 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.4 образца формы 1.3.1 $\left( \sum \text{столбец 9} \cdot \text{столбец 20} \right) / \text{подпункт 1.4 образца формы 1.3.1}$ При этом учитываются только события, по которым значения в столбце 8 равны "В", а в столбце 27 равны "1"

6	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения ВН ( $\Pi_{саиfВН}$ ), шт.	Отношение суммы по столбцу 17 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.1 образца формы 1.3.1 $(\sum_{\text{столбец 17 образца формы 8.1 / подпункт 1.1 образца формы 1.3.1}})$ При этом учитываются только события, по которым значения в столбце 8 равны "В", а в столбце 27 равны "1"
7	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН1 ( $\Pi_{саиfСН1}$ ), шт.	Отношение суммы по столбцу 18 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.2 образца формы 1.3.1 $(\sum_{\text{столбец 18 образца формы 8.1 / подпункт 1.2 образца формы 1.3.1}})$ При этом учитываются только события, по которым значения в столбце 8 равны "В", а в столбце 27 равны "1"
8	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН2 ( $\Pi_{саиfСН2}$ ), шт.	Отношение суммы по столбцу 19 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.3 образца формы 1.3.1 $(\sum_{\text{столбец 19 образца формы 8.1 / подпункт 1.3 образца формы 1.3.1}})$ При этом учитываются только события, по которым значения в столбце 8 равны "В", а в столбце 27 равны "1"
9	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения НН ( $\Pi_{саиfНН}$ ), шт.	Отношение суммы по столбцу 20 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.4 образца формы 1.3.1 $(\sum_{\text{столбец 20 образца формы 8.1 / подпункт 1.4 образца формы 1.3.1}})$ При этом учитываются только события, по которым значения в столбце 8 равны "В", а в столбце 27 равны "1"

Должность                      Фамилия, имя, отчество (при наличии)                      Подпись

(Образец)

Форма 1.4. с 31 июля 2017 года изложена в новой редакции приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544.  
- См. предыдущую редакцию.

**Форма 1.4. Расчет показателя уровня надежности оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, долгосрочный период регулирования которой начинается с 2018 года**

Наименование сетевой организации

N п/п	Наименование составляющей показателя	Метод определения
1	Объем недоотпущенной электроэнергии ( $\Pi_{недс}$ ), МВт*час	Сумма произведений по столбцу 9 и столбцу 22 формы 8.1 ( $\sum_{\text{столбец 9 * столбец 22}}$ ). При этом учитываются только события, по которым значения в столбце 8 равны "В", а в столбце 27 равны "1"

Должность                      Ф.И.О.                      Подпись

(Образец)

**Форма 1.5. Предложения сетевой организации по плановым значениям показателей надежности и качества услуг на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования! (для долгосрочных периодов регулирования, начавшихся с 2014 года до 2018 года)**

Наименование сетевой организации

Показатель	Мероприятия, направленные на улучшение показателя 2	Описание (обоснование)	Значение показателя, годы:				

Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии ( $\Pi_{\text{д}}$ )							
Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения ( $\Pi_{\text{тпр}}$ )							
Показатель уровня качества обслуживания потребителей услуг территориальными сетевыми организациями ( $\Pi_{\text{тсв}}$ )							

1 Количество заполняемых столбцов должно соответствовать количеству расчетных периодов регулирования в пределах одного долгосрочного периода регулирования, с указанием года отчетного расчетного периода регулирования.

2 Информация предоставляется справочно.

\_\_\_\_\_  
Должность Ф.И.О. Подпись

(Образец)

**Форма 1.6. Предложения сетевой организации по плановым значениям показателей надежности и качества услуг на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования: (для долгосрочных периодов регулирования, начавшихся до 2014 года)**

\_\_\_\_\_  
Наименование сетевой организации

Показатель	Мероприятия, направленные на улучшение показателя 2	Описание (обоснование)	Значение показателя, годы:				
Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии ( $\Pi_{\text{д}}$ )							
Показатель качества предоставления возможности технологического присоединения ( $\Pi_{\text{тпр}}$ )							
Показатель уровня качества оказываемых услуг территориальными сетевыми организациями ( $\Pi_{\text{тсв}}$ )							

1 Количество заполняемых столбцов должно соответствовать количеству расчетных периодов регулирования в пределах одного долгосрочного периода регулирования, с указанием года отчетного расчетного периода регулирования.

2 Информация предоставляется справочно.

\_\_\_\_\_  
Должность Ф.И.О. Подпись

(Образец)

В форму 1.7. с 21 августа 2023 года внесены изменения приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399.  
- См. предыдущую редакцию.

**Форма 1.7. Предложения сетевой организации по плановым значениям показателей надежности и качества услуг на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования: (для территориальной сетевой организации, долгосрочный период регулирования которой, начинается с 2018 года до 2023 года включительно)**

\_\_\_\_\_  
Наименование сетевой организации

Показатель	Мероприятия	Описание	Значение показателя, годы:				
------------	-------------	----------	----------------------------	--	--	--	--

	направленные на улучшение показателя <sup>2</sup>	(обоснование)					
Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки ( $\Pi_{\text{српд}}$ ), час.							
Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки ( $\Pi_{\text{српд}}$ ), шт.							
Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения ( $\Pi_{\text{тпр}}$ )							

<sup>1</sup> Количество заполняемых столбцов должно соответствовать количеству расчетных периодов регулирования в пределах одного долгосрочного периода регулирования, с указанием года отчетного расчетного периода регулирования.

<sup>2</sup> Информация предоставляется справочно.

Должность	Ф.И.О.	Подпись
-----------	--------	---------

(Образец)

В форма 1.7.1 с 21 августа 2023 года дополнительно включена приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399.

**Форма 1.7.1. Предложения сетевой организации по плановым значениям показателей надежности и качества услуг на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования (для территориальной сетевой организации, долгосрочный период регулирования которой начинается с 2024 года)**

Наименование сетевой организации

N п/п	Показатель	Мероприятия, направленные на улучшение показателя (информация представляется справочно)	Описание (обоснование)	Значение показателя, годы (количество заполняемых столбцов должно соответствовать количеству расчетных периодов регулирования в пределах одного долгосрочного периода регулирования с указанием года отчетного расчетного периода регулирования):						
1	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения ВН ( $\Pi_{\text{српдВН}}$ ), ч									
2	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения ВН ( $\Pi_{\text{српдВН}}$ ), шт.									
3	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН2 ( $\Pi_{\text{српдСН2}}$ ), ч									
4	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН2 ( $\Pi_{\text{српдСН2}}$ ), шт.									

5	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню Напряжения СН1 ( $\Pi_{\text{ср}}^{\text{СН1}}$ ), ч								
6	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН1 ( $\Pi_{\text{ср}}^{\text{СН1}}$ ), шт.								
7	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения НН ( $\Pi_{\text{ср}}^{\text{НН}}$ ), ч								
8	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения НН ( $\Pi_{\text{ср}}^{\text{НН}}$ ), шт.								
9	Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения ( $\Pi_{\text{тпр}}$ )								

Должность \_\_\_\_\_  
 Фамилия, имя, отчество (при наличии) \_\_\_\_\_  
 Подпись \_\_\_\_\_

(Образец)

**Форма 1.8. Предложения сетевой организации по плановым значениям показателей надежности и качества услуг на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования<sup>1</sup> (для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, долгосрочный период регулирования которой, начинается с 2018 года)**

Наименование сетевой организации \_\_\_\_\_

Показатель	Мероприятия, направленные на улучшение показателя <sup>2</sup>	Описание (обоснование)	Значение показателя, годы:				
Объем недоотпущенной электрической энергии ( $\Pi_{\text{неотп}}$ ), кВт.ч							
Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения ( $\Pi_{\text{тпр}}$ )							

<sup>1</sup> Количество заполняемых столбцов должно соответствовать количеству расчетных периодов регулирования в пределах одного долгосрочного периода регулирования, с указанием года отчетного расчетного периода регулирования.

<sup>2</sup> Информация предоставляется справочно.

Должность \_\_\_\_\_  
 Ф.И.О. \_\_\_\_\_  
 Подпись \_\_\_\_\_

(Образец)

**Форма 1.9. Данные об экономических и технических характеристиках и (или) условиях деятельности территориальных сетевых организаций**

Наименование сетевой организации, субъект Российской Федерации \_\_\_\_\_

N п/п	Характеристики и (или) условия деятельности сетевой организации <sup>1</sup>	Значение характеристики	Наименование и реквизиты подтверждающих документов (в том числе внутренних документов сетевой организации)
1	Протяженность линий электропередачи в одноцепном выражении (ЛЭП), км		
1.1	Протяженность кабельных линий электропередачи в одноцепном выражении, км		
2	Доля кабельных линий электропередачи в одноцепном выражении от общей протяженности линий электропередачи (Доля КП),%	(п.1.1/п.1)	
3	Максимальное за год число точек поставки, шт.	(значение из формы п.1 формы 1.3 приложения 1 к методическим указаниям)	
4	Число разъединителей и выключателей, шт.		
5	Средняя летняя температура, °С		
6	Номер группы (т) территориальной сетевой организации по показателю Пsaidi	(форма 9.1)	-
7	Номер группы (т) территориальной сетевой организации по показателю Пsaifi	(форма 9.2)	-

<sup>1</sup>Протяженность линий электропередачи в одноцепном выражении (ЛЭП) - протяженность линий электропередачи территориальной сетевой организации в одноцепном выражении (при определении протяженности воздушных и кабельных линий электропередачи низкого напряжения учитываются только трехфазные участки линий), км;

Доля кабельных линий электропередачи в одноцепном выражении от общей протяженности линий электропередачи (Доля КП), % - доля кабельных линий электропередачи территориальной сетевой организации, рассчитываемая как отношение протяженности кабельных линий в одноцепном выражении к протяженности ЛЭП, %;

Число разъединителей и выключателей - совокупное число разъединителей и выключателей территориальной сетевой организации, шт.;

Средняя летняя температура - в соответствии с данными по средней температуре июля на последнюю имеющуюся дату согласно Сборнику Федеральной службы государственной статистики "Регионы России. Основные характеристики субъектов Российской Федерации".

