

**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПРИКАЗ**  
**от 20 декабря 2022 г. N 1340**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПРАВИЛ  
ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ  
ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

В соответствии с [абзацем четвертым пункта 2 статьи 21](#) Федерального закона от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ "Об электроэнергетике" <1>, [абзацем седьмым подпункта "б" пункта 2](#) постановления Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. N 937 "Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" <2>, [подпунктами "а" и "в" пункта 1 и пунктом 2\(1\)](#) постановления Правительства Российской Федерации от 2 марта 2017 г. N 244 "О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" <3>, [подпунктом 4.2.14\(21\) пункта 4](#) Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. N 400 <4>, приказываю:

-----  
<1> Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, N 13, ст. 1177; 2022, N 24, ст. 3934.

<2> Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, N 34, ст. 5483.

<3> Собрание законодательства Российской Федерации, 2017, N 11, ст. 1562; 2022, N 18, ст. 3094.

<4> Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, N 22, ст. 2577; 2022, N 44, ст. 7581.

1. Утвердить прилагаемые [Правила](#) предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (далее - Правила).

2. Установить, что информация, предусмотренная [Правилами](#), предоставляется субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в предусмотренные [Правилами](#) сроки:

в части информации, для которой установлена ежемесячная или ежеквартальная периодичность предоставления, впервые в отношении календарного месяца или квартала, предшествующего дню вступления в силу настоящего приказа, соответственно, далее - в соответствии с периодичностью предоставления информации, предусмотренной [Правилами](#);

в части информации, для которой установлена ежегодная периодичность предоставления, впервые в отношении информации за 2022 год, далее - в соответствии с периодичностью предоставления информации, предусмотренной [Правилами](#).

3. Признать утратившими силу:

[приказ](#) Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. N 102 "Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике" <5>;

-----  
<5> Зарегистрирован Минюстом России 3 июня 2019 г., регистрационный N 54824.

[пункт 2](#) приказа Минэнерго России от 14 апреля 2022 г. N 325 "О внесении изменений в приказы Минэнерго России от 23 июля 2012 г. N 340 "Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления" и от 13 февраля 2019 г. N 102 "Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике" <6>.

-----  
<6> Зарегистрирован Минюстом России 2 июня 2022 г., регистрационный N 68710.

Министр  
Н.Г.ШУЛЬГИНОВ

Утверждены  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

## **ПРАВИЛА ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

1. Настоящие Правила предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (далее - Правила), определяют порядок предоставления субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии в диспетчерские центры системного оператора электроэнергетических систем России (далее - системный оператор), а в период до 31 декабря 2023 г. включительно - также в диспетчерские центры субъектов оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах документов и информации, необходимых системному оператору и субъектам оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах (далее совместно именуются "субъект оперативно-диспетчерского управления") для осуществления деятельности по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, включая выполнение функций, возложенных на субъекта оперативно-диспетчерского управления законодательством Российской Федерации об электроэнергетике (далее - осуществление оперативно-диспетчерского управления, информация соответственно), объем, формы, форматы и сроки предоставления такой информации.

Начиная с 1 января 2024 г. под субъектом оперативно-диспетчерского управления и диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления для целей Правил понимаются только системный оператор и диспетчерские центры системного оператора.

2. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии предоставляют в

диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления информацию в соответствии с [пунктами 7 - 36](#) Правил.

При предоставлении в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления иных документов и информации, необходимых для осуществления оперативно-диспетчерского управления, в том числе в соответствии с нормативными правовыми актами, устанавливающими требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, утверждаемыми Минэнерго России в соответствии с [постановлением](#) Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. N 937 "Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" <1>, и (или) [постановлением](#) Правительства Российской Федерации от 2 марта 2017 г. N 244 "О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" <2>, должны соблюдаться требования, предусмотренные [пунктами 3 - 5](#) Правил, если иные требования к порядку передачи информации не установлены такими нормативными правовыми актами.

-----

<1> Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, N 34, ст. 5483; 2021, N 6, ст. 985.

<2> Собрание законодательства Российской Федерации, 2017, N 11, ст. 1562; 2022, N 44, ст. 7581.

3. Информация предоставляется субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии субъекту оперативно-диспетчерского управления на русском языке в письменном виде на бумажном носителе или в электронной форме с использованием факсимильной, электронной или иных средств связи, позволяющих установить, что информация (носитель такой информации) направлена уполномоченным лицом, если иной способ и формат предоставления информации не установлен Правилами.

В случае предоставления информации в письменном виде на бумажном носителе или в электронной форме в неотредактируемом формате соответствующая информация дополнительно направляется на адрес электронной почты диспетчерского центра субъекта оперативно-диспетчерского управления, определенного в соответствии с [пунктом 5](#) Правил, в виде электронных файлов с расширением "doc", "docx", "xls", "xlsx" или ином редактируемом формате, поддерживаемом программным обеспечением, включенным в единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных в соответствии с [Правилами](#) формирования и ведения единого реестра российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных и единого реестра программ для электронных вычислительных машин и баз данных из государств - членов Евразийского экономического союза, за исключением Российской Федерации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2015 г. N 1236 <3>.

-----

<3> Собрание законодательства Российской Федерации, 2015, N 47, ст. 6600; 2023, N 1, ст. 272.

4. В случае использования субъектом оперативно-диспетчерского управления для сбора и обработки информации специализированного программно-аппаратного комплекса предоставление субъекту оперативно-диспетчерского управления информации осуществляется посредством указанного комплекса, возможность использования которого или доступа (подключения) к которому для передачи информации предоставляется субъектом оперативно-диспетчерского управления на безвозмездной основе, или посредством иного программного

обеспечения (иных средств автоматизации), используемого субъектом электроэнергетики, потребителем электрической энергии, интегрированного со специализированным программно-аппаратным комплексом субъекта оперативно-диспетчерского управления с соблюдением установленных им технических требований и обеспечивающего возможность конвертации информации в требуемые форму и формат.

В случае использования субъектом оперативно-диспетчерского управления для сбора и обработки информации сайта субъекта оперативно-диспетчерского управления в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет" или специализированного раздела такого сайта (далее - интернет-портал) предоставление субъекту оперативно-диспетчерского управления информации осуществляется посредством заполнения в электронном виде форм предоставления информации на указанном интернет-портале или размещения на интернет-портале электронного документа, созданного субъектом электроэнергетики, потребителем электрической энергии с использованием иного программного обеспечения (иных средств автоматизации), с соблюдением установленных субъектом оперативно-диспетчерского управления технических требований и формата предоставления информации. Возможность доступа к интернет-порталу для передачи информации предоставляется субъектом оперативно-диспетчерского управления на безвозмездной основе.

Состав информации в электронных формах специализированного программно - аппаратного комплекса или интернет-портала, указанных в [абзацах первом и втором](#) настоящего пункта, должен соответствовать составу информации в формах предоставления информации, предусмотренных Правилами. Визуальное отображение информации в электронных формах специализированного программно-аппаратного комплекса или интернет-портала может не соответствовать отображению информации в форме предоставления информации, предусмотренной Правилами.

В указанных в [абзацах первом и втором](#) настоящего пункта случаях для подписания документов, идентификации лиц, осуществляющих публикацию или размещение документа (информации), изменение электронной версии документа, ознакомление с документом (информацией), может использоваться простая электронная подпись или усиленная неквалифицированная электронная подпись в соответствии с Федеральным [законом](#) от 6 апреля 2011 г. N 63-ФЗ "Об электронной подписи" <4>. Документ или информация в электронной форме, подписанные (подтвержденные) простой или усиленной неквалифицированной электронной подписью, признаются равнозначными документу (информации) на бумажном носителе, подписанным собственноручной подписью. Субъект оперативно-диспетчерского управления или уполномоченное им лицо, создающее ключ простой электронной подписи, и лицо, подписывающее электронный документ с использованием ключа простой электронной подписи, обязаны соблюдать его конфиденциальность.

-----

<4> Собрание законодательства Российской Федерации, 2011, N 15, ст. 2036; 2023, N 1, ст. 16.

5. Предоставление в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления информации осуществляется обособленными подразделениями (филиалами) субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, осуществляющими деятельность в операционных зонах таких диспетчерских центров, а в случае отсутствия у них обособленных подразделений - субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии.

Субъекты электроэнергетики, потребители электрической энергии предоставляют информацию в отношении объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок, входящих в их состав оборудования и устройств, в диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления, к объектам диспетчеризации которого относятся или в операционной зоне которого расположены соответствующие объекты электроэнергетики, энергопринимающие установки, за исключением случаев, когда субъектом оперативно-диспетчерского управления определен иной диспетчерский центр, уполномоченный на получение соответствующей информации.

Субъект оперативно-диспетчерского управления обязан разместить сведения о том, какие его диспетчерские центры уполномочены на получение информации, предусмотренной Правилами, в открытом доступе на своем официальном сайте в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет" не позднее 30 календарных дней с даты вступления в силу Правил.

6. Минэнерго России обеспечивает субъекту оперативно-диспетчерского управления доступ к информации в случае, если аналогичная по содержанию, степени детализации, периодичности и срокам предоставления информация направлялась субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии, органами государственной власти в Минэнерго России в обязательном порядке в соответствии с [перечнем](#) информации, предоставляемой субъектами электроэнергетики, [порядком](#) предоставления информации субъектами электроэнергетики и формами предоставления информации субъектами электроэнергетики, утвержденными приказом Минэнерго России от 23 июля 2012 г. N 340 <5> (далее - приказ Минэнерго России от 23 июля 2012 г. N 340), или Федеральным [законом](#) от 3 декабря 2011 г. N 382-ФЗ "О государственной информационной системе топливно-энергетического комплекса" <6>.

-----

<5> Зарегистрирован Минюстом России 6 сентября 2012 г., регистрационный N 25386, с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 15 июня 2016 г. N 534 (зарегистрирован Минюстом России 30 августа 2016 г., регистрационный N 43493), от 26 декабря 2016 г. N 1404 (зарегистрирован Минюстом России 10 апреля 2017 г., регистрационный N 46311), от 20 декабря 2017 г. N 1194 (зарегистрирован Минюстом России 13 февраля 2018 г., регистрационный N 50023), от 8 февраля 2019 г. N 80 (зарегистрирован Минюстом России 6 марта 2019 г., регистрационный N 53968), от 16 августа 2019 г. N 865 (зарегистрирован Минюстом России 8 ноября 2019 г., регистрационный N 56457), от 29 декабря 2020 г. N 1206 (зарегистрирован Минюстом России 29 января 2021 г., регистрационный N 62280), от 14 апреля 2022 г. N 325 (зарегистрирован Минюстом России 2 июня 2022 г., регистрационный N 68710).

<6> Собрание законодательства Российской Федерации, 2011, N 49, ст. 7060; 2022, N 24, ст. 3934.

Системный оператор также вправе использовать при осуществлении оперативно-диспетчерского управления сведения, полученные им от субъектов электроэнергетики в соответствии с [порядком](#) предоставления информации субъектами электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России от 23 июля 2012 г. N 340, и предоставляемые системным оператором в соответствии с указанным [порядком](#) в Минэнерго России.

Субъект оперативно-диспетчерского управления обеспечивает Минэнерго России доступ к информации, необходимой для реализации возложенных на Минэнерго России полномочий, в случае, если аналогичная по содержанию, степени детализации, периодичности и срокам предоставления информация направлялась субъектами электроэнергетики субъекту оперативно-диспетчерского управления в обязательном порядке в соответствии с Правилами.

7. В период до 31 декабря 2023 г. включительно субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами электроэнергетики и (или) энергопринимающими устройствами, функционирующими в составе технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, предоставляют информацию в соответствии с Правилами в диспетчерские центры субъектов оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, а также в тестовом режиме в диспетчерские центры системного оператора.

Начиная с 1 января 2024 г. указанные в [абзаце первом](#) настоящего пункта субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии предоставляют информацию только в

диспетчерские центры системного оператора.

8. В период до 31 декабря 2023 г. включительно субъекты оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах предоставляют в диспетчерские центры системного оператора информацию, полученную ими от субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, не позднее 5 рабочих дней с даты получения такой информации.

В указанный в абзаце первом настоящего пункта период субъекты оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, совмещающие деятельность по производству и купле-продаже (поставке) электрической энергии и (или) передаче электрической энергии с деятельностью по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, предоставляют информацию о принадлежащих им на праве собственности или на ином законном основании объектах электроэнергетики в диспетчерские центры системного оператора в соответствии с требованиями, установленными Правилами для иных субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии.

9. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами по производству электрической энергии, установленная генерирующая мощность которых в совокупности равна или превышает 5 МВт (с детализацией по отдельным электростанциям, установленная генерирующая мощность каждой из которых равна или превышает 5 МВт), и (или) объектами электросетевого хозяйства классом напряжения 110 кВ и выше, а также субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании иными объектами по производству электрической энергии и (или) объектами электросетевого хозяйства в случае, если такие объекты или их оборудование относятся к объектам диспетчеризации, предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления:

а) нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики на предстоящий период, разработанные, согласованные с субъектом оперативно - диспетчерского управления и утвержденные субъектом электроэнергетики, потребителем электрической энергии в соответствии с требованиями к графическому исполнению нормальных (временных нормальных) схем электрических соединений объектов электроэнергетики и порядку их согласования с диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными приказом Минэнерго России от 16 августа N 854 <7> (далее - требования к графическому исполнению схем), в следующие сроки:

-----

<7> Зарегистрирован Минюстом России 5 декабря 2019 г., регистрационный N 56709.