Приложение N 2  
к методическим указаниям  
по расчету уровня надежности  
и качества поставляемых товаров  
и оказываемых услуг для организации  
по управлению единой национальной  
(общероссийской) электрической  
сетью и территориальных  
сетевых организаций

**Формы, используемые для расчета значения показателя качества обслуживания потребителей услуг территориальными сетевыми организациями, долгосрочные периоды регулирования которых, начались с 2014 и до 2018 года**

**Список изменяющих документов\***

\* Текст соответствует оригиналу. - Примечание изготовителя базы данных.

(Образец)

**Форма 2.1. Расчет значения индикатора информативности**

Наименование территориальной сетевой организации

Параметр (критерий), характеризующий индикатор	Значение		Ф/П x 100, %	Зависимость	Оценочный балл
	фактическое (Ф)	плановое (П)			
1	2	3	4	5	6
1. Возможность личного приема заявителей и потребителей услуг уполномоченными должностными лицами территориальной сетевой организации - всего	-	-	-	-	
в том числе по критериям:					

1.1. Количество структурных подразделений по работе с заявителями и потребителями услуг в процентном отношении к общему количеству структурных подразделений				прямая	
1.2. Количество утвержденных территориальной сетевой организацией в установленном порядке организационно-распорядительных документов по вопросам работы с заявителями и потребителями услуг - всего, шт.				прямая	
в том числе:					
а) регламенты оказания услуг и рассмотрения обращений заявителей и потребителей услуг, шт.				-	-
б) наличие положения о деятельности структурного подразделения по работе с заявителями и потребителями услуг (наличие - 1, отсутствие - 0), шт.				-	-
в) должностные инструкции сотрудников, обслуживающих заявителей и потребителей услуг, шт.				-	-
г) утвержденные территориальной сетевой организацией в установленном порядке формы отчетности о работе с заявителями и потребителями услуг, шт.				-	-
2. Наличие телефонной связи для обращений потребителей услуг к уполномоченным должностным лицам территориальной сетевой организации	-	-	-	-	
в том числе по критериям:					
2.1. Наличие единого телефонного номера для приема обращений потребителей услуг (наличие - 1, отсутствие - 0)				прямая	
2.2. Наличие информационно-справочной системы для автоматизации обработки обращений потребителей услуг, поступивших по телефону (наличие - 1, отсутствие - 0)				прямая	
2.3. Наличие системы автоинформирования потребителей услуг по телефону, предназначенной для доведения до них типовой информации (наличие - 1, отсутствие - 0)				прямая	
3. Наличие в сети Интернет сайта территориальной сетевой организации с возможностью обмена информацией с потребителями услуг посредством электронной почты (наличие - 1, отсутствие - 0)				прямая	
4. Проведение мероприятий по доведению до сведения потребителей услуг необходимой информации, в том числе путем ее размещения в сети Интернет, на бумажных носителях или иными доступными способами (проведение - 1, отсутствие - 0)				прямая	
5. Простота и доступность схемы обжалования потребителями услуг действий должностных лиц территориальной сетевой организации, по критерию				обратная	
5.1. Общее количество обращений потребителей услуг о проведении консультаций по порядку обжалования действий (бездействия) территориальной сетевой организации в ходе исполнения своих функций, процентов от общего количества поступивших обращений					
6. Степень полноты, актуальности и достоверности предоставляемой потребителям услуг информации о деятельности территориальной сетевой организации - всего	-	-	-	-	
в том числе по критериям:					

6.1. Общее количество обращений потребителей услуг о проведении консультаций по вопросам деятельности территориальной сетевой организации, процентов от общего количества поступивших обращений				обратная	
6.2. Количество обращений потребителей услуг с указанием на отсутствие необходимой информации, которая должна быть раскрыта территориальной сетевой организацией в соответствии с нормативными правовыми актами, процентов от общего количества поступивших обращений				обратная	
7. Итого по индикатору информативности	-	-	-	-	

Должность

Ф.И.О.

Подпись

(Образец)

### Форма 2.2. Расчет значения индикатора исполнительности

Наименование территориальной сетевой организации

Параметр (показатель), характеризующий индикатор	Значение		Ф/П x 100, %	Зависимость	Оценочный балл
	фактическое (Ф)	плановое (П)			
1	2	3	4	5	6
1. Соблюдение сроков по процедурам взаимодействия с потребителями услуг (заявителями) - всего	-	-	-	-	
в том числе по критериям:					
1.1. Среднее время, затраченное территориальной сетевой организацией на направление проекта договора оказания услуг по передаче электрической энергии потребителю услуг (заявителю), дней				обратная	
1.2. Среднее время, необходимое для оборудования точки поставки приборами учета с момента подачи заявления потребителем услуг:	-	-		обратная	
а) для физических лиц, включая индивидуальных предпринимателей, и юридических лиц - субъектов малого и среднего предпринимательства, дней				-	-
б) для остальных потребителей услуг, дней				-	-
1.3. Количество случаев отказа от заключения и случаев расторжения потребителем услуг договоров оказания услуг по передаче электрической энергии, процентов от общего количества заключенных территориальной сетевой организацией договоров с потребителями услуг (заявителями), кроме физических лиц				обратная	
2. Соблюдение требований нормативных правовых актов Российской Федерации по поддержанию качества электрической энергии, по критерию					
2.1. Количество обращений потребителей услуг с указанием на ненадлежащее качество электрической энергии, процентов от общего количества поступивших обращений				обратная	
3. Наличие взаимодействия с потребителями услуг при выводе оборудования в ремонт и (или) из эксплуатации	-	-	-	-	
в том числе по критериям:					



3.1. Наличие (отсутствие) установленной процедуры согласования с потребителями услуг графиков вывода электросетевого оборудования в ремонт и (или) из эксплуатации (наличие - 1, отсутствие - 0)				прямая	
3.2. Количество обращений потребителей услуг с указанием на несогласие введения предлагаемых территориальной сетевой организацией графиков вывода электросетевого оборудования в ремонт и (или) из эксплуатации, процентов от общего количества поступивших обращений, кроме физических лиц				обратная	
4. Соблюдение требований нормативных правовых актов по защите персональных данных потребителей услуг (заявителей), по критерию				обратная	
4.1. Количество обращений потребителей услуг (заявителей) с указанием на неправомерность использования персональных данных потребителей услуг (заявителей), процентов от общего количества поступивших обращений					
5. Итого по индикатору исполнительности	-	-	-	-	

Должность

Ф.И.О.

Подпись

(Образец)

**Форма 2.3. Расчет значения индикатора результативности обратной связи**

Наименование территориальной сетевой организации

Параметр (показатель), характеризующий индикатор	Значение		Ф/П x 100, %	Зависимость	Оценочный балл
	фактическое (Ф)	плановое (П)			
1	2	3	4	5	6
1. Наличие структурного подразделения территориальной сетевой организации по рассмотрению, обработке и принятию мер по обращениям потребителей услуг (наличие - 1, отсутствие - 0)				прямая	
2. Степень удовлетворения обращений потребителей услуг в том числе по критериям:	-	-	-	-	
2.1. Общее количество обращений потребителей услуг с указанием на ненадлежащее качество услуг по передаче электрической энергии и обслуживанию, процентов от общего количества поступивших обращений				обратная	
2.2. Количество принятых мер по результатам рассмотрения обращений потребителей услуг с указанием на ненадлежащее качество услуг по передаче электрической энергии и обслуживанию, процентов от общего количества поступивших обращений				прямая	
2.3. Количество обращений, связанных с неудовлетворенностью принятыми мерами, указанными в п.2.2 настоящей формы, поступивших от потребителей услуг в течение 30 рабочих дней после завершения мероприятий, указанных в п.2.2 настоящей формы, процентов от общего количества поступивших обращений				обратная	-

2.4. Количество обращений потребителей услуг с указанием на ненадлежащее качество услуг, оказываемых территориальной сетевой организацией, поступивших в соответствующий контролирующий орган исполнительной власти, процентов от общего количества поступивших обращений				обратная	
2.5. Количество отзывов и предложений по вопросам деятельности территориальной сетевой организации, поступивших через обратную связь, в процентах от общего количества поступивших обращений				прямая	
2.6. Количество реализованных изменений в деятельности организации, направленных на повышение качества обслуживания потребителей услуг, шт.				прямая	
3. Оперативность реагирования на обращения потребителей услуг - всего	-	-	-	-	
в том числе по критериям:					
3.1. Средняя продолжительность времени принятия мер по результатам обращения потребителя услуг, дней				обратная	
3.2. Взаимодействие территориальной сетевой организации с потребителями услуг с целью получения информации о качестве обслуживания, реализованное посредством:	-	-		прямая	
а) письменных опросов, шт. на 1000 потребителей услуг				-	-
б) электронной связи через сеть Интернет, шт. на 1000 потребителей услуг				-	-
в) системы автоинформирования, шт. на 1000 потребителей услуг <sup>1</sup>				-	-
<p><sup>1</sup>Расчет производится при наличии в территориальной сетевой организации Системы автоинформирования (голосовая, СМС и другим способом).</p>					
4. Индивидуальность подхода к потребителям услуг льготных категорий, по критерию				обратная	
4.1. Количество обращений потребителей услуг льготных категорий с указанием на неудовлетворительность качества их обслуживания, шт. на 1000 потребителей услуг					
5. Оперативность возмещения убытков потребителям услуг при несоблюдении территориальной сетевой организацией обязательств, предусмотренных нормативными правовыми актами и договорами	-	-	-	-	
в том числе по критериям:					
5.1. Средняя продолжительность времени на принятие территориальной сетевой организацией мер по возмещению потребителю услуг убытков, месяцев				обратная	
5.2. Доля потребителей услуг, получивших возмещение убытков, возникших в результате неисполнения (ненадлежащего исполнения) территориальной сетевой организацией своих обязательств, от числа потребителей, в пользу которых было вынесено судебное решение, или возмещение было произведено во внесудебном порядке, процентов				прямая	
6. Итого по индикатору результативность обратной связи	-	-	-	-	

Должность

Ф.И.О.

Подпись

**Форма 2.4. Предложения территориальных сетевых организаций по плановым значениям параметров (критериев), характеризующих индикаторы качества обслуживания потребителей, на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования:**

Наименование территориальной сетевой организации

<sup>1</sup> Количество заполняемых столбцов должно соответствовать количеству расчетных периодов регулирования в пределах одного долгосрочного периода регулирования с указанием года отчетного расчетного периода регулирования.

Показатель	Значение показателя, годы:				
Предлагаемые плановые значения параметров (критериев), характеризующих индикаторы качества <sup>2</sup>					
<sup>2</sup> Нумерация пунктов показателей параметров, характеризующих индикаторы качества, приведена в соответствии с формами 2.1-2.3 настоящего приложения.					
<b>И<sub>н</sub></b>					
1.1.					
1.2. а)					
1.2. б)					
1.2. в)					
1.2. г)					
2.1.					
2.2.					
2.3.					
3.					
4.					
5.1.					
6.1.					
6.2.					
<b>И<sub>с</sub></b>					
1.1.					
1.2. а)					
1.2. б)					
1.3.					
2.1.					
3.1.					
3.2.					
4.1.					
<b>Р<sub>с</sub></b>					
1.					
2.1.					
2.2.					
2.3.					
2.4.					
2.5.					
2.6.					
3.1.					
3.2. а)					
3.2. б)					
3.2. в)					
4.1.					
5.1.					
5.2.					
Предлагаемое плановое значение показателя уровня качества обслуживания потребителей услуг территориальными сетевыми организациями					

Должность

Ф.И.О.

Подпись

**Формы, используемые для расчета значений показателей уровня качества оказываемых услуг**

(Образец)

**Форма 3.1. Отчетные данные для расчета значения показателя качества рассмотрения заявок на технологическое присоединение к сети в период \_\_\_\_\_**

Наименование сетевой организации (подразделения/филиала)

Показатель	Число, шт.
1	2
Число заявок на технологическое присоединение к сети, поданных в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, по которым сетевой организацией в соответствующий расчетный период направлен проект договора об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети, шт. ( $N_{заяв\ тпр}$ )	
Число заявок на технологическое присоединение к сети, поданных в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, по которым сетевой организацией в соответствующий расчетный период направлен проект договора об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети с нарушением установленных сроков его направления, шт. ( $N_{заяв\ тпр}^{нс}$ )	
Показатель качества рассмотрения заявок на технологическое присоединение к сети ( $\Pi_{расс\ тпр}$ )	

Должность

Ф.И.О.

Подпись

(Образец)

**Форма 3.2. Отчетные данные для расчета значения показателя качества исполнения договоров об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети, в период \_\_\_\_\_**

Наименование сетевой организации (подразделения/филиала)

Показатель	Число, шт.
1	2
Число договоров об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети, исполненных в соответствующем расчетном периоде, по которым имеется подписанный сторонами акт о технологическом присоединении, шт. ( $N_{ис\ тпр}$ )	
Число договоров об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети, исполненных в соответствующем расчетном периоде, по которым имеется подписанный сторонами акт о технологическом присоединении, по которым произошло нарушение установленных сроков технологического присоединения, шт. ( $N_{ис\ тпр}^{нс}$ )	
Показатель качества исполнения договоров об осуществлении технологического присоединения заявителей к сети ( $\Pi_{ис\ тпр}$ )	

Должность

Ф.И.О.

Подпись

(Образец)

**Форма 3.3. Отчетные данные для расчета значения показателя соблюдения антимонопольного законодательства при технологическом присоединении заявителей к электрическим сетям сетевой организации, в период \_\_\_\_\_**

Наименование сетевой организации (подразделения/филиала)

Показатель	Значение
1	2
Число вступивших в законную силу решений антимонопольного органа и (или) суда об установлении нарушений сетевой организацией требований антимонопольного законодательства Российской Федерации в части оказания услуг по технологическому присоединению в соответствующем расчетном периоде, шт. ( $N_{н\ тпр}$ )	Число, шт.

Общее число заявок на технологическое присоединение к сети, поданных заявителями в соответствующий расчетный период, десятки шт. ( $N_{\text{зая прп}}$ )	Количество, десятки шт. (без округления)
Показатель соблюдения антимонопольного законодательства при технологическом присоединении заявителей к электрическим сетям сетевой организации ( $\Pi_{\text{зма прп}}$ )	

Должность Ф.И.О. Подпись

Приложение N 4  
к методическим указаниям  
по расчету уровня надежности  
и качества поставляемых товаров  
и оказываемых услуг для организации  
по управлению единой национальной  
(общероссийской) электрической  
сетью и территориальных  
сетевых организаций

**Форма, используемая для расчета обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг**

(с изменениями на 14 июня 2023 года)

(Образец)

Форма 4.1. с 21 августа 2023 года изложена в новой редакции приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399.  
- См. предыдущую редакцию.

**Форма 4.1. Показатели уровня надежности и уровня качества оказываемых услуг сетевой организации**

Наименование сетевой организации (подразделения/филиала)

Показатель	N формулы (главы) Методических указаний	Значение
Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии ( $\Pi_{\text{п}}$ )	1	
Объем недоотпущенной электрической энергии ( $\Pi_{\text{енг}}$ )	4	
Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки ( $\Pi_{\text{саид}}$ )	2	
Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки ( $\Pi_{\text{саид}}$ )	3	
Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения ( $\Pi_{\text{прп}}$ )	7 или 12	
Показатель уровня качества обслуживания потребителей услуг территориальными сетевыми организациями ( $\Pi_{\text{тсо}}$ )	11	
Плановое значение показателя $\Pi_{\text{п}}$ , $\Pi_{\text{п}}^{\text{пл}}$	Глава IV_1 Методических указаний	
Плановое значение показателя $\Pi_{\text{прп}}$ , $\Pi_{\text{прп}}^{\text{пл}}$	Глава IV_1 Методических указаний	
Плановое значение показателя $\Pi_{\text{тсо}}$ , $\Pi_{\text{тсо}}^{\text{пл}}$	Глава IV_1 Методических указаний	
Плановое значение показателя $\Pi_{\text{енг}}$ , $\Pi_{\text{енг}}^{\text{пл}}$	Глава IV_1 Методических указаний	
Плановое значение показателя $\Pi_{\text{саид}}$ , $\Pi_{\text{саид}}^{\text{пл}}$	Глава IV_2 Методических указаний	
Плановое значение показателя $\Pi_{\text{саид}}$ , $\Pi_{\text{саид}}^{\text{пл}}$	Глава IV_2 Методических указаний	
Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, $K_{\text{над}}$	Глава V Методических указаний	
Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, $K_{\text{над}1}$	Глава V Методических указаний	
Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, $K_{\text{над}2}$	Глава V Методических указаний	

Оценка достижения показателя уровня качества оказываемых услуг, $K_{\text{кач}}$ (организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью)	Глава V Методических указаний	
Оценка достижения показателя уровня качества оказываемых услуг, $K_{\text{кач1}}$ (для территориальной сетевой организации)	Глава V Методических указаний	
Оценка достижения показателя уровня качества оказываемых услуг, $K_{\text{кач2}}$ (для территориальной сетевой организации)	Глава V Методических указаний	
Оценка достижения показателя уровня качества оказываемых услуг, $K_{\text{кач3}}$ (для территориальной сетевой организации)	Глава V Методических указаний	

Должность                      Фамилия, имя, отчество (при наличии)                      Подпись

(Образец)

Форма 4.2. с 21 августа 2023 года изложена в новой редакции приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399.  
- См. предыдущую редакцию.

**Форма 4.2. Расчет обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг**

Наименование сетевой организации (подразделения/филиала)

Показатель	N главы Методических указаний	Значение
1. Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, $K_{\text{над}}$	Глава V	Для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальной сетевой организации
2. Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, $K_{\text{над1}}$	Глава V	Для территориальной сетевой организации
3. Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, $K_{\text{над2}}$	Глава V	Для территориальной сетевой организации
4. Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, $K_{\text{надч}}$	Глава V	Для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальной сетевой организации
5. Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, $K_{\text{надч1}}$	Глава V	Для территориальной сетевой организации
6. Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, $K_{\text{надч2}}$	Глава V	Для территориальной сетевой организации
7. Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, $K_{\text{надч3}}$	Глава V	Для территориальной сетевой организации
8. Обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг, $K_{\text{об}}$	Глава V	

Должность                      Фамилия, имя, отчество (при наличии)                      Подпись

Приложение N 5  
к методическим указаниям  
по расчету уровня надежности  
и качества поставляемых товаров  
и оказываемых услуг для организации  
по управлению единой национальной  
(общероссийской) электрической  
сетью и территориальных  
сетевых организаций

общероссийской электрической сетью

(Образец)

**Форма 5.1. Отчетные данные по выполнению заявок на технологическое присоединение к сети, в период \_\_\_\_\_**

Наименование сетевой организации (подразделения/филиала)

Показатель	Число, шт.
1	2
Число заявок на технологическое присоединение, поданных заявителями в соответствии с требованиями нормативных правовых актов в соответствующий расчетный период регулирования, шт. ( $N_{заяв}$ )	
Число направленных по указанным заявкам проектов договоров на осуществление технологического присоединения в соответствии с установленным порядком заключения договора на осуществление технологического присоединения, шт. ( $N_{зд}$ )	
Число проектов договоров на осуществление технологического присоединения по указанным заявкам, направленных с нарушением установленных сроков, шт. ( $N_{зд}$ )	

Должность

Ф.И.О.