ежегодно до 1 января;

при реконструкции (техническом перевооружении, модернизации) объектов электроэнергетики, вводе в эксплуатацию (выводе из эксплуатации) электротехнического или энергетического оборудования, изменении диспетчерских наименований отходящих линий электропередачи, электротехнического или энергетического оборудования объекта электроэнергетики или наличии иных оснований, требующих разработки новой (актуализации) нормальной схемы электрических соединений объекта электроэнергетики, - не позднее 3 рабочих дней со дня утверждения такой схемы;

б) временные нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, разработанные, согласованные с субъектом оперативно-диспетчерского управления и

утвержденные субъектом электроэнергетики, потребителем электрической энергии в соответствии с [требованиями](#) к графическому исполнению схем, - перед началом этапа строительства (реконструкции, модернизации, технического перевооружения) объекта электроэнергетики, но не позднее представления в диспетчерский центр субъекта оперативно - диспетчерского управления комплексной программы ввода в работу новых (реконструированных, модернизированных) линий электропередачи, электротехнического или энергетического оборудования;

в) нормальные схемы электрических соединений основной электрической сети сетевой организации (включая линии электропередачи и оборудование объектов электросетевого хозяйства классом напряжения 110 кВ) с обозначением типов оборудования и нормального состояния коммутационных аппаратов в следующие сроки:

ежегодно до 1 января;

при реконструкции (техническом перевооружении, модернизации) объектов электроэнергетики - в течение 3 рабочих дней со дня пересмотра и утверждения указанных схем в новой редакции;

г) схемы организации каналов телефонной связи для оперативных переговоров, передачи телеметрической информации и иной технологической информации, используемой для задач оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, передачи команд дистанционного управления - ежегодно до 31 января;

д) списки работников, допущенных к производству переключений и ведению оперативных переговоров (включая оперативный персонал и работников из числа административно-технического и ремонтного персонала, которым предоставлены права оперативного персонала), работников, уполномоченных выдавать разрешение на деблокирование при неисправности оперативной блокировки, и работников из числа оперативного и административно-технического персонала, имеющих право подачи и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики, - отдельно по каждому объекту электроэнергетики (электростанции, подстанции), оборудование и устройства которого отнесены к объектам диспетчеризации, а также отдельно по каждому центру управления сетями, центру управления ветровыми (солнечными) электростанциями, структурному подразделению потребителя электрической энергии, созданному для осуществления функций оперативно-технологического управления, в том числе функций технологического управления и ведения, в отношении принадлежащих ему объектов электросетевого хозяйства, в случае если линии электропередачи и (или) оборудование и устройства, находящиеся в технологическом управлении и ведении таких центров управления или структурных подразделений, относятся к объектам диспетчеризации, в следующие сроки:

ежегодно до 1 января;

по мере изменения указанных списков - не позднее, чем за 1 рабочий день до ввода в действие изменений, внесенных в такие списки (до допуска таких работников к самостоятельной работе);

е) списки работников, уполномоченных представлять в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления оперативную информацию об авариях в электроэнергетике и нештатных ситуациях на объектах электроэнергетики, в следующие сроки:

ежегодно до 1 января;

по мере изменения указанных списков - не позднее чем за 1 рабочий день до вступления в силу изменений, внесенных в такие списки;

ж) данные автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии, а также данные технического учета электрической энергии - в порядке и сроки, установленные договором о присоединении к торговой системе оптового рынка и (или) договорами возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, соглашениями о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности функционирования Единой энергетической системы России (технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы) (далее - соглашения о технологическом взаимодействии).

10. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления информацию о параметрах и характеристиках принадлежащих им на праве собственности или на ином законном основании:

линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше, оборудования классом напряжения 110 кВ и выше, входящего в состав объектов электросетевого хозяйства и (или) объектов по производству электрической энергии;

линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и ниже, оборудования классом напряжения 110 кВ и ниже, входящего в состав объектов электросетевого хозяйства и (или) объектов по производству электрической энергии, - в случае если такие линии электропередачи или оборудование относятся к объектам диспетчеризации;

генерирующего оборудования, входящего в состав объектов по производству электрической энергии, установленная мощность которых составляет 5 МВт или более;

линий электропередачи, трансформаторов, токоограничивающих реакторов, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и коммутационных аппаратов, не указанных в абзацах втором и третьем настоящего пункта, через которые осуществляется связь генерирующего оборудования с электрической сетью напряжением 110 кВ и выше и (или) которые обеспечивают выдачу мощности объекта по производству электрической энергии установленной генерирующей мощностью 5 МВт или более в электрическую сеть напряжением 110 кВ и выше (за исключением указанных в настоящем абзаце линий электропередачи и оборудования, входящих в состав ветровых и солнечных электростанций или обеспечивающих выдачу мощности таких электростанций);

преобразователей в составе ветровых и солнечных электростанций, установленная генерирующая мощность которых составляет 5 МВт или более.

Информация, указанная в абзацах первом - шестом настоящего пункта, представляется в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в соответствии с перечнем параметров и характеристик, приведенным в таблице приложения N 1 к Правилам, с соблюдением форм предоставления информации, указанных в приложении N 2 к Правилам, в следующие сроки:

ежегодно до 1 апреля года, следующего за отчетным календарным годом;

при планируемом вводе в работу вновь построенных (реконструированных, модернизированных, технически перевооруженных) объектов электроэнергетики, входящего в их состав оборудования - за 6 месяцев до предполагаемой даты ввода в работу соответствующих линий электропередачи, оборудования или в иной согласованный субъектом оперативно-диспетчерского управления срок в зависимости от сложности вводимого объекта электроэнергетики, но не позднее чем за 2 месяца до предполагаемой даты ввода в работу таких линий электропередачи, оборудования;

не позднее 3 рабочих дней после изменения параметров и (или) характеристик линий электропередачи, оборудования (в том числе определения значений параметров и характеристик

или уточнения их значений по сравнению с ранее предоставленными предварительными (проектными и справочными) данными по результатам испытаний при вводе новых (реконструированных, модернизированных, технически перевооруженных) объектов электроэнергетики или входящего в их состав оборудования в работу) с указанием причин изменений.

В случае отсутствия за прошедший отчетный период изменений параметров и характеристик линий электропередачи, оборудования объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства, указанных в [приложении N 1](#) к Правилам, субъект электроэнергетики или потребитель электрической энергии подтверждает актуальность ранее представленной в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления информации посредством направления письма за подписью руководителя или иного уполномоченного на осуществление таких действий лица субъекта электроэнергетики или потребителя электрической энергии, за исключением случаев, указанных в [абзаце тринадцатом](#) настоящего пункта Правил.

При изменении части параметров или характеристик линий электропередачи, оборудования из числа указанных в [приложении N 1](#) к Правилам информация предоставляется только в части произошедших изменений.

Предоставление в срок до 1 апреля 2024 г. информации о параметрах и характеристиках линий электропередачи, оборудования объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства в формате, предусмотренном [пунктом 14](#) Правил, осуществляется однократно в полном объеме, определяемом в соответствии с [приложениями N 1 и N 2](#) к Правилам.

11. Юридические и физические лица, имеющие намерение осуществить технологическое присоединение к электрическим сетям объекта электроэнергетики или энергопринимающего устройства (далее - заявители), которые в соответствии с требованиями [Правил](#) 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, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. N 861 <8> (далее - Правила технологического присоединения), и [Правил](#) разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утвержденных приказом Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. N 1195 <9> (далее - Правила разработки и согласования схем выдачи мощности и схем внешнего электроснабжения), обязаны разрабатывать схемы выдачи мощности объектов по производству электрической энергии (далее - схема выдачи мощности) или схемы внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии (далее - схема внешнего электроснабжения), предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в отношении объектов электроэнергетики и (или) входящего в их состав оборудования, соответствующих критериям, указанным в [абзацах втором - шестом пункта 10](#) Правил, информацию об их планируемых параметрах и характеристиках, указанных в таблице [приложения N 3](#) к Правилам.

-----  
<8> Собрание законодательства Российской Федерации, 2014, N 52, ст. 5525; официальный интернет-портал правовой информации ([www.pravo.gov.ru](http://www.pravo.gov.ru)), 2023, 23 января, N 0001202301230025.

<9> Зарегистрирован Минюстом России 27 апреля 2021 г., регистрационный N 63248, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 6 декабря 2022 г. N 1286 (зарегистрирован Минюстом России 30 декабря 2022 г., регистрационный N 71920).

Информация, указанная в [абзаце первом](#) настоящего пункта Правил, предоставляется:

заявителями, указанными в [абзаце первом](#) настоящего пункта Правил, как в отношении планируемых ими к технологическому присоединению к электрической сети объектов электроэнергетики, энергопринимающих устройств, так и в отношении объектов электроэнергетики (в том числе объектов электроэнергетики сетевой организации или третьих лиц), технические решения по строительству, реконструкции, модернизации которых для обеспечения технической возможности технологического присоединения объекта заявителя предусмотрены схемой выдачи мощности или схемой внешнего электроснабжения;

на основании технических решений, параметров и характеристик, предусмотренных схемой выдачи мощности или схемой внешнего электроснабжения, согласованной и утвержденной в соответствии с [Правилами](#) разработки и согласования схем выдачи мощности и схем внешнего электроснабжения;

не позднее 10 рабочих дней с даты заключения с сетевой организацией в отношении соответствующего объекта электроэнергетики, энергопринимающего устройства договора об осуществлении технологического присоединения к электрической сети, а в случае технологического присоединения к объектам единой национальной (общероссийской) электрической сети по индивидуальному проекту - в течение 10 рабочих дней с даты заключения соглашения о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по индивидуальному проекту.

12. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в отношении планируемых к строительству (реконструкции, модернизации, техническому перевооружению) объектов электроэнергетики и (или) входящего в их состав оборудования, соответствующих критериям, указанным в [абзацах втором - шестом пункта 10](#) Правил, информацию об их проектных параметрах и характеристиках, указанных в таблице [приложения N 3](#) к Правилам.

Информация, указанная в [абзаце первом](#) настоящего пункта Правил, предоставляется:

не позднее 10 рабочих дней с даты получения положительного заключения по результатам экспертизы проектной документации (в случае, если в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности проектная документация подлежит экспертизе) или утверждения проектной документации на строительство (реконструкцию, модернизацию, техническое перевооружение) объекта электроэнергетики (в случае, если в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности экспертиза проектной документации не требуется);

на основании технических решений, параметров и характеристик объекта электроэнергетики, входящего в его состав оборудования, предусмотренных проектной документацией на строительство (реконструкцию, модернизацию, техническое перевооружение) такого объекта электроэнергетики, указанной в [абзаце третьем](#) настоящего пункта.

13. Начиная с 1 января 2024 г. предоставление в диспетчерские центры системного оператора информации, предусмотренной [пунктами 10 - 12](#) Правил, должно осуществляться с указанием в отношении каждого объекта электроэнергетики, каждой единицы оборудования машиночитаемого уникального идентификатора mRID, присвоенного в соответствии с [Правилами](#) формирования и поддержания в актуальном состоянии цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем для целей перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. N 2557 <10> (далее - Правила формирования и поддержания в актуальном состоянии информационных и расчетных моделей энергосистем).

-----  
<10> Официальный интернет-портал правовой информации ([www.pravo.gov.ru](http://www.pravo.gov.ru)), 2023, 23 января, N 0001202301230022.

В случае если в соответствии с [Правилами](#) формирования и поддержания в актуальном состоянии информационных и расчетных моделей энергосистем присвоение идентификатора mRID в отношении определенного объекта электроэнергетики, оборудования относится к функциям системного оператора, субъект электроэнергетики, потребитель электрической энергии первично предоставляет информацию о параметрах и характеристиках такого объекта электроэнергетики, оборудования с указанием присвоенного указанным субъектом электроэнергетики, потребителем электрической энергии идентификатора mRID.

При получении от системного оператора информации о присвоении им соответствующему объекту электроэнергетики, оборудованию иного значения идентификатора mRID в последующем предоставление в диспетчерские центры системного оператора информации в отношении такого объекта электроэнергетики, оборудования должно осуществляться с указанием идентификатора mRID, присвоенного системным оператором.

При получении от системного оператора информации об акцептовании им значения идентификатора mRID, указанного субъектом электроэнергетики, потребителем электрической энергии при первичном предоставлении информации, такой идентификатор mRID признается присвоенным системным оператором и подлежит использованию при последующем предоставлении информации в соответствии с [Правилами](#).

14. Начиная с 1 января 2024 г. предоставление в диспетчерские центры системного оператора информации, предусмотренной [пунктами 10 - 12](#) Правил, должно осуществляться:

в формате, соответствующем требованиям [раздела 5](#) национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58651.1-2019 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Основные положения" <11> и [приложения А](#) к указанному национальному стандарту;

-----  
<11> Утвержден и введен в действие [приказом](#) Росстандарта от 12 ноября 2019 г. N 1103-ст (М., "Стандартинформ", 2019), с изменением N 1, утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 29 декабря 2022 г. N 1684-ст (М., "Стандартинформ", 2023).

в соответствии с профилями информационной модели, определенными [разделами 4 - 6](#) национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58651.2-2019 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Базисный профиль информационной модели" <12> (далее - ГОСТ Р 58651.2-2019) и [приложениями А - В](#) к ГОСТ Р 58651.2-2019, [разделами 4 - 6](#) национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58651.3-2020 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели линий электропередачи и электросетевого оборудования напряжением 110 - 750 кВ" <13> (далее - ГОСТ Р 58651.3-2020) и [приложениями А и Б](#) к ГОСТ Р 58651.3-2020, а также [разделами 4 - 6](#) национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58651.4-2020 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели генерирующего оборудования" <14> (далее - ГОСТ Р 58651.4-2020) и [приложением А](#) к ГОСТ Р 58651.4-2020.

<12> Утвержден и введен в действие [приказом](#) Росстандарта от 12 ноября 2019 г. N 1104-ст (М., "Стандартинформ", 2019), с изменением N 1, утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 29 декабря 2022 г. N 1685-ст (М., "Стандартинформ", 2023).

<13> Утвержден и введен в действие [приказом](#) Росстандарта от 24 ноября 2020 г. N 1145-ст (М., "Стандартинформ", 2020), с изменением N 1, утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 29 декабря 2022 г. N 1686-ст (М., "Стандартинформ", 2023).

<14> Утвержден и введен в действие [приказом](#) Росстандарта от 24 ноября 2020 г. N 1146-ст (М., "Стандартинформ", 2020), с изменением N 1, утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 29 декабря 2022 г. N 1687-ст (М., "Стандартинформ", 2023).

Выполнение требований настоящего пункта обеспечивается в том числе посредством использования субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии специализированного программно-аппаратного комплекса или интернет-портала субъекта оперативно-диспетчерского управления в соответствии с [пунктом 4](#) Правил.

Требования [абзаца первого](#) настоящего пункта Правил не применяются в отношении параметров и характеристик, указанных в [подпункте "к" подпункта 1.1](#) и [подпункте "б" подпункта 1.3 пункта 1](#), [подпункте "ф" подпункта 2.2](#), [подпункте "к" подпункта 2.3](#), [подпункте "т" подпункта 2.4 пункта 2](#) и [подпункте "в" пункта 3](#) таблицы приложения N 1 к Правилам, а также в случае, когда в соответствии с [приложением N 1](#) к Правилам требуется предоставление информации в виде графического изображения или схемы (эскиза).

15. При вводе в работу новых (реконструированных, модернизированных, технически перевооруженных) объектов по производству электрической энергии и (или) объектов электросетевого хозяйства, нового (модернизированного) оборудования субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, указанные в [пункте 9](#) Правил, предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления:

а) укрупненный график ввода в работу нового (реконструированного, модернизированного, технически перевооруженного) объекта по производству электрической энергии и (или) объекта электросетевого хозяйства, нового (модернизированного) оборудования, предусматривающий основные этапы выполнения строительно-монтажных, пусконаладочных работ на объекте (объектах) электроэнергетики и планируемые сроки включения в работу линий электропередачи и оборудования, номинальное напряжение которых составляет 110 кВ и выше, и комплексов противоаварийной автоматики, относящихся к объектам диспетчеризации, - за 6 месяцев до предполагаемой даты ввода в работу соответствующего объекта электроэнергетики (очереди строительства (реконструкции), пускового комплекса), оборудования, комплекса противоаварийной автоматики или в иной согласованный с субъектом оперативно-диспетчерского управления срок в зависимости от сложности вводимого объекта электроэнергетики (очереди, пускового комплекса), но не позднее чем за 2 месяца до предполагаемой даты ввода их в работу или проведения комплексного опробования;

б) документ, подписанный уполномоченным лицом субъекта электроэнергетики или потребителя электрической энергии, подтверждающий готовность к вводу в работу (постановке под напряжение, включению под нагрузку, проведению пробного пуска (для генерирующего оборудования) новых, реконструированных, модернизированных линий электропередачи, оборудования, включая успешное проведение индивидуальных и функциональных испытаний, проведение проверки и реализацию настройки устройств (комплексов) релейной защиты и автоматики (далее - РЗА) и их готовность к вводу в работу, обеспеченность вводимого объекта необходимой инструктивной и оперативной документацией и персоналом, - до подачи субъектом электроэнергетики или потребителем электрической энергии в диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления диспетчерской заявки на ввод в работу новой (реконструированной, модернизированной) линии электропередачи или нового

(реконструированного, модернизированного) оборудования, постановку их под нагрузку (в том числе для целей проведения испытаний), проведение пробного пуска и связанную с ними подачу рабочего напряжения;

в) копию разрешения (разрешений) на допуск в эксплуатацию энергопринимающих установок потребителя электрической энергии, объекта по производству электрической энергии и (или) объекта электросетевого хозяйства (далее - разрешение на допуск), выданного органом федерального государственного энергетического надзора, а при проведении пробных пусков и комплексных испытаний генерирующего оборудования, комплексного опробования или иных испытаний линий электропередачи, оборудования вновь вводимого (реконструированного, модернизированного, технически перевооруженного) объекта электроэнергетики в рамках пусконаладочных работ - копию временного разрешения на допуск соответствующих энергоустановок на период пусконаладочных работ, выданного органом федерального государственного энергетического надзора, - в сроки, указанные в **подпункте "б"** настоящего пункта Правил, если получение такого разрешения (временного разрешения) на допуск требуется в соответствии с **Правилами** выдачи разрешений на допуск в эксплуатацию энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30 января 2021 г. N 85 <15>, за исключением следующих случаев:

-----

<15> Собрание законодательства Российской Федерации, 2021, N 6, ст. 984; 2022, N 1, ст. 193. Данное постановление действует до 1 января 2027 г.

замена на объекте электроэнергетики трансформаторного оборудования или средств компенсации реактивной мощности без изменения их мощности и схемы подключения;

замена на объекте электроэнергетики выключателей, трансформаторов тока и напряжения, разъединителей без изменения схемы подключения;

замена отдельных опор, участков линии электропередачи и (или) отдельных элементов линии электропередачи без изменения схемы подключения;

установка новых и замена существующих устройств РЗА, средств диспетчерского и технологического управления, создание и модернизация автоматизированных систем технологического управления или автоматизированных систем управления технологическими процессами объекта электроэнергетики.

16. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами по производству электрической энергии, в случаях технологического присоединения объектов по производству электрической энергии к электроэнергетической системе и (или) изменения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования таких объектов предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления акты об общесистемных технических параметрах и характеристиках генерирующего оборудования в соответствии с **Правилами** проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования, утвержденными приказом Минэнерго России от 11 февраля 2019 г. N 90 <16>, с приложением копий следующих подтверждающих документов:

-----

<16> Зарегистрирован Минюстом России 28 марта 2019 г., регистрационный N 54200, с учетом изменений, внесенных приказом Минэнерго России от 20 октября 2020 г. N 917 (зарегистрирован

Минюстом России 17 декабря 2020 г., регистрационный N 61530).

а) технических паспортов или иных документов, содержащих паспортные данные генерирующего оборудования;

б) для объектов по производству электрической энергии, технологически присоединяемых к электрическим сетям или установленная генерирующая мощность которых увеличивается в результате ввода в эксплуатацию (реконструкции, модернизации) основного энергетического оборудования, - акта о выполнении технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям, акта о результатах комплексного опробования вышеуказанного оборудования, акта приемки законченного строительством генерирующего объекта, разрешения на ввод объекта в эксплуатацию, полученного в соответствии с градостроительным законодательством Российской Федерации, а также разрешения органа федерального государственного энергетического надзора на допуск в эксплуатацию соответствующих энергоустановок;

в) для объектов по производству электрической энергии, установленная генерирующая мощность которых увеличивается в результате перемаркировки основного энергетического оборудования, - документов, указанных в [подпункте "б"](#) настоящего пункта (в случае если ранее такие документы не предоставлялись в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления), и заявления собственника или иного законного владельца перемаркируемого оборудования, подтверждающего возможность длительной эксплуатации оборудования с повышенной мощностью при нормальных условиях (номинальных параметрах).

17. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами по производству электрической энергии, гарантирующие поставщики, энергосбытовые организации, потребители электрической энергии - участники оптового рынка электрической энергии и мощности (далее - оптовый рынок), организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, иные собственники и законные владельцы объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, территориальные сетевые организации, а также иные собственники и законные владельцы линий электропередачи, пересекающих границу субъекта Российской Федерации, предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления показатели фактического баланса электрической энергии по субъектам электроэнергетики по форме, установленной [приложением N 4](#) к Правилам, в следующие сроки:

ежедневно до 7:00 местного времени суток, следующих за отчетными;

ежемесячно до 7 числа месяца, следующего за отчетным.

В случае, если договором о присоединении к торговой системе оптового рынка в отношении организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью установлена иная форма ежедневного предоставления системному оператору информации о показателях фактического баланса электрической энергии, организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью вправе предоставлять системному оператору указанную в [абзаце первом](#) настоящего пункта информацию по такой форме с соблюдением срока ее ежедневного предоставления, установленного [абзацем вторым](#) настоящего пункта.

18. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании тепловыми электростанциями, установленная генерирующая мощность которых равна или превышает 25 МВт (с детализацией по отдельным электростанциям, установленная генерирующая мощность каждой из которых равна или превышает 25 МВт), а также иные субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, генерирующее оборудование тепловых электростанций которых отнесено к объектам

диспетчеризации, и установленная генерирующая мощность которого равна или превышает 5 МВт, предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления сведения о наличии топлива на тепловых электростанциях и вводе графиков ограничения поставок газа в сроки и объеме, предусмотренные [приложением N 5](#) к Правилам.

19. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании гидроэлектростанциями, установленная генерирующая мощность которых в совокупности равна или превышает 5 МВт (с детализацией по каждой гидроэлектростанции, установленная генерирующая мощность которой равна или превышает 5 МВт), предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления:

а) водно-энергетические показатели работы гидроэлектростанций - ежедневно до 8:30 московского времени суток, следующих за отчетными, по форме, установленной [приложением N 6](#) к Правилам;

б) сведения о текущих запасах воды в основных водохранилищах гидроэлектростанций - ежедневно до 10:00 московского времени суток, следующих за отчетными, по форме, установленной [приложением N 7](#) к Правилам;

в) справочную информацию о запасах воды в основных водохранилищах гидроэлектростанций - ежегодно до 10 декабря по форме, установленной [приложением N 8](#) к Правилам.

20. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании линиями электропередачи, оборудованием и устройствами объектов электроэнергетики, относящимися к объектам диспетчеризации, предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в режиме реального времени:

а) телеметрическую информацию (телеизмерения и телесигнализацию) о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии объектов диспетчеризации в соответствии с перечнем точек измерения и требованиями к объему и составу указанной информации, установленными субъектом оперативно-диспетчерского управления в соответствии с [пунктом 53](#) Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. N 937 <17>, [Правилами](#) не дискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. N 861 <18> (далее - Правила недискриминационного доступа), или условиями договоров возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и соглашений о технологическом взаимодействии;

-----

<17> [Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, N 34, ст. 5483; 2021, N 6, ст. 985.](#)

<18> [Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 52 \(часть 2\), ст. 5525; 2009, N 9, ст. 1103.](#)

б) информацию от низовых устройств централизованных систем противоаварийной автоматики, необходимую для функционирования этих систем, информацию с терминалов автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности, необходимую для функционирования центральной координирующей и централизованных систем автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности, а также

информацию систем мониторинга переходных режимов энергосистемы - в соответствии с требованиями к объему и составу указанной информации, установленными субъектом оперативно-диспетчерского управления в соответствии с [Правилами](#) недискриминационного доступа или условиями договоров возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и соглашений о технологическом взаимодействии.

21. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами по производству электрической энергии и (или) объектами электросетевого хозяйства, в отношении комплексов и устройств РЗА которых расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования либо их согласование осуществляются диспетчерскими центрами, предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления:

а) информацию и документы, необходимые для выполнения расчетов и выбора (согласования) параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА, в соответствии с [Правилами](#) взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. N 100 <19> (далее - Правила взаимодействия при настройке устройств релейной защиты и автоматики);

-----

<19> Зарегистрирован Минюстом России 14 марта 2019 г., регистрационный N 54037, с учетом изменений, внесенных приказами Минэнерго России от 10 июля 2020 г. N 546 (зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г., регистрационный N 60537), от 13 июля 2020 г. N 556 (зарегистрирован Минюстом России 4 декабря 2020 г., регистрационный N 61282).

б) документы и информацию о выполнении заданий диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления по настройке устройств РЗА в соответствии с [Правилами](#) взаимодействия при настройке устройств релейной защиты и автоматики;

в) информацию (с указанием диспетчерских наименований объектов электроэнергетики, на которых установлены устройства РЗА) об использовании для мониторинга функционирования микропроцессорных устройств РЗА автоматизированной системы мониторинга и анализа функционирования устройств РЗА, обеспечивающей выполнение функций такого мониторинга в соответствии с требованиями [Правил](#) технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденных приказом Минэнерго России от 13 июля 2020 г. N 555 <20>, - до 10 июля отчетного года и до 10 января года, следующего за отчетным периодом.

-----

<20> Зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г., регистрационный N 60538.

22. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, указанные в [пункте 21](#) Правил, а также субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, линии электропередачи, оборудование и устройства которых относятся к объектам диспетчеризации, предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления копии осциллограмм, записи автономных регистраторов аварийных событий и регистраторов микропроцессорных терминалов РЗА, журналы внутренних событий и срабатываний микропроцессорных терминалов РЗА, данные системы мониторинга переходных режимов по запросу диспетчерского центра субъекта оперативно-диспетчерского управления в течение 2 календарных дней со дня получения запроса или путем предоставления диспетчерскому центру субъекта оперативно-диспетчерского управления удаленного доступа к соответствующей информации в автоматическом или автоматизированном режиме в соответствии с [разделами 2 - 7](#)

национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 59550-2021 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика, сбор, хранение и передача в диспетчерские центры в автоматическом режиме файлов с данными регистрации аварийных событий. Нормы и требования" <21>.

-----  
<21> Утвержден и введен в действие [приказом](#) Росстандарта от 3 июня 2021 г. N 504-ст (М., "Стандартинформ", 2021).

23. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании воздушными линиями электропередачи и (или) воздушными участками кабельно-воздушных линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше, относящимся к объектам диспетчеризации, не позднее 24 часов с момента выявления факта образования гололедно-изморозевых отложений, параметры которых соответствуют IV и выше гололедному району в соответствии с [требованиями](#) по плавке гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи, утвержденными приказом Минэнерго России от 19 декабря 2018 г. N 1185 <22>, предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления следующую оперативную информацию о параметрах гололедообразования на проводах и грозозащитных тросах таких линий электропередачи:

-----  
<22> Зарегистрирован Минюстом России 22 января 2019 г., регистрационный N 53476.

в отношении линий электропередачи или их участков, не оснащенных автоматизированной системой мониторинга гололедообразования, - места образования выявленных гололедно-изморозевых отложений, размеры, толщину стенки, плотность и вид гололедно-изморозевых отложений, скорость ветра и температуру окружающего воздуха в месте их образования;

в отношении линий электропередачи или их участков, оснащенных автоматизированной системой мониторинга гололедообразования, - весовую нагрузку отложений, а также имеющуюся информацию о скорости ветра, температуре и влажности окружающего воздуха в местах установки датчиков мониторинга гололедообразования.

24. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, получившие от диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления задания на проведение контрольных или иных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения (далее - замеры), предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления информацию по результатам обработки замеров на принадлежащих им объектах электроэнергетики и энергопринимающих устройствах (сетевые организации - также по результатам обработки замеров на технологически присоединенных к электрическим сетям данных сетевых организаций объектах электросетевого хозяйства смежных сетевых организаций и энергопринимающих устройствах потребителей электрической энергии, организованных в соответствии с [пунктом 135](#) Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. N 442 <23>, с соблюдением форм предоставления информации, указанных в [приложении N 9](#) к Правилам, в следующие сроки:

-----  
<23> Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, N 23, ст. 3008.

результаты замеров параметров электрического режима в дни зимних и летних контрольных замеров - в течение 10 рабочих дней с даты проведения соответствующего контрольного замера;

результаты замеров величин нагрузок по присоединениям и энергопринимающим устройствам, подключенным под действие противоаварийной автоматики и (или) включенным в графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), в дни зимних и летних контрольных замеров - ежегодно до 1 сентября отчетного года и до 20 февраля года, следующего за отчетным;

результаты иных замеров - в течение 10 рабочих дней с даты проведения замеров.

25. Организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальные сетевые организации (далее - сетевые организации), а также иные хозяйствующие субъекты, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами электросетевого хозяйства, предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления сведения о технологическом присоединении объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств к электрическим сетям ежемесячно до 15 числа месяца, следующего за отчетным, по форме, установленной [приложением N 10](#) к Правилам.

Указанные в [абзаце первом](#) настоящего пункта Правил сведения о технологическом присоединении предоставляются первично в отношении всех полученных сетевыми организациями заявок на технологическое присоединение к электрическим сетям и выданных технических условий для технологического присоединения к электрическим сетям независимо от стадии их реализации.

В последующем предоставление в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления информации в соответствии с настоящим пунктом осуществляется только при появлении новых сведений и (или) изменении ранее предоставленных сведений о технологическом присоединении в части информации о технологическом присоединении объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств, по которым произошли изменения.

В случае отсутствия за прошедший отчетный месяц новых сведений о технологическом присоединении и изменений в ранее предоставленных в соответствии с настоящим пунктом сведениях повторное предоставление в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления ранее предоставленной информации не требуется.

В отношении объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, максимальная мощность которых составляет 670 кВт и более, сетевые организации и иные хозяйствующие субъекты, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами электросетевого хозяйства, также ежемесячно до 15 числа месяца, следующего за отчетным, предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления копии выданных такими организациями за прошедший месяц технических условий для технологического присоединения к электрическим сетям и изменений, внесенных в технические условия.

26. Сетевые организации предоставляют в диспетчерские центры системного оператора:

а) сведения о максимальной мощности ранее технологически присоединенных к электрическим сетям энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии максимальной мощностью 10 МВт и более в соответствии с документами о технологическом присоединении по форме, установленной [приложением N 11](#) к Правилам, с приложением копий актов об осуществлении технологического присоединения (в случае если технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителя электрической энергии выполнено до вступления в силу [Правил](#) технологического присоединения - копий иных имеющихся у сетевой организации документов, подтверждающих технологическое присоединение таких энергопринимающих устройств к электрическим сетям и величину их максимальной мощности), в

следующие сроки:

однократно в полном объеме - в течение 10 рабочих дней со дня вступления в силу Правил;

при изменении ранее представленной информации - до 15 числа месяца, следующего за месяцем, в котором произошли соответствующие изменения;

б) ежегодно в срок до 10 февраля (в 2023 году в течение 10 рабочих дней со дня вступления в силу Правил):

сведения о привлечении кредитных ресурсов в календарном году, предшествующем году предоставления информации (далее - отчетный год), по форме, установленной [приложением N 12](#) к Правилам;

сведения о затратах на осуществление деятельности по передаче электрической энергии за отчетный год по форме, установленной [приложением N 13](#) к Правилам;

в) сведения о выбросах парниковых газов за отчетный год - ежегодно в срок до 1 апреля года, следующего за отчетным, по форме, установленной [приложением N 14](#) к Правилам.

27. Сетевые организации ежегодно в срок до 1 марта представляют в диспетчерские центры системного оператора следующую информацию на период продолжительностью 6 календарных лет подряд, начиная с года, следующего за годом предоставления информации (далее - среднесрочный период), с разбивкой по годам указанного периода:

а) предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций с высшим классом напряжения 110 (150) кВ, на которых по результатам одного или нескольких контрольных замеров, проведенных в течение пятилетнего периода, предшествующего году предоставления информации, и (или) с учетом нагрузки энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, планируемых к технологическому присоединению к электрическим сетям в соответствии с заключенными договорами об осуществлении технологического присоединения, зафиксировано или прогнозируется превышение допустимой нагрузки трансформаторного оборудования, и выбору номинальной мощности вновь устанавливаемых трансформаторов с учетом планов по технологическому присоединению к электрическим сетям.

К указанным в настоящем подпункте Правил предложениям должны быть приложены результаты расчетов загрузки подстанций с высшим классом напряжения 110 (150) кВ, выполненных в соответствии с требованиями [методических указаний](#) по проектированию развития энергосистем, утверждаемых Минэнерго России в соответствии с [подпунктом "в" пункта 2](#) постановления Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. N 937 "Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" (далее - методические указания по проектированию развития энергосистем), с указанием следующей информации:

величин фактической нагрузки трансформаторов в дни контрольных замеров для каждого года пятилетнего периода, предшествующего году представления информации, в соответствии с [таблицей 1](#) приложения N 15 к Правилам;

сведений о техническом состоянии и перегрузочной способности трансформаторов для различных температурных условий в соответствии с [таблицей 2](#) приложения N 15 к Правилам;

возможности и величины (МВА) перевода нагрузки с рассматриваемой подстанции с высшим классом напряжения 110 (150) кВ на другие центры питания по электрическим сетям напряжением 6 - 35 кВ с учетом перегрузочной способности трансформаторов;

сведений о фактической максимальной и прогнозной загрузке подстанций с высшим классом

напряжения 110 (150) кВ с учетом заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, присоединение которых планируется к рассматриваемой подстанции (в том числе опосредованно по сети напряжением 6 - 35 кВ) в соответствии с [таблицей 3](#) приложения N 15 к Правилам;

б) предложения по строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства классом напряжения 110 (150) кВ, в том числе являющихся альтернативными развитию электрических сетей классом напряжения 35 кВ и ниже, за исключением случаев повышения категории надежности энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии.

К указанным в настоящем подпункте предложениям должны быть приложены:

описание схемно-режимных и режимно-балансовых ситуаций в электрической сети напряжением 6 - 110 (150) кВ, в которых выявлен риск возникновения недопустимых параметров электроэнергетического режима работы, с указанием информации о характерном времени года, температурных условиях и состоянии электрической сети в описанных схемно-режимных и режимно-балансовых ситуациях, длительно допустимых и аварийно допустимых параметров всех линий электропередачи и электросетевого оборудования рассматриваемого энергорайона и приведением результатов обосновывающих расчетов электроэнергетических режимов;

описание схемно-режимных мероприятий, реализуемых для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, учитываемых в соответствии с [методическими указаниями](#) по проектированию развития энергосистем (при наличии таких мероприятий);

математические расчетные модели, использованные при проведении расчетов электроэнергетических режимов в целях разработки вариантов развития электрической сети, в формате программных комплексов, используемых системным оператором (в случае если математические расчетные модели, использованные при проведении расчетов электроэнергетических режимов в целях разработки вариантов развития электрической сети, сформированы в формате иных программных комплексов - пояснительная записка, содержащая информацию о перечне существующих, а также планируемых к вводу в эксплуатацию, реконструкции и выводу эксплуатации линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования, учтенных в таких математических моделях, с указанием типов оборудования, технических характеристик и расчетных параметров линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования в объеме, достаточном для выполнения расчетов электроэнергетических режимов), с приложением параметров схемы замещения электрической сети и графического отображения потокораспределения во всех рассмотренных схемно-режимных ситуациях;

карта-схема размещения объектов электроэнергетики напряжением 6 - 110 (150) кВ энергорайона;

сведения о величинах фактической нагрузки трансформаторов в дни контрольных замеров, фактической максимальной и прогнозной нагрузке подстанций с высшим классом напряжения 110 (150) кВ с учетом заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения в соответствии с [таблицами 1 и 3](#) приложения N 15 к Правилам;

сведения об альтернативных технических решениях (в том числе по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и ниже) с указанием информации в соответствии с [пунктом 28](#) Правил;

в) предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.

К указанным в настоящем подпункте предложениям должны быть приложены сведения об объеме недоотпуска электрической энергии за время прекращений (перерывов) электроснабжения, а также о фактическом ущербе (убытках) от прекращений (перерывов)

электроснабжения потребителей электрической энергии, обусловленных отключением элементов электрической сети, и его (их) возмещении по каждому году пятилетнего периода, предшествующего году представления информации, в соответствии с [таблицей 4](#) приложения N 15 к Правилам.

28. Указанные в [пункте 27](#) Правил предложения, а также альтернативные технические решения (при их наличии) должны предоставляться с указанием по каждому из предлагаемых мероприятий по строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства:

наименования мероприятия;

класса напряжения, мощности для трансформаторов и средств компенсации реактивной мощности, длины и марки провода для линий электропередачи;

принципиальных схем присоединения и схем распределительных устройств;

планируемых сроков реализации мероприятия;

величин капитальных затрат в базовых и текущих ценах на реализацию мероприятия с детализацией по составляющим.

29. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, которые владеют (будут владеть) на праве собственности или на ином законном основании объектами по производству электрической энергии, установленная генерирующая мощность которых равна или превышает 5 МВт, представляют системному оператору в отношении таких объектов по производству электрической энергии следующую информацию:

а) 1 раз в 6 лет начиная с 2023 года в срок до 1 сентября:

сведения о площадках размещения и технико-экономических показателях потенциально возможных к размещению тепловых электростанций (включая расширение на площадках действующих тепловых электростанций) по форме, установленной [приложением N 16](#) к Правилам, с приложением в электронном виде копии документации, содержащей результаты разработки (в том числе предварительной) технических решений по выдаче мощности электростанции (далее - документация, содержащая технические решения по выдаче мощности электростанции);

сведения о планируемом изменении структуры топливного баланса тепловых электростанций на период продолжительностью 18-ти календарных лет подряд, который начинается через 1 год после года предоставления информации (далее - долгосрочный период), с разбивкой по годам указанного периода по форме, установленной [приложением N 17](#) к Правилам;

сведения о существующих ограничениях по топливообеспечению тепловых электростанций и планируемых мероприятиях по их снятию по состоянию на год представления информации по форме, установленной [приложением N 18](#) к Правилам;

сведения о площадках размещения и технико-экономических показателях атомных электростанций по форме, установленной [приложением N 19](#) к Правилам, с приложением в электронном виде копии документации, содержащей технические решения по выдаче мощности электростанции;

сведения о площадках размещения, технико-экономических и водно-энергетических показателях новых гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций по форме, установленной [приложением N 20](#) к Правилам с приложением в электронном виде копии документации, содержащей технические решения по выдаче мощности электростанции;

сведения об изменении установленной генерирующей мощности и водноэнергетических

показателей существующих гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций с учетом реализации программ технического перевооружения и реконструкции на долгосрочный период по форме, установленной [приложением N 21](#) к Правилам;

б) ежегодно в срок до 1 мая на период продолжительностью 6-ти календарных лет подряд, который начинается с календарного года, следующего за годом предоставления информации (далее - среднесрочный период), а также 1 раз в 6 лет начиная с 2023 года в срок до 1 июня на долгосрочный период:

сведения о прогнозируемом потреблении электрической энергии на собственные, производственные и хозяйственные нужды гидроаккумулирующих электростанций по форме, установленной [приложением N 22](#) к Правилам;

сведения о прогнозируемом потреблении электрической энергии на собственные, производственные и хозяйственные нужды атомных электростанций по форме, установленной [приложением N 23](#) к Правилам;

в) ежегодно в срок до 1 мая на среднесрочный период, а также 1 раз в 6 лет начиная с 2023 года в срок до 1 сентября на долгосрочный период:

сведения о площадках размещения объектов по производству электрической энергии, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, строительство которых осуществляется по результатам конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, и прогнозных объемах годового и месячного производства электрической энергии на вновь вводимых ветровых и солнечных электростанциях по форме, установленной [приложением N 24](#) к Правилам;

сведения о прогнозных объемах годового и месячного производства электрической энергии на действующих ветровых и солнечных электростанциях по форме, установленной [приложением N 25](#) к Правилам;

сведения о динамике изменения установленной генерирующей мощности и прогнозе производства электрической энергии на атомных электростанциях по форме, установленной [приложением N 26](#) к Правилам;

г) ежегодно в срок до 1 мая:

сведения об ограничениях мощности объектов по производству электрической энергии, с использованием которых осуществляется деятельность на розничных рынках электрической энергии, по форме, установленной [приложением N 27](#) к Правилам;

сведения о годовых объемах выработки электрической энергии действующих и проектируемых гидроэлектростанций на основе проектных показателей по форме, установленной [приложением N 28](#) к Правилам;

сведения о работе тепловой электростанции за отчетный год по форме, установленной [приложением N 29](#) к Правилам;

сведения о производстве электрической и тепловой энергии тепловой электростанцией за отчетный год по форме, установленной [приложением N 30](#) к Правилам;

сведения о движении топлива за отчетный год по форме, установленной [приложением N 31](#) к Правилам.