Подпись

Приложение N 6  
к методическим указаниям  
по расчету уровня надежности  
и качества поставляемых товаров  
и оказываемых услуг для организации  
по управлению единой национальной  
(общероссийской) электрической  
сетью и территориальных  
сетевых организаций

**Формы, используемые для расчета значения показателя уровня качества оказываемых услуг территориальных сетевых организаций (для долгосрочных периодов регулирования, начавшихся до 2014 года)**

(Образец)

**Форма 6.1. Расчет значения индикатора информативности за период \_\_\_\_\_**

Наименование территориальной сетевой организации

Параметр (критерий), характеризующий индикатор	Значение		Ф/П x 100, %	Зависимость	Оценочный балл
	фактическое (Ф)	плановое (П)			
1	2	3	4	5	6
1. Возможность личного приема заявителей и потребителей услуг уполномоченными должностными лицами территориальной сетевой организации - всего	-	-	-	-	
в том числе по критериям:					
1.1. Количество структурных подразделений по работе с заявителями и потребителями услуг в процентном отношении к общему количеству структурных подразделений				прямая	
1.2. Количество утвержденных территориальной сетевой организацией в установленном порядке организационно-распорядительных документов по вопросам работы с заявителями и потребителями услуг - всего, шт.				прямая	
в том числе:					
а) регламенты оказания услуг и рассмотрения обращений заявителей и потребителей услуг, шт.				-	-

б) наличие положения о деятельности структурного подразделения по работе с заявителями и потребителями услуг (наличие - 1, отсутствие - 0), шт.				-	-
в) должностные инструкции сотрудников, обслуживающих заявителей и потребителей услуг, шт.				-	-
г) утвержденные территориальной сетевой организацией в установленном порядке формы отчетности о работе с заявителями и потребителями услуг, шт.				-	-
2. Наличие телефонной связи для обращений потребителей услуг к уполномоченным должностным лицам территориальной сетевой организации	-	-	-	-	
в том числе по критериям:					
2.1. Наличие единого телефонного номера для приема обращений потребителей услуг (наличие - 1, отсутствие - 0)				прямая	
2.2. Наличие информационно-справочной системы для автоматизации обработки обращений потребителей услуг, поступивших по телефону (наличие - 1, отсутствие - 0)				прямая	
2.3. Наличие системы автоинформирования потребителей услуг по телефону, предназначенной для доведения до них типовой информации (наличие - 1, отсутствие - 0)				прямая	
3. Наличие в сети Интернет сайта территориальной сетевой организации с возможностью обмена информацией с потребителями услуг посредством электронной почты (наличие - 1, отсутствие - 0)				прямая	
4. Проведение мероприятий по доведению до сведения потребителей услуг необходимой информации, в том числе путем ее размещения в сети Интернет, на бумажных носителях или иными доступными способами (проведение - 1, отсутствие - 0)				прямая	
5. Простота и доступность схемы обжалования потребителями услуг действий должностных лиц территориальной сетевой организации, по критерию				обратная	
5.1. Общее количество обращений потребителей услуг о проведении консультаций по порядку обжалования действий (бездействия) территориальной сетевой организации в ходе исполнения своих функций, процентов от общего количества поступивших обращений					
6. Степень полноты, актуальности и достоверности предоставляемой потребителям услуг информации о деятельности территориальной сетевой организации - всего	-	-	-	-	
в том числе по критериям:					
6.1. Общее количество обращений потребителей услуг о проведении консультаций по вопросам деятельности территориальной сетевой организации, процентов от общего количества поступивших обращений				обратная	
6.2. Количество обращений потребителей услуг с указанием на отсутствие необходимой информации, которая должна быть раскрыта территориальной сетевой организацией в соответствии с нормативными правовыми актами, процентов от общего количества поступивших обращений				обратная	
7. Итого по индикатору информативности	-	-	-	-	



Должность Ф.И.О. Подпись

(Образец)

**Форма 6.2. Расчет значения индикатора исполнительности (для долгосрочных периодов регулирования, начавшихся до 2014 года)**

Наименование территориальной сетевой организации

Параметр (критерий), характеризующий индикатор	Значение		Ф/П x 100, %	Зависимость	Оценочный балл
	фактическое (Ф)	плановое (П)			
1	2	3	4	5	6
1. Соблюдение требований нормативных правовых актов и договорных обязательств при оказании услуг по технологическому присоединению энергопринимающих устройств потребителей услуг (заявителей) к объектам электросетевого хозяйства территориальной сетевой организации - всего	-	-	-	-	
в том числе по критериям:					
1.1. Среднее время на подготовку и направление проекта договора на осуществление технологического присоединения заявителю, дней				обратная	
1.2. Среднее время на выполнение относящейся к территориальной сетевой организации части технических условий по договору на осуществление технологического присоединения, дней				обратная	
2. Соблюдение сроков по процедурам взаимодействия с потребителями услуг (заявителями) - всего	-	-	-	-	
в том числе по критериям:					
2.1. Среднее время, затраченное территориальной сетевой организацией на направление проекта договора оказания услуг по передаче электрической энергии потребителю услуг (заявителю), дней				обратная	
2.2. Среднее время, необходимое для оборудования точки поставки приборами учета с момента подачи заявления потребителем услуг:	-	-		обратная	
а) для физических лиц, включая индивидуальных предпринимателей, и юридических лиц - субъектов малого и среднего предпринимательства, дней				-	-
б) для остальных потребителей услуг, дней				-	-
2.3. Количество случаев отказа от заключения и случаев расторжения потребителем услуг договоров оказания услуг по передаче электрической энергии, процентов от общего количества заключенных территориальной сетевой организацией договоров с потребителями услуг (заявителями), кроме физических лиц				обратная	
3. Отсутствие (наличие) нарушений требований антимонопольного законодательства Российской Федерации, по критерию				обратная	

3.1. Количество установленных вступившим в законную силу решением антимонопольного органа и (или) суда нарушений территориальной сетевой организацией требований антимонопольного законодательства Российской Федерации, в том числе по фактам дискриминации потребителей услуг по доступу к услугам территориальной сетевой организации, а также по порядку оказания этих услуг, процентов от общего количества поступивших заявок на технологическое присоединение					
4. Отсутствие (наличие) нарушений требований законодательства Российской Федерации о государственном регулировании цен (тарифов), по критерию				обратная	
4.1. Количество установленных вступившим в законную силу решением антимонопольного органа и (или) суда нарушений территориальной сетевой организацией требований в части государственного регулирования цен (тарифов), процентов от общего количества поступивших заявок на технологическое присоединение					
5. Соблюдение требований нормативных правовых актов Российской Федерации по поддержанию качества электрической энергии, по критерию					
5.1. Количество обращений потребителей услуг с указанием на ненадлежащее качество электрической энергии, процентов от общего количества поступивших обращений				обратная	
6. Наличие взаимодействия с потребителями услуг при выводе оборудования в ремонт и (или) из эксплуатации	-	-	-	-	
в том числе по критериям:					
6.1. Наличие (отсутствие) установленной процедуры согласования с потребителями услуг графиков вывода электросетевого оборудования в ремонт и (или) из эксплуатации (наличие - 1, отсутствие - 0)				прямая	
6.2. Количество обращений потребителей услуг с указанием на несогласие введения предлагаемых территориальной сетевой организацией графиков вывода электросетевого оборудования в ремонт и (или) из эксплуатации, процентов от общего количества поступивших обращений, кроме физических лиц				обратная	
7. Соблюдение требований нормативных правовых актов по защите персональных данных потребителей услуг (заявителей), по критерию				обратная	
7.1. Количество обращений потребителей услуг (заявителей) с указанием на неправомерность использования персональных данных потребителей услуг (заявителей), процентов от общего количества поступивших обращений					
8. Итого по индикатору исполнительности	-	-	-	-	

Должность

Ф.И.О.

Подпись

(Образец)

Наименование территориальной сетевой организации

Параметр (показатель), характеризующий индикатор	Значение		Ф/П x 100, %	Зависимость	Оценочный балл
	фактическое (Ф)	плановое (П)			
1	2	3	4	5	6
1. Наличие структурного подразделения территориальной сетевой организации по рассмотрению, обработке и принятию мер по обращениям потребителей услуг (наличие - 1, отсутствие - 0)				прямая	
2. Степень удовлетворения обращений потребителей услуг в том числе по критериям:	-	-	-	-	
2.1. Общее количество обращений потребителей услуг с указанием на ненадлежащее качество услуг по передаче электрической энергии и обслуживанию, процентов от общего количества поступивших обращений				обратная	
2.2. Количество принятых мер по результатам рассмотрения обращений потребителей услуг с указанием на ненадлежащее качество услуг по передаче электрической энергии и обслуживанию, процентов от общего количества поступивших обращений				прямая	
2.3. Количество обращений, связанных с неудовлетворенностью принятыми мерами, указанными в п.2.2 настоящей формы, поступивших от потребителей услуг в течение 30 рабочих дней после завершения мероприятий, указанных в п.2.2 настоящей формы, процентов от общего количества поступивших обращений				обратная	-
2.4. Количество обращений потребителей услуг с указанием на ненадлежащее качество услуг, оказываемых территориальной сетевой организацией, поступивших в соответствующий контролирурующий орган исполнительной власти, процентов от общего количества поступивших обращений				обратная	
2.5. Количество отзывов и предложений по вопросам деятельности территориальной сетевой организации, поступивших через обратную связь, процентов от общего количества поступивших обращений				прямая	
2.6. Количество реализованных изменений в деятельности организации, направленных на повышение качества обслуживания потребителей услуг, шт.				прямая	
3. Оперативность реагирования на обращения потребителей услуг - всего в том числе по критериям:	-	-	-	-	
3.1. Средняя продолжительность времени принятия мер по результатам обращения потребителя услуг, дней				обратная	
3.2. Взаимодействие территориальной сетевой организации с потребителями услуг с целью получения информации о качестве обслуживания, реализованное посредством:	-	-		прямая	
а) письменных опросов, шт. на 1000 потребителей услуг				-	-
б) электронной связи через сеть Интернет, шт. на 1000 потребителей услуг				-	-

в) системы автоинформирования, шт. на 1000 потребителей услуг				-	-
<sup>1</sup> Расчет производится при наличии в территориальной сетевой организации Системы автоинформирования (голосовая, СМС и другим способом).					
4. Индивидуальность подхода к потребителям услуг льготных категорий, по критерию				обратная	
4.1. Количество обращений потребителей услуг льготных категорий с указанием на неудовлетворительность качества их обслуживания, шт. на 1000 потребителей услуг					
5. Оперативность возмещения убытков потребителям услуг при несоблюдении территориальной сетевой организацией обязательств, предусмотренных нормативными правовыми актами и договорами	-	-	-	-	
в том числе по критериям:					
5.1. Средняя продолжительность времени на принятие территориальной сетевой организацией мер по возмещению потребителю услуг убытков, месяцев				обратная	
5.2. Доля потребителей услуг, получивших возмещение убытков, возникших в результате неисполнения (неадекватного исполнения) территориальной сетевой организацией своих обязательств, от числа потребителей, в пользу которых было вынесено судебное решение, или возмещение было произведено во внесудебном порядке, процентов				прямая	
6. Итого по индикатору результативность обратной связи	-	-	-	-	

Должность Ф.И.О. Подпись

(Образец)

**Форма 6.4. Предложения территориальных сетевых организаций по плановым значениям параметров (критериев), характеризующих индикаторы качества, на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования<sup>1</sup> (для долгосрочных периодов регулирования, начавшихся до 2014 года)**

Наименование территориальной сетевой организации

<sup>1</sup> Количество заполняемых столбцов должно соответствовать количеству расчетных периодов регулирования в пределах одного долгосрочного периода регулирования с указанием года отчетного расчетного периода регулирования.