д) ежегодно в срок до 10 февраля года, следующего за отчетным (в 2023 году в течение 10

рабочих дней со дня вступления в силу Правил):

сведения о привлечении кредитных ресурсов в отчетном году по форме, установленной [приложением N 12](#) к Правилам;

сведения о затратах на производство электрической и (или) тепловой энергии (мощности) за отчетный год по форме, установленной [приложением N 32](#) к Правилам;

сведения о доходах и расходах производителей электрической и (или) тепловой энергии за отчетный год по форме, установленной [приложением N 33](#) к Правилам;

е) ежегодно в срок до 1 апреля:

сведения о целевых показателях программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности по форме, установленной [приложением N 34](#) к Правилам;

сведения о выбросах парниковых газов за отчетный год по форме, установленной [приложением N 14](#) к Правилам;

сведения об охране атмосферного воздуха за отчетный год по форме, установленной [приложением N 35](#) к Правилам;

ж) сведения об изменениях установленной генерирующей мощности объектов по производству электрической энергии - ежегодно в срок до 1 декабря по форме, установленной [приложением N 36](#) к Правилам.

30. Субъекты электроэнергетики - участники оптового рынка, осуществляющие экспортно-импортные операции по купле-продаже (поставке) электрической энергии (мощности), представляют системному оператору ежегодно в срок до 1 мая на среднесрочный период, а также 1 раз в 6 лет начиная с 2023 года в срок до 1 июня на долгосрочный период прогнозные сведения о динамике экспорта и импорта электрической энергии и мощности, формируемые на основании действующих и планируемых к заключению договоров, предусматривающих экспорт (импорт) электрической энергии и мощности, и сроков их действия (длительности поставок электрической энергии и мощности по таким договорам), по форме, установленной [приложением N 37](#) к Правилам.

31. Для целей предоставления информации в соответствии с [пунктом 29](#) Правил:

под маловодным годом понимается год с выработкой электрической энергии, соответствующей годовой приточности в водохранилище гидроэлектростанции с обеспеченностью стока 95%;

под средневодным годом понимается год с выработкой электрической энергии, соответствующей годовой приточности в водохранилище гидроэлектростанции с обеспеченностью стока 50%.

При предоставлении информации в соответствии с [абзацем третьим подпункта "а" пункта 29](#) Правил при заполнении форм предоставления такой информации под годом "N" понимается первый год долгосрочного периода.

При предоставлении информации в соответствии с [подпунктами "б" и "в" пункта 29](#) и [пунктом 30](#) Правил на среднесрочный период в формах, установленных соответствующими приложениями к Правилам, под годом "N" понимается первый год среднесрочного периода, подлежат заполнению столбцы таких форм, относящиеся к годам "N" - "N + 5".

При предоставлении информации в соответствии с [подпунктами "б" и "в" пункта 29](#) и [пунктом](#)

30 Правил на долгосрочный период в формах, установленных соответствующими приложениями к Правилам, под годом "N" понимается первый год долгосрочного периода, подлежат заполнению все столбцы таких форм.

32. Совет рынка представляет системному оператору 1 раз в 6 лет начиная с 2024 года в срок до 1 мая следующую прогнозную информацию на долгосрочный период с разбивкой по годам указанного периода:

а) сведения об объемах продаж электрической энергии электростанциями, относящимися к каждому сегменту генерации, предусмотренному методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, по регулируемым договорам;

б) сведения об объемах продаж электрической энергии электростанциями по конкурентным механизмам;

в) сведения о значениях конкурентных цен электрической энергии для каждого временного интервала в каждой ценовой зоне оптового рынка;

г) сведения об объемах поставки мощности на оптовый рынок по отдельным электростанциям и ценах (тарифах) на продажу мощности на оптовом рынке по отдельным электростанциям с дифференциацией по следующим механизмам:

по договорам купли-продажи мощности;

по результатам конкурентного отбора инвестиционных проектов по строительству новых генерирующих объектов;

по результатам конкурентных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии;

по результатам конкурентных отборов инвестиционных проектов по модернизации генерирующих объектов тепловых электрических станций;

от продажи мощности генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме;

от продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности;

от продажи мощности по регулируемым договорам;

д) сведения об объеме средств, получаемых от применения надбавок к цене на мощность, поставляемую в ценовых зонах оптового рынка субъектами оптового рынка - производителями электрической энергии (мощности), в целях частичной компенсации стоимости мощности производителей, генерирующее оборудование которых расположено в неценовых зонах, а также для достижения на территориях неценовых зон планируемых базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность).

33. Начиная с 2027 года субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, указанные в [пунктах 29 и 32](#) Правил, 1 раз в 6 лет представляют системному оператору следующую актуализированную информацию на оставшиеся 15 лет соответствующего долгосрочного периода, на который утверждена действующая генеральная схема размещения объектов электроэнергетики, с разбивкой по годам такого периода в соответствии с установленными Правилами формами представления соответствующей информации:

информацию, указанную в [подпунктах "а" и "в" пункта 29](#) Правил - в срок до 10 февраля;

информацию, указанную [пункте 32](#) Правил, - в срок до 1 июня.

34. Потребители электрической энергии, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет 10 МВт и более, ежегодно в срок до 1 мая представляют в диспетчерские центры системного оператора сведения о фактическом и прогнозном (на среднесрочный период с разбивкой по годам такого периода) потреблении электрической энергии и мощности по форме, установленной [приложением N 38](#) к Правилам.

35. Потребители электрической энергии с годовым объемом потребления электрической энергии, составляющим 60 млн кВт·ч или более, а также гарантирующие поставщики и энергосбытовые (энергоснабжающие) организации в отношении обслуживаемых ими потребителей электрической энергии с годовым объемом потребления электрической энергии, составляющим 60 млн кВт·ч или более, ежемесячно до 25-го числа месяца, следующего за отчетным, и ежегодно в срок до 25 января года, следующего за отчетным (в 2023 году в течение 10 рабочих дней со дня вступления в силу Правил), представляют в диспетчерские центры системного оператора информацию о фактических объемах потребления электрической энергии и мощности указанными потребителями за предшествующий отчетный период по форме, установленной [приложением N 39](#) к Правилам.

36. В 2023 году субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, осуществляющие деятельность в пределах территорий технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, представляют в диспетчерские центры системного оператора информацию, предусмотренную [пунктом 25](#), [подпунктом "а" пункта 27](#), [подпунктом "б" пункта 29](#) (на среднесрочный период) и [пунктом 34](#) Правил, в срок до 1 марта. В последующие периоды предоставление такими субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии указанной информации осуществляется в сроки, установленные соответствующими пунктами Правил.

Приложение N 1  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

**ПАРАМЕТРЫ И ХАРАКТЕРИСТИКИ  
ПЛАНИРУЕМЫХ К ВВОДУ В РАБОТУ В СОСТАВЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ  
И СУЩЕСТВУЮЩИХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ОБОРУДОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ  
ПО ПРОИЗВОДСТВУ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ОБЪЕКТОВ  
ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА**

№ п/п	Наименование параметра, характеристики	Единица измерения
1	2	3
1.	Параметры генерирующего оборудования электростанций	
1.1.	Турбины	

а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование электростанции	
	диспетчерское наименование турбины	
	диспетчерское наименование генераторного оборудования (блока), с которым (в составе которого) работает турбина	
	тип (марка)	
	станционный номер	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
б)	номинальная активная мощность турбины	МВт
в)	маховый момент турбины ( $GD_{турб}^2$ )	тм <sup>2</sup>
г)	момент инерции турбины ( $J_{турб}$ )	тм <sup>2</sup>
д)	номинальная частота вращения турбины	об./мин
е)	параметры регулятора скорости турбин:	
	статизм регулятора скорости	%
	статизм частотного корректора	%
	зона нечувствительности регулятора скорости	Гц
	зона нечувствительности частотного корректора	Гц
ж)	динамические возможности разгрузки турбины по активной мощности:	
	импульсная (кратковременная) и длительная разгрузка под воздействием управляющего сигнала максимальной амплитуды через электрогидравлический преобразователь турбины	
	время задержки от момента подачи управляющего воздействия на электрогидравлический преобразователь до начала снижения мощности турбины	с
	скорость снижения мощности турбины при кратковременной (импульсной) разгрузке (далее - ИРТ)	МВт/с
	максимальная величина снижения мощности турбины при импульсной разгрузке ( $(P_H - P_{ИРТ}) / P_H$ ), где: P <sub>H</sub> - номинальная мощность турбины P <sub>ИРТ</sub> - мощность турбины при ИРТ	%
	время восстановления мощности турбины после импульсной разгрузки	с

	максимальная величина снижения мощности турбины при длительной разгрузке $((P_H - P_{ДРТ}) / P_H)$ , где: $P_{ДРТ}$ - мощность турбины при длительной разгрузке (далее - ДРТ)	%
	скорость снижения мощности турбины при ДРТ	МВт/с
	интервал одновременности поступления в систему автоматического управления блока команды на реализацию ИРТ, ИРТ + ДРТ, по истечении которого блокируется прием последующих команд на реализацию ИРТ, ИРТ + ДРТ	с
з)	допустимая продолжительность работы турбины в различных диапазонах отклонения частоты - по форме в соответствии с <a href="#">таблицей 1</a> приложения N 2 к Правилам предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденным приказом Минэнерго России от 20 декабря 2022 г. N 1340 (далее - Правила)	
и)	перечень технологических защит (ограничителей), действующих по факту отклонения частоты и (или) скорости изменения частоты на останов турбины или ее отключение от сети, и параметры их настройки	
к)	математическая модель системы регулирования турбины (в отношении турбин, входящих в состав вновь вводимого в эксплуатацию генерирующего оборудования), содержащая: структурную схему, выполненную на базе функциональных блоков библиотеки стандартных алгоритмов, разделенную на блоки, реализующие отдельные алгоритмы системы регулирования; описание функциональных блоков используемой библиотеки алгоритмов и технологических алгоритмов управления и технологических алгоритмов их работы; указание принадлежности каждого функционального блока к действующим алгоритмам; расшифровку названий (сокращений), используемых в модели; описание функциональных блоков используемой библиотеки алгоритмов и технологических алгоритмов управления; численные значения параметров настройки, используемые в модели	
л)	в отношении гидротурбин в дополнение к информации, указанной в <a href="#">подпунктах "а" - "к"</a> настоящего подпункта, предоставляется следующая информация о технических характеристиках гидравлических установок:	
	номинальная мощность гидроагрегата при расчетном напоре	МВт
	расчетный напор гидроагрегата	м
	расход воды через турбину при выдаче номинальной мощности гидроагрегата и расчетном напоре	м <sup>3</sup> /с
	эксплуатационная характеристика гидротурбины (кривые коэффициента полезного действия (далее - КПД) и ограничений по режиму работы гидротурбины, построенные в осях напор-мощность)	
	расходная характеристика гидротурбины (зависимость расхода воды от мощности при заданных величинах напора)	

	наличие нежелательных зон работы гидроагрегата, их диапазон в зависимости от напора	
	максимальная допустимая скорость изменения активной мощности гидроагрегата (вверх и вниз) в пределах диапазона автоматического регулирования мощности	МВт/с
м)	в отношении газотурбинных установок (далее - ГТУ), в том числе входящих в состав парогазовых установок (далее - ПГУ), в дополнение к информации, указанной в подпунктах "а" - "к" настоящего подпункта, предоставляется следующая информация о технических характеристиках ГТУ:	
	тип ГТУ (одновальная, многовальная, в составе ПГУ)	
	диапазон автоматического регулирования ГТУ (для ГТУ в составе ПГУ с одновальной компоновкой не заполняется)	МВт
	максимально допустимая скорость набора (сброса) нагрузки ГТУ	МВт/с
н)	в отношении ПГУ в дополнение к информации, указанной в подпунктах "а" - "к" и "м" настоящего подпункта, предоставляется следующая информация о технических характеристиках ПГУ:	
	максимальная располагаемая мощность ПГУ при:	
	находящейся в работе ПТУ и различном составе ГТУ, работающих в составе одной ПГУ	
	выведенной из работы ПТУ и различном составе ГТУ, работающих в составе одной ПГУ	
	максимальная и минимальная мощность ГТУ, работающих в составе одной ПГУ при выведенной из работы ПТУ (для одновальных ПГУ указывается только максимальная мощность ГТУ)	МВт
1.2.	Генераторное оборудование (турбогенераторы, гидрогенераторы, дизель-генераторы), синхронные компенсаторы, синхронные двигатели	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование электростанции, подстанции	
	диспетчерское наименование генераторного оборудования	
	тип (марка)	
	станционный номер	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
б)	тип системы возбуждения (основная)	

в)	тип системы возбуждения (резервная)	
г)	номинальное напряжение	кВ
д)	номинальный ток статора	А
е)	номинальная мощность (полная) (SH)	МВА
ж)	номинальная мощность (активная) (PH)	МВт
з)	номинальная мощность (реактивная) (QH)	Мвар
и)	номинальная мощность агрегата	МВт
к)	потери холостого хода	$\Delta P_{xx}$ , $\Delta Q_{xx}$
л)	номинальный коэффициент мощности	
м)	номинальная частота вращения	об./мин
н)	активное сопротивление статора	Ом
о)	маховый момент ротора генератора ( $GD^2_{ГЕН}$ )	тм <sup>2</sup>
п)	момент инерции генератора ( $J_{ГЕН}$ )	тм <sup>2</sup>
р)	суммарный маховый момент элементов, расположенных на одном валу с генератором (в том числе возбудитель, компрессор, редуктор), не включая маховый момент турбины ( $GD^2_{ЭЛЕМЕНТ}$ )	тм <sup>2</sup>
с)	суммарный момент инерции элементов, расположенных на одном валу с генератором (в том числе возбудитель, компрессор, редуктор), не включая момент инерции турбины ( $J_{ЭЛЕМЕНТ}$ )	тм <sup>2</sup>
т)	ток возбуждения:	
	в режиме холостого хода ( $I_0$ )	А
	в режиме номинальной нагрузки при номинальных значениях U, f, $\cos\varphi(i_{еном})$	А
	в режиме максимальной нагрузки при номинальных значениях U, f, $\cos\varphi(i_{е макс})$	А
	при коротком замыкании ( $I_{е кз}$ )	А
у)	характеристика ограничения минимального возбуждения	относительные единицы (далее - о.е.)
ф)	перегрузочная способность (величина допустимой токовой перегрузки по току статора)	%
х)	перегрузочная способность генератора по току обратной	%

	последовательности (приводится по форме в соответствии с <a href="#">таблицей 2</a> приложения N 2 к Правилам или в виде значения тока обратной последовательности относительно номинального тока статора в зависимости от продолжительности несимметричного режима $(I_2 / I_{ном})^2 * T$ )	
ц)	допустимая длительность токовой перегрузки	с
ч)	допустимый уровень перенапряжения	В
ш)	допустимая длительность перенапряжения	с
щ)	допустимость и длительность работы в асинхронном режиме	с
э)	напряжение возбуждения:	
	в режиме холостого хода $u_0$	В
	в режиме номинальной нагрузки при номинальных значениях $U, f, \cos j$ ( $U_{еном}$ )	В
	в режиме максимальной нагрузки при номинальных значениях $U, f, \cos j$ ( $U_{емакс}$ )	В
ю)	реактивные сопротивления (ненасыщенные):	
	синхронное по продольной оси ( $X_d$ )	о.е.
	синхронное по поперечной оси ( $X_q$ )	о.е.
	переходное по продольной оси ( $X'_d$ )	о.е.
	переходное по поперечной оси (при наличии) ( $X'_q$ )	о.е.
	сверхпереходное по продольной оси ( $X''_d$ )	о.е.
	сверхпереходное по поперечной оси ( $X''_q$ )	о.е.
	рассеяния ( $X_s$ )	о.е.
	обратной последовательности ( $X_2$ )	о.е.
	переходное по поперечной оси (при наличии) ( $X'_q$ )	о.е.
я)	постоянные времени:	
	обмотки возбуждения при разомкнутой обмотке якоря ( $T_{d0}$ )	с
	обмотки возбуждения по поперечной оси при разомкнутой обмотке якоря ( $T'_{q0}$ ) (при наличии)	с
	обмотки возбуждения при короткозамкнутой обмотке якоря ( $T'_d$ )	с
	демпферной обмотки при разомкнутых обмотках якоря и возбуждения по продольной оси ( $T_{d0}''$ )	с
	демпферной обмотки при короткозамкнутых обмотках якоря и возбуждения по продольной оси ( $T_d''$ )	с

	демпферной обмотки при разомкнутых обмотках якоря и возбуждения по поперечной оси ( $T_{q0}$ "	с
	демпферной обмотки при короткозамкнутых обмотках якоря и возбуждения по поперечной оси ( $T_q$ "	с
я.1)	диаграмма мощности (P-Q диаграмма) в графическом виде по данным организации-изготовителя и в табличном виде (с разбивкой с шагом не более 10%): P (0; 0.1 · Pуст; 0.2 · Pуст; 0.3 · Pуст; 0.4 · Pуст; 0.5 · Pуст; 0.6 · Pуст; 0.7 · Pуст; 0.8 · Pуст; 0.9 · Pуст; Pуст). На диаграмме и в табличном виде дополнительно приводится характеристика эксплуатационных ограничений, настроек регуляторов (ограничителей минимального возбуждения) для номинальных параметров	о.е., МВт
1.3.	Автоматический регулятор возбуждения (далее - АРВ)	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование электростанции, подстанции	
	тип системы возбуждения и организация-изготовитель системы возбуждения	
	тип (марка) АРВ и организация-изготовитель АРВ	
б)	<p>математическая модель системы возбуждения (в отношении вновь вводимого в эксплуатацию генерирующего оборудования), содержащая:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>структурную схему, выполненную на базе функциональных блоков библиотеки стандартных алгоритмов, разделенную на блоки, реализующие отдельные алгоритмы системы регулирования;</li> <li>описание функциональных блоков используемой библиотеки алгоритмов и технологических алгоритмов управления и технологических алгоритмов их работы;</li> <li>указание принадлежности каждого функционального блока к действующим алгоритмам;</li> <li>расшифровку названий (сокращений), используемых в модели;</li> <li>описание функциональных блоков используемой библиотеки алгоритмов и технологических алгоритмов управления;</li> <li>численные значения параметров настройки, используемые в модели</li> </ul>	
в)	для АРВ сильного действия российского производства:	
	номер версии алгоритма функционирования АРВ	
	постоянная времени интегратора пропорционально-интегрально-дифференциального канала (для АРВ микропроцессорного) ( $T_i$ )	с
	коэффициенты усиления по основным каналам регулирования АРВ:	
	по напряжению - максимальный ( $K_u$ ); установленный ( $K_u$ )	единиц возбуждения номинальны х

		(далее - ед. возб. ном./единиц напряжения статора (далее - ед. напр. ст.)
	по производной напряжения - максимальный ( $K'_u$ ); установленный ( $K'_u$ )	ед. возб. ном./ед. напр. ст./с (для аналоговых АРВ - деления)
	по отклонению частоты напряжения - максимальный ( $K_f$ ); установленный ( $K_f$ )	ед. возб. ном./Гц (для аналоговых АРВ - деления)
	по производной частоты - максимальный ( $K'_f$ ); установленный ( $K'_f$ )	ед. возб. ном./Гц/с (для аналоговых АРВ - деления)
	по производной тока ротора - максимальный ( $K'_{if}$ ); установленный ( $K'_{if}$ )	ед. возб. ном./ед. тока рот./с (для аналоговых АРВ - деления)
	нормальное эксплуатационное состояние каналов стабилизации	
г)	для АРВ сильного действия иностранного производства:	
	наименования системы возбуждения согласно классификации организации-изготовителя	
	тип регулятора возбуждения и организация-изготовитель	
	номер версии алгоритма функционирования АРВ	
	тип регулятора напряжения	
	параметры регулятора напряжения - заполняются по данным организации-изготовителя	
	тип системного стабилизатора	
	параметры системного стабилизатора - заполняются по данным организации-изготовителя	

	параметры настройки функции блокировки системного стабилизатора при изменении частоты электрического тока	
	параметры настройки релейной форсировки возбуждения	
	параметры настройки ограничителя минимального возбуждения	
	параметры настройки ограничителя максимального тока ротора (для статических систем возбуждения)	
	параметры настройки ограничителя тока возбуждения возбудителя (для бесщеточных систем возбуждения)	
	параметры настройки ограничителя напряжения возбуждения (для бесщеточных систем возбуждения)	
	нормальное эксплуатационное состояние системного стабилизатора	
д)	для АРВ пропорционального типа (независимо от страны организации-изготовителя):	
	коэффициент усиления канала по напряжению ( $K_U$ )	ед. возб. ном./ед. напр. ст
	коэффициент усиления по току статора ( $K_I$ ) (для высокочастотных систем с компаундированием по току статора)	ед. возб. ном./ед. тока
1.4.	Возбудитель	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование электростанции, подстанции	
	тип (марка) возбудителя	
	организация-изготовитель возбудителя	
б)	кратность форсировки возбуждения по отношению к номинальным параметрам возбуждения:	
	по току ( $K_{FI}$ )	о.е.
	по напряжению ( $K_{FU}$ )	о.е.
	расфорсировки по напряжению ( $K_{FU(-)}$ )	о.е.
в)	длительность форсировки ( $T_F$ )	с
г)	быстродействие системы возбуждения при форсировке	с
д)	полное время расфорсировки	с
е)	запаздывание при форсировке	с
ж)	номинальная скорость нарастания напряжения возбуждения	о.е./с

з)	эквивалентная постоянная времени возбудителя (для высокочастотной и электромашинной системы возбуждения) ( $T_v$ )	с
и)	маховый момент возбудителя ( $GD^2_{\text{ВОЗБ}}$ ) (за исключением статических тиристорных систем возбуждения)	тм <sup>2</sup>
к)	момент инерции возбудителя ( $J_{\text{ВОЗБ}}$ ) (за исключением статических тиристорных систем возбуждения)	тм <sup>2</sup>
л)	для бесщеточного возбудителя:	
	тип возбудителя	
	организация-изготовитель	
	номинальная мощность ( $P_{\text{НОМВ}}$ )	кВт
	номинальное напряжение ( $U_{\text{НОМВ}}$ )	В
	номинальный ток ( $I_{\text{НОМВ}}$ )	А
	кратность форсировки по напряжению возбуждения возбудителя ( $K_{\phi+}$ )	о.е.
	кратность расфорсировки по напряжению возбуждения возбудителя ( $K_{\phi-}$ )	о.е.
	фазное напряжение ( $U_{\phi}$ )	В
	фазный ток ( $I_{\phi}$ )	А
	базисное сопротивление ( $Z_{\phi}$ )	Ом
	активное сопротивление ротора генератора ( $R_{\text{рот}}$ )	Ом
	активное сопротивление обмотки возбуждения, $r_f$	Ом
	постоянная времени обмотки возбуждения возбудителя при разомкнутой обмотке якоря возбудителя ( $T_{\text{дОВ}}$ )	с
	реактивности:	
	синхронное по продольной оси ( $X_{\text{дВ}}$ )	о.е.
	синхронное по поперечной оси ( $X_{\text{qВ}}$ )	о.е.
	переходное по продольной оси ( $X'_{\text{дВ}}$ )	о.е.
	сверхпереходное по продольной оси ( $X''_{\text{дВ}}$ )	о.е.
	сверхпереходное по поперечной оси ( $X''_{\text{qВ}}$ )	о.е.
рассеяния ( $X_s$ )	о.е.	
м)	величина сопротивления дополнительного резистора в обмотке возбуждения бесщеточного возбудителя ( $R_{\text{рез.}}$ )	Ом
н)	настройка ограничения минимального возбуждения:	

	участки зависимости (линейной функции между точками 1 и 2) в соответствии с диаграммами мощности (P-Q диаграммами)	МВт, Мвар
	параметры релейной форсировки:	
	напряжение срабатывания ( $U_{сраб}$ )	ед. $U_{уставки}$
	напряжение возврата ( $U_{возвр}$ )	ед. $U_{уставки}$
	задержка на снятие форсировки ( $t_3$ )	с
о)	время допустимой перегрузки при двукратном номинальном токе возбуждения	с
1.5.	Ветроэнергетические установки (далее - ВЭУ) (В случае функционирования в составе ветровой электростанции нескольких единиц генерирующего оборудования одного типа (марки) и с одинаковыми параметрами и характеристиками предоставляются сведения в отношении одной единицы оборудования, а также указывается количество входящих в состав ветровой электростанции единиц генерирующего оборудования такого типа (марки) с аналогичными характеристиками)	
1.5.1.	Для электростанции:	
а)	идентификатор mRID	
б)	диспетчерское наименование	
в)	установленная генерирующая мощность	
г)	общее количество ВЭУ в составе электростанции с разбивкой по годам ввода в работу и типам (маркам)	
д)	количество и единичная установленная мощность находящихся в составе электростанции ВЭУ одинакового типа (марки) с одинаковыми характеристиками с указанием каждого распределительного устройства 6 кВ и выше электростанции, на которое осуществляется выдача мощности каждого ВЭУ	
1.5.2.	Для ВЭУ каждого типа (марки):	
а)	тип (марка) ветротурбины	
б)	организация-изготовитель ветротурбины	
в)	номинальная частота вращения	
г)	маховый момент ветротурбины (при безинверторной схеме подключения к сети) ( $GD^2_{турб}$ )	тм <sup>2</sup>
д)	момент инерции ветротурбины (при безинверторной схеме подключения к сети) ( $J_{турб}$ )	тм <sup>2</sup>
е)	маховый момент агрегата (турбина и генератор) (при безинверторной схеме подключения к сети) ( $GD^2_{АГРЕГ}$ )	тм <sup>2</sup>