Показатель	Значение показателя, годы:				
Предлагаемые плановые значения параметров (критериев), характеризующих индикаторы качества <sup>2</sup>					
<sup>2</sup> Нумерация пунктов показателей параметров, характеризующих индикаторы качества, приведена в соответствии с формами 6.1-6.3 настоящего приложения.					
И <sub>к</sub>					
1.1.					
1.2. а)					
1.2. б)					
1.2. в)					
1.2. г)					
2.1.					
2.2.					
2.3.					
3.					
4.					
5.1.					

6.1.					
6.2.					
$I_c$					
1.1.					
1.2.					
2.1.					
2.2. а)					
2.2. б)					
2.3.					
3.1.					
4.1.					
5.1.					
6.1.					
6.2.					
7.1.					
$P_c$					
1.					
2.1.					
2.2.					
2.3.					
2.4.					
2.5.					
2.6.					
3.1.					
3.2. а)					
3.2. б)					
3.2. в)					
4.1.					
5.1.					
5.2.					
Предлагаемое плановое значение показателя уровня качества оказываемых услуг территориальной сетевой организации					

Должность                      Ф.И.О.                      Подпись

Приложение N 7  
 к методическим указаниям  
 по расчету уровня надежности  
 и качества поставляемых товаров  
 и оказываемых услуг для организации  
 по управлению единой национальной  
 (общероссийской) электрической  
 сетью и территориальных  
 сетевых организаций

**Форма, используемая для расчета обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг (для долгосрочных периодов регулирования, начавшихся до 2014 года)**

(с изменениями на 14 июня 2023 года)

(Образец)

Форма 7.1. с 21 августа 2023 года изложена в новой редакции приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399.  
 - См. предыдущую редакцию.

**Форма 7.1. Показатели уровня надежности и уровня качества оказываемых услуг сетевой организации (для долгосрочных периодов регулирования, начавшихся до 2014 года)**

Наименование сетевой организации (подразделения/филиала)

Показатель	N формулы (главы) Методических указаний
Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии, $\Pi_n$	1
Показатель уровня качества оказываемых услуг организации по управлению национальной (общероссийской) электрической сетью, $\Pi_{тпр}$	5
Показатель уровня качества оказываемых услуг территориальной сетевой организации, $\Pi_{тто}$	6

Плановое значение показателя $\Pi_{д}, \Pi_{д}^{пл}$	Глава IV_1 Методических указаний
Плановое значение показателя $\Pi_{спр}, \Pi_{спр}^{пл}$	Глава IV_1 Методических указаний
Плановое значение показателя $\Pi_{тоо}, \Pi_{тоо}^{пл}$	Глава IV_1 Методических указаний
Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, $K_{над}$	Глава V Методических указаний
Оценка достижения показателя уровня качества оказываемых услуг, $K_{кач}$ (организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью)	Глава V Методических указаний
Оценка достижения показателя уровня качества оказываемых услуг, $K_{кач}$ (для территориальной сетевой организации)	Глава V Методических указаний

Должность                      Фамилия, имя, отчество (при наличии)                      Подпись

(Образец)

Форма 7.2. с 31 июля 2017 года изложена в новой редакции приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544.  
 - См. предыдущую редакцию.

**Форма 7.2. Расчет обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг (для долгосрочных периодов регулирования, начавшихся до 2014 года)**

Наименование территориальной сетевой организации

Показатель	N формулы методических указаний	Значение
1. Коэффициент значимости показателя уровня надежности оказываемых услуг, альфа		Для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью: альфа = 0,75. Для территориальной сетевой организации: альфа = 0,65
2. Коэффициент значимости показателя уровня качества оказываемых услуг, бета		бета = 1 - альфа
3. Оценка достижения показателя уровня надежности оказываемых услуг, $K_{над}$	19 и 20	
4. Оценка достижения показателя уровня качества оказываемых услуг, $K_{кач}$	19 и 20	
5. Обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг, $K_{об}$	19 и 20	

Должность                      Ф.И.О.                      Подпись

Приложение N 8  
 к методическим указаниям по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций

**Формы, используемые для учета данных первичной информации по всем прекращением передачи электрической энергии, произошедших на объектах электросетевых организаций, для определения показателей надежности оказываемых услуг и индикативных показателей надежности оказываемых услуг электросетевыми организациями**

(с изменениями на 14 июня 2023 года)

(Образец)

Форма 8.1. с 21 августа 2023 года изложена в новой редакции приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399.  
 - См. предыдущую редакцию.

**Форма 8.1. Журнал учета данных первичной информации по всем прекращением передачи электрической энергии, произошедших на объектах сетевой организации**

за \_\_\_\_\_ месяц \_\_\_\_\_ года

Наименование сетевой организации (подразделения/филиала)

Данные о факте прекращения передачи электрической энергии (если восстановление режима потребления электрической энергии потребителей услуг в рамках одного прекращения передачи электрической энергии происходило в разное время, то форма заполняется отдельно по каждому такому восстановлению)									Данные о масштабе прекращения передачи электрической энергии в сетевой организации													
Номер прекращения передачи электрической энергии/Номер итоговой строки	Наименование структурного подразделения сетевой организации	Вид объекта: Кабельная линия (далее - КЛ), Воздушная линия (далее - ВЛ), Кабельно-воздушная линия (далее - КВЛ), Подстанция (далее - ПС), Трансформаторная подстанция (далее - ТП), Распределительный пункт (далее - РП)	Диспетчерское наименование объекта электро-сетевого хозяйства сетевой организации, в результате отключения которой произошла передача электроэнергии потребителям услуг	Высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, кВ	Время и дата начала прекращения передачи электрической энергии (часы, минуты, год, месяц, день)	Время и дата восстановления режима потребления электрической энергии потребителям услуг (часы, минуты, год, месяц, день)	Вид прекращения передачи электрической энергии (П, А, В)	Продолжительность прекращения передачи электрической энергии, ч	Перечень объектов электро-сетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии (ПС, ТП, РП, ВЛ, КЛ)	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное ограничение режима потребления электрической энергии	Перечень потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло частичное ограничение режима потребления электрической энергии	Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошел перерыв электроснабжения, шт., в том числе:								Смежные сетевые организации и производители электрической энергии	Суммарный объем фактической нагрузки на присоединения потребителей услуг, по которым произошло прекращение передачи электрической энергии в момент возникновения такого события, кВт	
												ВСЕ-ГО	в разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			в разделении уровней напряжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии						Смежные сетевые организации и производители электрической энергии
													1-я категория надежности	2-я категория надежности	3-я категория надежности	ВН (110 кВ и выше)	СН1 (27,5-60 кВ)	СН2 (1-20 кВ)	НН (до 1 кВ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
...																						
...																						
ИТОГО по всем прекращением передачи электрической энергии за отчетный период:								И	x	x	x											
- по ограничениям, связанным с проведением ремонтных работ								П	x	x	x											
- по аварийным ограничениям								А	x	x	x											
- по вне регламентным отключениям								В	x	x	x											
- по вне регламентным отключениям, учитываемым при расчете показателей надежности, в том числе индикативных показателей надежности								В1	x	x	x											

Должность \_\_\_\_\_  
 Фамилия, имя, отчество (при наличии) \_\_\_\_\_  
 Подпись \_\_\_\_\_

Приложение к форме 8.1. журнала учета данных первичной информации по всем прекращением передачи электрической энергии произошедших на объектах сетевой организации

**Порядок заполнения журнала учета данных первичной информации по всем прекращением передачи электрической энергии произошедших на объектах сетевой организации**

(с изменениями на 14 июня 2023 года)

1. Журнал учета данных первичной информации по всем прекращением передачи электрической энергии может заполняться отдельно по ограничениям, связанным с проведением ремонтных работ относительно иных видов ограничений (отключений).

(Пункт в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

2. При поэтапном возникновении и/или устранении прекращения передачи электрической энергии в отношении различных потребителей услуг сетевой организации, сетевая организация вправе, для цели расчета показателей надежности, разбивать в журнале учета данных первичной информации прекращение передачи электрической энергии на несколько записей. В таком случае, допускается фиксация различного времени возникновения и (или) устранения прекращения передачи электрической энергии в отношении различных групп потребителей услуг сетевой организации, присоединенных к различным центрам питания сетевой организации. Все остальные записи, кроме времени возникновения и (или) устранения перерыва электроснабжения, и сведений об отключенных потребителях услуг сетевой организации и центрах питания (и их характеристик), должны быть продублированы, а номер перерыва электроснабжения должен также совпадать.

3. Данные о факте прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации заполняются оперативно с момента возникновения такого прекращения передачи электрической энергии и по факту его устранения, и указываются в столбцах 1-9 формы 8.1.

4. В столбце 1 указывается номер прекращения передачи электрической энергии. Указанный номер присваивается в хронологическом порядке, исходя из сквозной нумерации прекращений передачи электрической энергии с начала года.

В столбце 2 указывается наименование структурной единицы сетевой организации (филиала, района электрических сетей, отделения), имеющего в своем составе оперативно-диспетчерский персонал.

В столбце 3 указывается вид объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, отключение которого стало причиной прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации:

"ВЛ" - воздушная линия электропередачи;

"КЛ" - кабельная линия электропередачи;

"КВЛ" - кабельно-воздушная линия электропередачи;  
(Абзац дополнительно включен с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544)

"ПС" - подстанция 35 кВ и выше;

"ТП" - трансформаторная подстанция 6-20 кВ;

"РП" - распределительный пункт.

В столбце 4 указывается диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, отключение которого стало причиной прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации.

В столбце 5 указывается высший класс напряжения отключенного оборудования сетевой организации, отключение которого стало причиной прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации, кВ.

В столбце 6 указывается время и дата начала прекращения передачи электрической энергии в формате "часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД", которая определяется в отношении потребителей услуг сетевой организации. Фиксация времени начала прекращения передачи электрической энергии осуществляется в соответствии с настоящими методическими указаниями.

В столбце 7 указывается время и дата восстановления режима потребления электрической энергии в формате "часы, минуты, ГГГГ.ММ.ДД", которая определяется в отношении последнего затронутого данным прекращением передачи электрической энергии потребителя услуг сетевой организации. Фиксация времени окончания прекращения передачи электрической энергии осуществляется в соответствии с настоящими методическими указаниями.