ж)	момент инерции агрегата (турбина и генератор) (при безинверторной схеме подключения к сети) ( $J_{агрег}$ )	тм <sup>2</sup>
з)	тип генератора (асинхронный генератор с короткозамкнутым ротором, асинхронный генератор с фазным ротором и дополнительным сопротивлением в цепи ротора, асинхронный генератор двойного питания, синхронный генератор с фазным ротором или на постоянных магнитах)	
и)	тип (марка) генератора	
к)	организация-изготовитель генератора	
л)	диспетчерское наименование генератора	
м)	год ввода в эксплуатацию	
н)	номинальное напряжение генератора	кВ
о)	номинальная мощность генератора (полная) ( $S_N$ )	МВА
п)	номинальная мощность генератора (активная) ( $P_N$ )	МВт
р)	номинальный коэффициент мощности генератора	
с)	номинальная частота вращения ветротурбины	об./мин
т)	способ подключения к сети (прямое подключение, тиристорное, через полностью управляемый преобразователь)	
у)	регулируемые диапазоны по активной мощности ВЭУ	МВт
ф)	диаграмма мощности (P-Q диаграмма) в графическом виде по данным организации-изготовителя и в табличном виде (с разбивкой с шагом не более 10%): P (0; 0.1 · P <sub>уст</sub> ; 0.2 · P <sub>уст</sub> ; 0.3 · P <sub>уст</sub> ; 0.4 · P <sub>уст</sub> ; 0.5 · P <sub>уст</sub> ; 0.6 · P <sub>уст</sub> ; 0.7 · P <sub>уст</sub> ; 0.8 · P <sub>уст</sub> ; 0.9 · P <sub>уст</sub> ; P <sub>уст</sub> )	о.е., МВт
х)	уставки технологических защит, действующих на отключение или разгрузку ВЭУ при изменении частоты в энергосистеме	Гц, с
ц)	уставки технологических защит, действующих на отключение или разгрузку ВЭУ при изменении напряжения в энергосистеме	кВ, с
1.5.3.	Для ВЭУ с асинхронными генераторами и асинхронными генераторами двойного питания в дополнение к информации, указанной в <a href="#">подпункте 1.5.2</a> , указывается:	
а)	номинальная мощность (полная) ( $S_N$ )	МВА
б)	маховый момент ротора генератора ( $GD^2_{ГЕН}$ )	тм <sup>2</sup>
в)	момент инерции ротора генератора ( $J_{ГЕН}$ )	тм <sup>2</sup>
г)	коэффициент полезного действия	
д)	номинальная механическая мощность	МВт
е)	пусковой момент	о.е.

ж)	максимальный момент	о.е.
з)	пусковой ток	о.е.
и)	моментно-скоростная характеристика	
1.5.4.	Для ВЭУ, подключаемых к сети через преобразователи, в дополнение к информации, указанной в <a href="#">подпункте 1.5.2</a> , указывается:	
а)	тип преобразователя	
б)	номинальная мощность (полная) ( $S_n$ ) преобразователя	МВА
в)	регулируемые диапазоны преобразователя по активной мощности	МВт
г)	регулируемые диапазоны преобразователя по реактивной мощности	Мвар
д)	максимальная величина тока преобразователя	А
1.5.5.	Для ВЭУ, состоящих из синхронного генератора, связанного с ветротурбинной через механический редуктор, - все параметры и характеристики, указанные в <a href="#">подпунктах 1.1 и 1.2 раздела 1</a> настоящей таблицы	
1.5.6.	Для ВЭУ или их или групп, работающих в составе энергосистемы через один преобразователь постоянного тока или на одно распределительное устройство напряжением 10 кВ и выше:	
а)	"мертвая полоса" первичного регулирования	Гц
б)	статизм первичного регулирования	%
1.6.	Солнечные энергетические установки (В случае функционирования в составе солнечной электростанции нескольких единиц генерирующего оборудования одного типа (марки) и с одинаковыми параметрами и характеристиками, предоставляются сведения в отношении одной единицы оборудования, а также указывается количество входящих в состав солнечной электростанции единиц генерирующего оборудования такого типа (марки) с аналогичными характеристиками)	
1.6.1.	Для электростанции:	
а)	идентификатор mRID	
б)	диспетчерское наименование	
в)	установленная мощность	
г)	общее количество фотоэлектрических солнечных модулей в составе электростанции с разбивкой по годам ввода и типам (маркам)	
д)	количество и единичная установленная мощность находящихся в составе электростанции фотоэлектрических солнечных модулей одинакового типа (марки) с одинаковыми характеристиками	
е)	количество и единичная полная мощность преобразователей с указанием количества фотоэлектрических солнечных модулей, подключенных к преобразователю, и каждого распределительного	

	устройства напряжением 6 кВ и выше электростанции, на которое осуществляется выдача мощности этих преобразователей	
1.6.2.	Для фотоэлектрических солнечных модулей каждого типа (марки):	
а)	тип (марка)	
б)	организация-изготовитель	
в)	диспетчерское наименование	
г)	год ввода в эксплуатацию	
д)	номинальное напряжение	кВ
е)	номинальная мощность (полная) ( $S_H$ )	МВА
ж)	номинальная мощность (активная) ( $P_H$ )	МВт
з)	установленная мощность ( $P_{уст}$ )	МВт
и)	номинальный коэффициент мощности	
к)	уставки технологических защит, действующих на отключение или разгрузку генерирующего оборудования при изменении частоты в энергосистеме	
л)	уставки технологических защит, действующих на отключение или разгрузку генерирующего оборудования при изменении напряжения в энергосистеме	
м)	диаграмма мощности (P-Q диаграмма) в графическом виде по данным организации-изготовителя и в табличном виде (с разбивкой с шагом не более 10%): P (0; 0.1 · P <sub>уст</sub> ; 0.2 · P <sub>уст</sub> ; 0.3 · P <sub>уст</sub> ; 0.4 · P <sub>уст</sub> ; 0.5 · P <sub>уст</sub> ; 0.6 · P <sub>уст</sub> ; 0.7 · P <sub>уст</sub> ; 0.8 · P <sub>уст</sub> ; 0.9 · P <sub>уст</sub> ; P <sub>уст</sub> )	о.е., МВт
1.6.3.	Для каждого типа (марки) преобразователей:	
а)	тип (марка)	
б)	номинальная мощность (полная) ( $S_H$ )	МВА
в)	регулируемые диапазоны преобразователя по активной мощности	МВт
г)	регулируемые диапазоны преобразователя по реактивной мощности	Мвар
д)	"мертвая полоса" первичного регулирования	Гц
е)	статизм первичного регулирования	%
ж)	максимальная величина тока преобразователя	А
2.	Параметры электросетевого оборудования и линий электропередачи	
2.1.	Батареи статических конденсаторов	
а)	общие сведения:	

	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование подстанции	
	тип батареи статических конденсаторов	
	диспетчерское наименование батареи статических конденсаторов	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
	место установки (электрическая точка подключения) батареи статических конденсаторов	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	наибольшее рабочее напряжение	кВ
г)	номинальная мощность	квар
д)	потери активной мощности при номинальном напряжении	кВт
е)	количество и тип последовательно соединенных конденсаторов	шт.
ж)	количество параллельных конденсаторных цепочек	шт.
2.2.	Шунтирующие (компенсирующие) реакторы:	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование электростанции, подстанции	
	диспетчерское наименование шунтирующего реактора	
	тип шунтирующего реактора	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
	место установки (электрическая точка подключения) шунтирующего реактора	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	наибольшее рабочее напряжение	кВ
г)	номинальная мощность	Мвар
д)	индуктивное сопротивление	Ом
е)	номинальная индуктивность	Гн
ж)	напряжение короткого замыкания между сетевой обмоткой и компенсационной обмоткой (далее - КО) (только для управляемых	%

	шунтирующих реакторов (далее - ШР)	
з)	потери активной мощности при номинальном напряжении	кВт
и)	номинальное напряжение нулевых выводов	кВ
к)	допустимое напряжение изоляции нулевых выводов	кВ
л)	диапазон регулирования мощности (только для управляемых ШР)	Мвар
м)	статизм регулирования напряжения (только для управляемых ШР)	%
н)	диапазон изменения статизма регулирования напряжения (только для управляемых ШР)	%
о)	время изменения нагрузки внутри регулировочного диапазона (только для управляемых ШР)	с
п)	скорость изменения нагрузки без форсировки (только для управляемых ШР)	Мвар/с
р)	скорость изменения нагрузки с форсировкой (только для управляемых ШР)	Мвар/с
с)	сопротивление резистора в нейтральном выводе (только для ШР с резисторами в нейтральных выводах)	Ом
т)	длительность нахождения резистора в нейтральном выводе в цепи (только для ШР с резисторами в нейтральных выводах)	с
у)	энергоемкость резистора в нейтральном выводе (только для ШР с резисторами в нейтральных выводах)	кДж
ф)	математическая модель системы регулирования УШР (в отношении вновь вводимого в эксплуатацию УШР), содержащая: структурную схему, выполненную на базе функциональных блоков библиотеки стандартных алгоритмов, разделенную на блоки, реализующие отдельные алгоритмы системы регулирования; описание функциональных блоков используемой библиотеки алгоритмов и технологических алгоритмов управления и технологических алгоритмов их работы; указание принадлежности каждого функционального блока к действующим алгоритмам; расшифровку названий (сокращений), используемых в модели; описание функциональных блоков используемой библиотеки алгоритмов и технологических алгоритмов управления; численные значения параметров настройки, используемые в модели	
2.3.	Статические тиристорные компенсаторы (далее - СТК)	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование подстанции	
	диспетчерское наименование статического тиристорного компенсатора	

	тип статического тиристорного компенсатора	
	место установки (электрическая точка подключения) статического тиристорного компенсатора	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	наибольшее рабочее напряжение	кВ
г)	номинальная мощность	Мвар
д)	диапазон регулирования мощности	Мвар
е)	статизм регулирования напряжения	%
ж)	время изменения нагрузки между границами регулировочного диапазона	с
з)	скорость изменения нагрузки	Мвар/с
и)	потери активной мощности при номинальном напряжении	кВт
к)	математическая модель системы регулирования СТК (в отношении вновь вводимого в эксплуатацию СТК), содержащая: структурную схему, выполненную на базе функциональных блоков библиотеки стандартных алгоритмов, разделенную на блоки, реализующие отдельные алгоритмы системы регулирования; описание функциональных блоков используемой библиотеки алгоритмов и технологических алгоритмов управления и технологических алгоритмов их работы; указание принадлежности каждого функционального блока к действующим алгоритмам; расшифровку названий (сокращений), используемых в модели; описание функциональных блоков используемой библиотеки алгоритмов и технологических алгоритмов управления; численные значения параметров настройки, используемые в модели	
2.4.	Устройства продольной компенсации (далее - УПК)	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование подстанции	
	диспетчерское наименование УПК	
	место установки (электрическая точка подключения)	
	тип УПК	
	год ввода в эксплуатацию	

	организация-изготовитель	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	наибольшее рабочее напряжение	кВ
г)	номинальная мощность	квар
д)	емкость	Ф
е)	потери активной мощности при номинальном напряжении	кВт
ж)	количество и тип последовательно соединенных конденсаторов	
з)	количество параллельных конденсаторных цепочек	шт.
и)	номинальный ток	А
к)	уставка срабатывания по току схемы шунтирования	о.е., А
л)	емкостное сопротивление	
м)	диапазон регулирования мощности (только для управляемых УПК)	Мвар
н)	время изменения нагрузки между границами регулировочного диапазона (только для управляемых УПК)	с
о)	скорость изменения нагрузки (только для управляемых УПК)	Мвар/с
п)	мощность при форсировке	квар
р)	емкостное сопротивление при форсировке	Ом
с)	допустимая длительность форсировки	с
т)	<p>математическая модель системы регулирования УПК (в отношении вновь вводимого в эксплуатацию СТК), содержащая:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>структурную схему, выполненную на базе функциональных блоков библиотеки стандартных алгоритмов, разделенную на блоки, реализующие отдельные алгоритмы системы регулирования;</li> <li>описание функциональных блоков используемой библиотеки алгоритмов и технологических алгоритмов управления и технологических алгоритмов их работы;</li> <li>указание принадлежности каждого функционального блока к действующим алгоритмам;</li> <li>расшифровку названий (сокращений), используемых в модели;</li> <li>описание функциональных блоков используемой библиотеки алгоритмов и технологических алгоритмов управления;</li> <li>численные значения параметров настройки, используемые в модели</li> </ul>	
2.5.	Токоограничивающие реакторы	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование электростанции, подстанции	