В столбце 8 указывается вид прекращения передачи электрической энергии:

"П" - плановое отключение, связанное с необходимостью проведения ремонтно-восстановительных работ в соответствии с разделом III Правил полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии;

"А" - аварийное ограничение, связанное с введением в действие графиков аварийного ограничения режима потребления в соответствии с пунктами 40-46 Правил полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии;

"В" - внерегламентное отключение в соответствии с пунктом 47 Правил полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии;

В столбце 9 указывается продолжительность прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации в часах, определяемая разностью между временем восстановления режима потребления электрической энергии (столбец 8) и временем начала прекращения передачи электрической энергии в формате десятичной дроби с двумя знаками после запятой.

5) Данные о масштабе прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации указываются в столбцах 10-22. Указанные данные определяются:

в соответствии с документами, оформленных по результатам расследования причин аварий, а в случае отсутствия указанных документов - на основании документов первичной информации (оперативного журнала и (или) журнала аварий и (или) на основании журнала заявок для плановых ограничений);

в соответствии с ведомостью присоединений потребителей услуг сетевой организации согласно форме 8.1.1 Приложения N 8;

в соответствии с внутренними документами сетевой организации, описывающие схемы электроснабжения потребителей услуг сетевой организации (Например, поопорные схемы воздушных линий или однолинейные схемы электроснабжения).

В столбце 10 последовательно по мере отключения указываются сокращенные диспетчерские наименования объектов электросетевого хозяйства, отключение которых привело к прекращению передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации в результате технологического нарушения на объекте электросетевого хозяйства, отключение которого стало причиной развития аварии.

Если отключение трансформаторной подстанции (ТП) 6-20 кВ привело к отключению всех отходящих линий электропередачи класса напряжения 0.4 кВ, то в столбце 10 указывается отключенная ТП (жирным шрифтом) без указания отходящих линий электропередачи класса напряжения 0.4 кВ.

В столбцах 11 и 12 указываются наименования потребителей 1-й и 2-й категорий надежности, в отношении которых произошло полное или частичное ограничение режима потребления электрической энергии соответственно.

В столбцах 13-21 указывается количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, энергопринимающие устройства которых присоединены к сетевой организации, в отношении которых в результате технологического нарушения произошло прекращение передачи электрической энергии потребителю услуг сетевой организации, включая частичное ограничение режима потребления электрической энергии потребителя услуг сетевой организации, шт., в разделении:

категорий надежности потребителей электрической энергии (1-я, 2-я и 3-я категории надежности - соответственно столбцы 14-16);

уровней напряжения, на котором фактически присоединены энергопринимающие устройства потребителя электрической энергии (ВН (110 кВ и выше), СН1 (27,5-60 кВ), СН2 (1-20 кВ), НН (до 1 кВ) - соответственно столбцы 17-20;  
(Абзац в редакции, введенной в действие с 21 августа 2023 года приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399. - См. предыдущую редакцию)

смежные сетевые организации и производители электрической энергии - столбец 21;

итоговое значение количества точек поставки потребителей услуг сетевой организации указывается в столбце 13 и определяется исходя из суммы точек поставки, указанных в столбцах 14-16 и 21 или в столбцах 17-20 и 21.

В случае если объем отключенных точек поставки не соответствует объему точек поставки, зафиксированному в ведомости присоединений потребителей услуг сетевой организации в результате частичного отключения объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, то следует сделать соответствующую пометку при фиксации информации в столбце 4 и (или)



10.

Суммарный объем фактической нагрузки (мощности) на присоединениях потребителей услуг сетевой организации, по которым в результате технологического нарушения произошло прекращение передачи электрической энергии на момент возникновения такого события, указывается в кВт в столбце 22.

Для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью величина фактической нагрузки (мощности) определяется на основании приборов учета электрической энергии.

Для территориальных сетевых организаций величина фактической нагрузки (мощности) определяется на основании проведенных замеров в соответствии с пунктом 135 Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии.

6) В столбце 23 указываются наименования смежных сетевых организаций, затронутых данным прекращением передачи электрической энергии.

7) Данные о причинах прекращения передачи электрической энергии и их расследовании, указываются в столбцах 24-27 только в отношении внеплановых отключений и аварийных ограничений.

В столбце 24 указывается номер и дата документа, оформленного по результатам расследования причин аварий или дата, время и номер записи в оперативном журнале отключений в случае отсутствия указанных актов.

В столбце 25 указывается код основной организационной причины аварии в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 2 марта 2010 года N 90 "Об утверждении формы акта о расследовании причин аварий в электроэнергетике и порядка ее заполнения" (далее - приказ Минэнерго России N 90).

В столбце 26 указывается код основной технической причины повреждения оборудования в соответствии с Приказом Министерства энергетики Российской Федерации N 90.

8) В итоговых строках формы 8.1 отражается сумма значений показателей прекращения передачи электрической энергии, имеющих следующие признаки:

в строке "И" - по всем прекращениям передачи электрической энергии (сумма значений "П", "А" и "В");

в строке "П" - по ограничениям, связанным с проведением ремонтных работ (значения "П" в столбце 8);

в строке "А" - по аварийным ограничениям (значения "А" в столбце 8);

в строке "В" по внеплановым отключениям (значения "В" в столбце 8);

в строке "В1" по внеплановым отключениям, учитываемым при расчете индикативных показателей (значения "В1" в столбце 8 и значения "1" в столбце 27);

8. Факт учета прекращения передачи электрической энергии в показателях надежности указывается в столбце 27:

указывается 0 (ноль), если прекращение передачи электрической энергии не включается в расчет показателей надежности в соответствии с положениями настоящих Методических указаний;

указывается 1 (один), если прекращение передачи электрической энергии включается в расчет показателей надежности в соответствии с положениями настоящих Методических указаний.

(Пункт в редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

Форма 8.1.1. с 31 июля 2017 года изложена в новой редакции приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544.  
- См. предыдущую редакцию.

**Форма 8.1.1. Ведомость присоединений потребителей услуг сетевой организации (наименование) за \_\_месяц\_\_ года**

Наименование сетевой организации

N п/п	Наименование структурной единицы сетевой организации	Наименование высшего центра питания относительно вторичного уровня присоединения при нормальной схеме электроснабжения (при наличии)	Диспетчерское наименование ЛЭП от вышестоящего центра питания до объекта электросетевого хозяйства определенного вторичным напряжения	Вторичный уровень присоединения		Первичный уровень присоединения		Количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, присоединенных к первичному уровню присоединения, шт								
				Диспетчерское наименование	Высший класс напряжения, кВ	Диспетчерское наименование	Класс напряжения, кВ	В разделении категорий надежности потребителей электрической энергии			В разделении уровней напряжения ЭПУ потребителей электрической энергии				Смежные сетевые организации и производители электрической энергии	
								1-я категория надежности	2-я категория надежности	3-я категория надежности	ВН (110 кВ и выше)	СН1 (35 кВ)	СН2 (6-20 кВ)	НН (ниже 1 кВ)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Должность

Ф.И.О.

Подпись

Приложение к форме 8.1.1. ведомости присоединений потребителей услуг сетевой организации (В редакции, введенной в действие с 31 июля 2017 года приказом Минэнерго России от 21 июня 2017 года N 544. - См. предыдущую редакцию)

**Порядок заполнения ведомости присоединений потребителей услуг сетевой организации**

1. В столбце 1 указывается порядковый номер. Указанный номер присваивается в хронологическом порядке, исходя из сквозной нумерации.

2. В столбце 2 указывается наименование структурной единицы сетевой организации (филиала, район электрических сетей, отделения), имеющего в своем составе оперативно-диспетчерский персонал.

3. В столбце 3 указывается наименование, вид и класс напряжения вышестоящего объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, к которому присоединены объекты вторичного уровня присоединения (например, ПС 110 кВ "Восточная").

В случае, если сетевая организация не владеет указанным объектом электросетевого хозяйства на праве собственности или на ином законном основании, в столбце 3 наименование такого объекта должно быть выделено подчеркиванием.

4. В столбце 4 указывается наименование, вид и класс напряжения линии электропередачи, отходящей от вышестоящего объекта электросетевого хозяйства сетевой организации (столбец 3 формы 8.1.1) и питающей объект электросетевого хозяйства сетевой организации вторичного уровня присоединения (столбец 5 формы 8.1.1).

5. В столбце 5 указывается диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, к которому присоединены объекты первичного уровня присоединения - "вторичного уровня присоединения":

"ПС" - подстанция 35 кВ и выше;

"ТП" - трансформаторная подстанция 6-20 кВ;

"РП" - распределительный пункт.

В случае, если сетевая организация не владеет указанным объектом электросетевого хозяйства на праве собственности или на ином законном основании, в столбце 4 наименование такого объекта должно быть выделено подчеркиванием.

6. В столбце 6 указывается высший класс напряжения объекта электросетевого хозяйства сетевой организации "вторичного уровня присоединения".

В случае, если сетевая организация не владеет указанным объектом электросетевого хозяйства на праве собственности или на ином законном основании, в столбце 5 наименование такого объекта должно быть выделено подчеркиванием.

7. В столбце 7 указывается диспетчерское наименование объекта электросетевого хозяйства сетевой организации, к которому непосредственно присоединены энергопринимающие устройства конечных потребителей услуг сетевой организации - "первичного уровня присоединения":

"ВЛ" - воздушная линия электропередачи;

"КЛ" - кабельная линия электропередачи;

"КВЛ" - кабельно-воздушная линия электропередачи.

Если энергопринимающие устройства потребителей услуг сетевой организации непосредственно присоединены к шинам ПС, ТП или РП, то в столбце 7 и 8 ставится прочерк и заполняются столбцы 5 и 6.

8. В столбце 8 указывается класс напряжения объекта электросетевого хозяйства сетевой организации "первичного уровня присоединения".

Например, потребители электрической энергии присоединены к ВЛ-0,4 кВ с диспетчерским наименованием "ВЛ-0,4 кВ Л-1 от ТП-223", данный объект будет являться объектом "первичного уровня присоединения" (заполняются столбцы 7 и 8). В свою очередь ВЛ-0,4 кВ присоединена к ТП-223 10 кВ, которая будет являться объектом "вторичного уровня присоединения" (заполняются столбцы 6 и 5). Указанная ТП-223 10 кВ через воздушную линию электропередачи 10 кВ (заполняется столбец 4) присоединена к ПС 110 кВ "Восточная", которая будет являться вышестоящим объектом электросетевого хозяйства сетевой организации (заполняется столбец 3).

9. В столбцах 9-17 указывается количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, энергопринимающие устройства которых присоединены к сетевой организации непосредственно или опосредованно, за исключением коммунальных потребителей электрической энергии, проживающих в многоквартирных жилых домах, шт., в разделении:

категорий надежности потребителей электрической энергии (1-я, 2-я и 3-я категории надежности - соответственно столбцы 10-12);

уровней напряжения, на котором фактически присоединены энергопринимающие устройства потребителя электрической энергии (ВН (110 кВ и выше), СН1 (35 кВ), СН2 (6-20 кВ), НН (до 1 кВ)) - соответственно столбцы 13-16;

смежных сетевых организаций и производителей электрической энергии - столбец 17;

итоговых значений количества точек поставки потребителей услуг сетевой организации указывается в столбце 9 и определяется исходя из суммы точек поставки, указанных в столбцах 10-12 и 17 или в столбцах 13-16 и 17.

(Образец)

**Форма 8.2. Расчет индикативного показателя уровня надежности оказываемых услуг организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью на основе объема недоотпущенной электроэнергии вследствие полного (частичного) ограничения электроснабжения потребителей**

Наименование сетевой организации

N п/п	Наименование составляющей показателя	Метод определения
1	Объем недоотпущенной электроэнергии ( $\Pi_{\text{недо}}$ ), МВт * час	Сумма произведений по столбцу 9 и столбцу 22 Формы 8.1 ( $\sum \text{столбец 9} * \text{столбец 22}$ )

Должность

Ф.И.О.

Подпись

(Образец)

Форма 8.3. с 21 августа 2023 года изложена в новой редакции приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399.  
- См. предыдущую редакцию.

**Форма 8.3. Расчет индикативного показателя уровня надежности оказываемых услуг для территориальных сетевых организаций и организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, долгосрочный период регулирования которых начался в период с 2018 года до 2023 года включительно**

Наименование сетевой организации

N п/п	Наименование составляющей показателя	Метод определения
1	Число точек поставки сетевой организации за расчетный период регулирования, в том числе по уровням напряжения, шт.:	В соответствии с заключенными договорами об оказании услуг по передаче электрической энергии
1.1	ВН (110 кВ и выше), шт.	В соответствии с заключенными договорами об оказании услуг по передаче электрической энергии
1.2	СН1 (27,5-60 кВ), шт.	В соответствии с заключенными договорами об оказании услуг по передаче электрической энергии
1.3	СН2 (1-20 кВ), шт.	В соответствии с заключенными договорами об оказании услуг по передаче электрической энергии
1.4	НН (до 1 кВ), шт.	В соответствии с заключенными договорами об оказании услуг по передаче электрической энергии
2	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения ВН ( $\Pi_{\text{саифВН}}$ ), ч	Отношение суммы произведений по столбцу 9 и столбцу 17 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.1 образца формы 8.3 $\left( \sum \text{столбцы 9 + столбцы 17} \right) / \text{подпункт 1.1 образца формы 8.3}$ При этом учитываются только события, по которым значения в столбце 8 равны "В", а в столбце 27 равны "1"
3	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН1 ( $\Pi_{\text{саифСН1}}$ ), ч	Отношение суммы произведений по столбцу 9 и столбцу 18 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.2 образца формы 8.3 $\left( \sum \text{столбцы 9 + столбцы 18} \right) / \text{подпункт 1.2 образца формы 8.3}$ При этом учитываются только события, по которым значения в столбце 8 равны "В", а в столбце 27 равны "1"
4	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН2 ( $\Pi_{\text{саифСН2}}$ ), ч	Отношение суммы произведений по столбцу 9 и столбцу 19 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.3 образца формы 8.3 $\left( \sum \text{столбцы 9 + столбцы 19} \right) / \text{подпункт 1.3 образца формы 8.3}$ При этом учитываются только события, по которым значения в столбце 8 равны "В", а в столбце 27 равны "1"
5	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения НН ( $\Pi_{\text{саифНН}}$ ), ч	Отношение суммы произведений по столбцу 9 и столбцу 20 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.4 образца формы 8.3 $\left( \sum \text{столбцы 9 + столбцы 20} \right) / \text{подпункт 1.4 образца формы 8.3}$ При этом учитываются только события, по которым значения в столбце 8 равны "В", а в столбце 27 равны "1"
6	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения ВН ( $\Pi_{\text{саифВН}}$ ), шт.	Отношение суммы по столбцу 17 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.1 образца формы 8.3 $\left( \sum \text{столбцы 17 образца формы 8.1} \right) / \text{подпункт 1.1 образца формы 8.3}$ При этом учитываются только события, по которым значения в столбце 8 равны "В", а в столбце 27 равны "1"
7	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН1 ( $\Pi_{\text{саифСН1}}$ ), шт.	Отношение суммы по столбцу 18 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.2 образца формы 8.3 $\left( \sum \text{столбцы 18 образца формы 8.1} \right) / \text{подпункт 1.2 образца формы 8.3}$ При этом учитываются только события, по которым значения в столбце 8 равны "В", а в столбце 27 равны "1"

8	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения СН2 ( $\Pi_{\text{сафлСН2}}$ ), шт.	Отношение суммы по столбцу 19 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.3 образца формы 8.3 $\left( \frac{\sum \text{столбец 19 образца формы 8.1}}{\text{подпункт 1.3 образца формы 8.3}} \right)$ При этом учитываются только события, по которым значения в столбце 8 равны "В", а в столбце 27 равны "1"
9	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки по уровню напряжения НН ( $\Pi_{\text{сафлНН}}$ ), шт.	Отношение суммы по столбцу 20 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.4 образца формы 8.3 $\left( \frac{\sum \text{столбец 20 образца формы 8.1}}{\text{подпункт 1.4 образца формы 8.3}} \right)$ При этом учитываются только события, по которым значения в столбце 8 равны "В", а в столбце 27 равны "1"
10	Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ ( $\Pi_{\text{сафл,рем}}$ ), в том числе дифференцированная по уровням напряжения, ч	Отношение суммы произведений по столбцу 9 и столбцу 13 образца формы 8.1 и значения пункта 1 образца формы 8.3 $\left( \frac{\sum \text{столбец 9} \cdot \text{столбец 13}}{\text{пункт 1 образца формы 8.3}} \right)$ При этом учитываются только те события, по которым значения в столбце 8 равны "Г"
10.1	Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ по уровню напряжения ВН ( $\Pi_{\text{сафлВН,рем}}$ ), ч	Отношение суммы произведений по столбцу 9 и столбцу 17 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.1 образца формы 8.3 $\left( \frac{\sum \text{столбец 9} \cdot \text{столбец 17}}{\text{подпункт 1.1 образца формы 8.3}} \right)$ При этом учитываются только те события, по которым значения в столбце 8 равны "Г"
10.2	Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ по уровню напряжения СН1 ( $\Pi_{\text{сафлСН1,рем}}$ ), ч	Отношение суммы произведений по столбцу 9 и столбцу 18 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.2 образца формы 8.3 $\left( \frac{\sum \text{столбец 9} \cdot \text{столбец 18}}{\text{подпункт 1.2 образца формы 8.3}} \right)$ При этом учитываются только те события, по которым значения в столбце 8 равны "Г"
10.3	Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ по уровню напряжения СН2 ( $\Pi_{\text{сафлСН2,рем}}$ ), ч	Отношение суммы произведений по столбцу 9 и столбцу 19 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.3 образца формы 8.3 $\left( \frac{\sum \text{столбец 9} \cdot \text{столбец 19}}{\text{подпункт 1.3 образца формы 8.3}} \right)$ При этом учитываются только те события, по которым значения в столбце 8 равны "Г"
10.4	Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ по уровню напряжения НН ( $\Pi_{\text{сафлНН,рем}}$ ), ч	Отношение суммы произведений по столбцу 9 и столбцу 20 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.4 образца формы 8.3 $\left( \frac{\sum \text{столбец 9} \cdot \text{столбец 20}}{\text{подпункт 1.4 образца формы 8.3}} \right)$ При этом учитываются только те события, по которым значения в столбце 8 равны "Г"
11	Средняя частота прекращений передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ ( $\Pi_{\text{сафл,рем}}$ ), в том числе дифференцированная по уровням напряжения, шт.	Отношение суммы по столбцу 13 образца формы 8.1 и значения пункта 1 образца формы 8.3 $\left( \frac{\sum \text{столбец 13 образца формы 8.1}}{\text{пункт 1 образца формы 8.3}} \right)$ При этом учитываются только те события, по которым значения в столбце 8 равны "Г"
11.1	Средняя частота прекращений передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ по уровню напряжения ВН ( $\Pi_{\text{сафлВН,рем}}$ ), шт.	Отношение суммы по столбцу 17 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.1 образца формы 8.3 $\left( \frac{\sum \text{столбец 17 образца формы 8.1}}{\text{подпункт 1.1 образца формы 8.3}} \right)$ При этом учитываются только те события, по которым значения в столбце 8 равны "Г"

11.2	Средняя частота прекращений передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ по уровню напряжения СН1 ( $\Pi_{саифСН1,рем}$ ), шт.	Отношение суммы по столбцу 18 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.2 образца формы 8.3 $\left( \frac{\sum \text{столбец 18 образца формы 8.1}}{\text{подпункт 1.2 образца формы 8.3}} \right)$ При этом учитываются только те события, по которым значения в столбце 8 равны "Г"
11.3	Средняя частота прекращений передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ по уровню напряжения СН2 ( $\Pi_{саифСН2,рем}$ ), шт.	Отношение суммы по столбцу 19 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.3 образца формы 8.3 $\left( \frac{\sum \text{столбец 19 образца формы 8.1}}{\text{подпункт 1.3 образца формы 8.3}} \right)$ При этом учитываются только те события, по которым значения в столбце 8 равны "Г"
11.4	Средняя частота прекращений передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ по уровню напряжения НН ( $\Pi_{саифНН,рем}$ ), шт.	Отношение суммы по столбцу 20 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.4 образца формы 8.3 $\left( \frac{\sum \text{столбец 20 образца формы 8.1}}{\text{подпункт 1.4 образца формы 8.3}} \right)$ При этом учитываются только те события, по которым значения в столбце 8 равны "Г"

Должность                      Фамилия, имя, отчество (при наличии)                      Подпись

(Образец)

В форма 8.3.1 с 21 августа 2023 года дополнительно включена приказом Минэнерго России от 14 июня 2023 года N 399.

**Форма 8.3.1. Расчет индикативного показателя уровня надежности оказываемых услуг для территориальных сетевых организаций и организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, долгосрочный период регулирования которых начинается с 2024 года**

Наименование сетевой организации

N п/п	Наименование составляющей показателя	Метод определения
1	Число точек поставки сетевой организации за расчетный период регулирования, шт., в том числе по уровням напряжения, шт.:	В соответствии с заключенными договорами об оказании услуг по передаче электрической энергии
1.1	ВН (110 кВ и выше), шт.	В соответствии с заключенными договорами об оказании услуг по передаче электрической энергии
1.2	СН1 (27,5-60 кВ), шт.	В соответствии с заключенными договорами об оказании услуг по передаче электрической энергии
1.3	СН2 (1-20 кВ), шт.	В соответствии с заключенными договорами об оказании услуг по передаче электрической энергии
1.4	НН (до 1 кВ), шт.	В соответствии с заключенными договорами об оказании услуг по передаче электрической энергии
2	Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии на точку поставки ( $\Pi_{саиф}$ ), в том числе дифференцированная по уровням напряжения, ч	Отношение суммы произведений по столбцу 9 и столбцу 13 образца формы 8.1 и значения пункта 1 образца формы 8.3.1 $\left( \frac{\sum \text{столбец 9} \cdot \text{столбец 13}}{\text{пункт 1 образца формы 8.3.1}} \right)$ При этом учитываются только те события, по которым значения в столбце 8 равны "В", а в столбце 27 равны "1"
3	Средняя частота прекращений передачи электрической энергии на точку поставки ( $\Pi_{саиф}$ ), в том числе дифференцированная по уровням напряжения, шт.	Отношение суммы по столбцу 13 образца формы 8.1 и значения пункта 1 образца формы 8.3.1 $\left( \frac{\sum \text{столбец 13 образца формы 8.1}}{\text{пункт 1 образца формы 8.3.1}} \right)$ При этом учитываются только те события, по которым значения в столбце 8 равны "В", а в столбце 27 равны "1"

4	Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ ( $\Pi_{\text{саид},\text{рем}}$ ), в том числе дифференцированная по уровням напряжения, ч	Отношение суммы произведений по столбцу 9 и столбцу 13 образца формы 8.1 и значения подпункта 1 образца формы 8.3.1 $\left( \sum \text{столбец } 9 \cdot \text{столбец } 13 \right) / \text{подпункт } 1 \text{ образца формы } 8.3.1$ При этом учитываются только те события, по которым значения в столбце 8 равны "П"
4.1	Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ по уровню напряжения ВН ( $\Pi_{\text{саидВН},\text{рем}}$ ), ч	Отношение суммы произведений по столбцу 9 и столбцу 17 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.1 образца формы 8.3.1 $\left( \sum \text{столбец } 9 \cdot \text{столбец } 17 \right) / \text{подпункт } 1.1 \text{ образца формы } 8.3.1$ При этом учитываются только те события, по которым значения в столбце 8 равны "П"
4.2	Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ по уровню напряжения СН1 ( $\Pi_{\text{саидСН1},\text{рем}}$ ), ч	Отношение суммы произведений по столбцу 9 и столбцу 18 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.2 образца формы 8.3.1 $\left( \sum \text{столбец } 9 \cdot \text{столбец } 18 \right) / \text{подпункт } 1.2 \text{ образца формы } 8.3.1$ При этом учитываются только те события, по которым значения в столбце 8 равны "П"
4.3	Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ по уровню напряжения СН2 ( $\Pi_{\text{саидСН2},\text{рем}}$ ), ч	Отношение суммы произведений по столбцу 9 и столбцу 19 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.3 образца формы 8.3.1 $\left( \sum \text{столбец } 9 \cdot \text{столбец } 19 \right) / \text{подпункт } 1.3 \text{ образца формы } 8.3.1$ При этом учитываются только те события, по которым значения в столбце 8 равны "П"
4.4	Средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ по уровню напряжения НН ( $\Pi_{\text{саидНН},\text{рем}}$ ), ч	Отношение суммы произведений по столбцу 9 и столбцу 20 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.4 образца формы 8.3.1 $\left( \sum \text{столбец } 9 \cdot \text{столбец } 20 \right) / \text{подпункт } 1.4 \text{ образца формы } 8.3.1$ При этом учитываются только те события, по которым значения в столбце 8 равны "П"
5	Средняя частота прекращений передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ ( $\Pi_{\text{саид},\text{рем}}$ ), в том числе дифференцированная по уровням напряжения, шт.	Отношение суммы по столбцу 13 образца формы 8.1 и значения пункта 1 образца формы 8.3.1 $\left( \sum \text{столбец } 13 \text{ образца формы } 8.1 / \text{пункт } 1 \text{ образца формы } 8.3.1 \right)$ При этом учитываются только те события, по которым значения в столбце 8 равны "П"
5.1	Средняя частота прекращений передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ по уровню напряжения ВН ( $\Pi_{\text{саидВН},\text{рем}}$ ), шт.	Отношение суммы по столбцу 17 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.1 образца формы 8.3.1 $\left( \sum \text{столбец } 17 \text{ образца формы } 8.1 / \text{подпункт } 1.1 \text{ образца формы } 8.3.1 \right)$ При этом учитываются только те события, по которым значения в столбце 8 равны "П"
5.2	Средняя частота прекращений передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ по уровню напряжения СН1 ( $\Pi_{\text{саидСН1},\text{рем}}$ ), шт.	Отношение суммы по столбцу 18 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.2 образца формы 8.3.1 $\left( \sum \text{столбец } 18 \text{ образца формы } 8.1 / \text{подпункт } 1.2 \text{ образца формы } 8.3.1 \right)$ При этом учитываются только те события, по которым значения в столбце 8 равны "П"
5.3	Средняя частота прекращений передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ по уровню напряжения СН2 ( $\Pi_{\text{саидСН2},\text{рем}}$ ), шт.	Отношение суммы по столбцу 19 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.3 образца формы 8.3.1 $\left( \sum \text{столбец } 19 \text{ образца формы } 8.1 / \text{подпункт } 1.3 \text{ образца формы } 8.3.1 \right)$ При этом учитываются только те события, по которым значения в столбце 8 равны "П"

5.4	Средняя частота прекращений передачи электрической энергии при проведении ремонтных работ по уровню напряжения НН ( $\Pi_{\text{зап}} \Pi_{\text{НН,рем}}$ ), шт.	Отношение суммы по столбцу 20 образца формы 8.1 и значения подпункта 1.4 образца формы 8.3.1 $\left( \sum_{\text{столбец 20 образца формы 8.1} / \text{подпункт 1.4 образца формы 8.3.1}} \right)$ При этом учитываются только те события, по которым значения в столбце 8 равны "П"
-----	---	--

Должность                      Фамилия, имя, отчество (при наличии)                      Подпись

Приложение N 9  
к методическим указаниям по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций

**Группы территориальных сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом характеристики и (или) условия деятельности, сформированные по показателю средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг и показателю средней частоты прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг**

**Форма 9.1. Группы территориальных сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом характеристики и (или) условия деятельности, сформированные по показателю средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки ( $\Pi_{\text{зап}} \Pi_{\text{НН}}$ )**

N пп	Группы территориальных сетевых организаций <sup>1</sup>
	<p>1 ЛЭП - протяженность линий электропередачи территориальной сетевой организации в одноцепном выражении (при определении протяженности воздушных и кабельных линий электропередачи низкого напряжения учитываются только трехфазные участки линий), км;</p> <p>Доля КЛ - доля кабельных линий электропередачи территориальной сетевой организации, рассчитываемая как отношение протяженности кабельных линий в одноцепном выражении к протяженности ЛЭП, %;</p> <p>Число разъединителей и выключателей - совокупное число разъединителей и выключателей территориальной сетевой организации, шт.;</p> <p>Средняя летняя температура - в соответствии с данными по средней температуре июля на последнюю имеющуюся дату согласно Сборнику Федеральной службы государственной статистики "Регионы России. Основные характеристики субъектов Российской Федерации".</p> <p>Число точек поставки - значение максимального за год числа точек поставки потребителей услуг территориальной сетевой организации, используемое для расчета показателей надежности и индикативных показателей надежности в соответствии с настоящими методическими указаниями, шт.;</p> <p>Плотность - отношение числа точек поставки к ЛЭП, шт./км.</p>
1	ЛЭП 7500 км и более, доля КЛ менее 10%, Средняя летняя температура 20°С и более
2	ЛЭП 7500 км и более, доля КЛ менее 10%, Средняя летняя температура менее 20°С, Число разъединителей и выключателей менее 25000 шт.
3	ЛЭП 7500 км и более, доля КЛ менее 10%, Средняя летняя температура менее 20°С, Число разъединителей и выключателей 25000 шт. и более
4	ЛЭП 7500 км и более, доля КЛ 10% и более
5	ЛЭП 10 км и более и менее 7500 км, доля КЛ 30% и более
6	ЛЭП 10 км и более и менее 7500 км, доля КЛ менее 30%, Плотность менее 20 шт./км, Число точек поставки менее 10000 шт. 2
7	ЛЭП 10 км и более и менее 7500 км, доля КЛ менее 30%, Плотность менее 20 шт./км, Число точек поставки 10000 шт. и более
8	ЛЭП 10 км и более и менее 7500 км, доля КЛ менее 30%, Плотность 20 шт./км и более
9	ЛЭП менее 10 км

**Форма 9.2. Группы территориальных сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом характеристики и (или) условия деятельности,**

сформированные по показателю средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки ( $\Pi_{\text{сэф}}$ )

N п/п	Группы территориальных сетевых организаций
1	ЛЭП 7500 км и более, доля КЛ менее 10%
2	ЛЭП 7500 км и более, доля КЛ 10% и более
3	ЛЭП 3000 км и более и менее 7500 км, доля КЛ менее 15%
4	ЛЭП 3000 км и более и менее 7500 км, доля КЛ 15% и более
5	ЛЭП 100 км и более и менее 3000 км, доля КЛ 35% и более
6	ЛЭП 100 км и более и менее 3000 км, доля КЛ менее 35%
7	ЛЭП от 10 км и более и менее 100 км
8	ЛЭП менее 10 км

Редакция документа с учетом  
изменений и дополнений подготовлена  
АО "Кодекс"