	диспетчерское наименование токоограничивающего реактора	
	место установки (электрическая точка подключения) токоограничивающего реактора	
	тип (марка) токоограничивающего реактора	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	индуктивное сопротивление	Ом
г)	номинальный ток	А
д)	номинальный коэффициент связи (только для сдвоенных реакторов)	о.е.
е)	потери активной мощности при номинальном напряжении	кВт
2.6.	Выключатели	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование электростанции, подстанции	
	диспетчерское наименование выключателя	
	тип (марка) выключателя	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	наибольшее рабочее напряжение	кВ
г)	номинальный ток	А
д)	номинальный ток отключения	А
е)	полное время отключения	с
ж)	тип привода, трехфазный/пофазный	
з)	тип управления, трехфазный/пофазный	
и)	собственное время отключения	с
к)	собственное время включения, время включения выключателя, время готовности выключателя/привода к повторному включению	с
л)	время разновременности включения фаз (только для выключателей с типом привода "пофазный")	с

м)	сопротивление предвключаемого резистора (только для выключателей с предвключаемыми резисторами)	Ом
н)	длительность нахождения предвключаемого резистора в цепи (только для выключателей с предвключаемыми резисторами)	с
о)	энергоемкость предвключаемого резистора (только для выключателей с предвключаемыми резисторами)	кДж
п)	нормированная бестоковая пауза при автоматическом повторном включении	с
2.7.	Разъединители	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование электростанции, подстанции	
	диспетчерское наименование разъединителя	
	тип разъединителя	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	наибольшее рабочее напряжение	кВ
г)	номинальный ток	А
2.8.	Трансформаторы и автотрансформаторы	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование электростанции, подстанции	
	диспетчерское наименование трансформатора (автотрансформатора)	
	тип (марка) трансформатора (автотрансформатора)	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
	тип системы охлаждения	
	срок службы нормативный	год
б)	номинальная мощность обмотки низкого напряжения (далее - НН) (полная) (по каждой обмотке НН для трансформатора (автотрансформатора) с расщепленной обмоткой НН)	МВА

в)	номинальная мощность обмотки среднего напряжения (далее - СН) (полная)	МВА
г)	номинальная мощность обмотки высокого напряжения (далее - ВН) (полная)	МВА
д)	номинальная мощность компенсационных обмоток (далее - КО) (полная)	МВА
е)	номинальное напряжение обмотки НН (по каждой обмотке НН для трансформатора (автотрансформатора) с расщепленной обмоткой)	кВ
ж)	номинальное напряжение обмотки СН	кВ
з)	номинальное напряжение обмотки ВН	кВ
и)	номинальное напряжение КО (при наличии нескольких компенсационных обмоток информация приводится по каждой обмотке)	кВ
к)	номинальный ток обмотки ВН	А
л)	номинальный ток обмотки СН	А
м)	номинальный ток обмотки НН (по каждой обмотке НН для трансформатора (автотрансформатора) с расщепленной обмоткой)	А
н)	номинальный ток КО (при наличии нескольких компенсационных обмоток информация приводится по каждой обмотке)	А
о)	наибольший допустимый ток общей обмотки	А
п)	напряжение короткого замыкания между всеми парами обмоток (ВН, СН, НН, КО) трансформатора (автотрансформатора), приведенное к номинальной мощности трансформатора (автотрансформатора) (при наличии расщепленных обмоток НН или нескольких компенсационных обмоток - информация приводится по каждой обмотке НН и по каждой КО)	%
р)	напряжение короткого замыкания между парами обмоток ВН-СН, ВН-НН и СН-НН на первом и последнем положении переключателя, приведенное к номинальной мощности трансформатора (автотрансформатора) (при наличии расщепленных обмоток НН информация приводится по каждой обмотке НН)	%
с)	потери короткого замыкания для всех пар обмоток (ВН, СН, НН, КО) трансформатора (автотрансформатора) (при наличии расщепленных обмоток НН или нескольких компенсационных обмоток - информация приводится по каждой обмотке НН и по каждой КО)	кВт
т)	потери короткого замыкания между парами обмоток ВН-СН, ВН-НН и СН-НН на первом и последнем положении переключателя (при наличии расщепленных обмоток НН информация приводится по каждой обмотке НН)	кВт
у)	потери активной мощности холостого хода	кВт

ф)	ток холостого хода	%
х)	режим заземления нейтралей (представляется в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в соответствии с распределением функций по определению и контролю режима заземления нейтралей силовых трансформаторов высшим классом напряжения 110, 220 кВ между субъектом оперативно-диспетчерского управления и другими субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии)	
ц)	схема и группа соединений обмоток	
ч)	сопротивление нулевой последовательности трансформатора (автотрансформатора) (по каждой из обмоток ВН, НН, СН) (информация предоставляется при наличии соответствующих данных в паспорте трансформатора (автотрансформатора))	Ом
	сопротивление постоянному току компенсационной обмотки (при наличии нескольких компенсационных обмоток информация приводится по каждой обмотке)	Ом
ш)	параметры регулирования напряжения:	
	способ регулирования напряжения (устройство регулирования напряжения под нагрузкой, устройство переключения без возбуждения, вольтодобавочный трансформатор, линейный регулировочный трансформатор)	
	режим использования устройства регулирования напряжения под нагрузкой: под нагрузкой в автоматическом режиме/дистанционно под нагрузкой/дистанционно под напряжением без нагрузки (с кратковременным разрывом транзита мощности по трансформатору)/с отключением без нагрузки	
	номинальный коэффициент трансформации ВН-СН	
	номинальный коэффициент трансформации ВН-НН (по каждой обмотке НН для трансформатора (автотрансформатора) с расщепленной обмоткой)	
	номинальный коэффициент трансформации СН-НН (по каждой обмотке НН для трансформатора (автотрансформатора) с расщепленной обмоткой)	
	место установки (электрическая точка подключения) устройства регулирования; ВН, СН, НН, нейтраль	
	значения комплексных коэффициентов трансформации (для трансформаторов и автотрансформаторов с продольно-поперечным регулированием) в зависимости от положения привода устройств регулирования напряжения под нагрузкой (устройств переключения без возбуждения) - по форме в соответствии с таблицей 3 приложения N 2 к Правилам	
щ)	перегрузочная способность:	

	коэффициенты допустимой аварийной перегрузки трансформаторов (автотрансформаторов) в зависимости от температуры наружного воздуха - по форме в соответствии с <a href="#">таблицей 4</a> приложения N 2 к Правилам	о.е.
	коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов (автотрансформаторов) без ограничения длительности - по форме в соответствии с <a href="#">таблицей 5</a> приложения N 2 к Правилам	о.е.
ы)	значения напряжений, тока и коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов (за исключением трансформаторов и автотрансформаторов с продольно-поперечным регулированием) в зависимости от положения привода устройств регулирования напряжения под нагрузкой (устройств переключения без возбуждения) - по форме в соответствии с <a href="#">таблицей 6</a> приложения N 2 к Правилам	
2.9.	<p>Линии электропередачи (далее - ЛЭП)</p> <p>(Данные указываются по каждому из участков (сегментов) ЛЭП, ограниченному точками изменения конфигурации (присоединением к коммутационному аппарату, присоединением ответвления (отпайки) (далее - участок).</p> <p>Для участков, состоящих из частей с разным количеством проводов в фазе, кабельно-воздушных участков, участков, выполненных проводами или кабелем разных марок, разного сечения; участков, состоящих из частей, выполненных с использованием различных типов преобладающих опор; участков с грозозащитными тросами различных марок или с различным количеством грозозащитных тросов или с различными способами заземления грозозащитного троса, а также участков, части которых эксплуатируются различными субъектами электроэнергетики (обособленными подразделениями субъекта электроэнергетики) (далее совместно - "неоднородные участки"), данные указываются по каждой однородной составной части неоднородного участка.</p> <p>При наличии участков параллельного следования с другими ЛЭП (далее - коридор взаимоиндукции) данные представляются для всех ЛЭП коридора взаимоиндукции)</p>	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование ЛЭП	
	вид ЛЭП (воздушная, кабельная, кабельно-воздушная)	
	номинальное напряжение, на котором эксплуатируется ЛЭП	кВ
	номинальное напряжение, на которое построена ЛЭП	кВ
	год ввода в эксплуатацию	
	длина ЛЭП	км
б)	при наличии в составе ЛЭП неоднородных участков - информация об	

	<p>этом с указанием по каждой однородной составной части неоднородного участка (далее - составная часть) уникального в пределах ЛЭП обозначения составной части (номера составной части, номеров опор, ограничивающих составную часть, или иного идентификатора), позволяющего однозначно связать информацию по составной части с ее расположением на схеме (эскизе) ЛЭП (далее - обозначение составной части);</p> <p>при присвоении составным частям ЛЭП номеров отсчет составных частей необходимо начинать от подстанции, которая указана в диспетчерском наименовании ЛЭП первой</p>	
в)	<p>схема кабельно-воздушной ЛЭП (далее - КВЛ) с указанием:</p> <p>длины от коммутационного аппарата подстанции (далее - ПС), которая указана в диспетчерском наименовании ЛЭП первой (далее - начало ЛЭП) (при расположении кабельной составной части на ответвлении (отпайке) - от коммутационного аппарата ПС, подключенной к ответвлению (отпайке) (далее - отпаечная ПС), до начала кабельной составной части, км;</p> <p>длины от конца кабельной составной части до коммутационного аппарата ПС, которая указана в диспетчерском наименовании ЛЭП второй (далее - конец ЛЭП), км;</p> <p>номеров опор КВЛ, между которыми расположена кабельная составная часть;</p> <p>номеров (наименований) переходных пунктов, ограничивающих кабельную составную часть</p>	
г)	<p>данные по принадлежности участков (составных частей) ЛЭП с указанием по каждому участку (составной части) длины участка (составной части), обозначения составной части, номеров опор, ограничивающих участок (составную часть), обособленного подразделения субъекта электроэнергетики - владельца участка (составной части), осуществляющего эксплуатацию участка (составной части)</p>	
д)	<p>эскиз ЛЭП, отображающий зоны эксплуатационного обслуживания и границы балансовой принадлежности участков (составных частей) ЛЭП в целом (с указанием номеров опор по границам раздела и длин обслуживаемых составных частей)</p>	
е)	<p>технические данные кабельного участка (составной части) ЛЭП:</p>	
	<p>обозначение составной части</p>	
	<p>номера опор, ограничивающих кабельный участок (составную часть)</p>	
	<p>год ввода в эксплуатацию</p>	
	<p>длина кабельного участка (составной части) с указанием способа прокладки (в трубе, в траншее)</p>	км
	<p>количество цепей</p>	
	<p>марка кабеля</p>	
	<p>количество параллельных кабелей, которыми выполнен кабельный</p>	шт.

участок (составная часть)	
тип кабеля (высокого давления, низкого давления, с изоляцией из сшитого полиэтилена)	
графическое изображение кабеля в разрезе со следующими обозначениями: D <sub>e</sub> - диаметр наружной оболочки кабеля; d <sub>c</sub> - наружный диаметр жилы кабеля; t <sub>3</sub> - толщина оболочки кабеля; t <sub>с</sub> - толщина экрана; t <sub>и</sub> - толщина рабочей изоляции; t <sub>п.с</sub> - толщина полупроводящего покрытия по жиле; t <sub>п.и</sub> - толщина полупроводящего покрытия по изоляции "жила-экран"; t <sub>п.с</sub> - толщина полупроводящего покрытия по внутренней стороне экрана	
исполнение кабеля (однофазное/трехфазное)	
способ прокладки фаз кабеля (горизонтально, вертикально, по вершинам равностороннего треугольника, произвольно)	
расстояние между центрами фаз (жил) кабеля	мм
наличие транспозиции экрана кабеля (выполнена/отсутствует)	
способ заземления экрана кабеля (изолирован/заземлен с одной стороны/заземлен с двух сторон без транспозиции экранов/заземлен с двух сторон и применена транспозиция экранов)	
материал токоведущей жилы кабеля	
материал экрана кабеля	
материал оболочки кабеля	
тип жилы кабеля (круглая многопроволочная/сегментированная), число секторов жилы (для секторной/сегментированной жилы)	шт.
сечение жилы кабеля	мм <sup>2</sup>
толщина оболочки кабеля	мм
толщина экрана	мм
сечение экрана кабеля	мм <sup>2</sup>
диаметр наружной оболочки кабеля	мм
наружный диаметр жилы кабеля	мм
удельное сопротивление токоведущей жилы (постоянному току при 20 °С), удельное сопротивление экрана (постоянному току при 20 °С)	Ом/км
толщина рабочей изоляции	мм
толщина алюминиевой ленты для поперечной герметизации	мм
наибольшее рабочее напряжение	кВ

	рабочая температура жилы и экрана	°С
	относительная диэлектрическая проницаемость изоляции между жилой и экраном, относительная диэлектрическая проницаемость изоляции экрана	о.е.
	толщина полупроводящих покрытий: по жиле, по изоляции "жила-экран", по внутренней стороне экрана	мм
ж)	технические данные воздушного участка (составной части) ЛЭП:	
	обозначение составной части	
	номера опор, ограничивающих участок (составную часть) ЛЭП	
	год ввода в эксплуатацию	
	длина воздушного участка (составной части)	
	марка провода, количество проводов в фазе, расстояние между проводами в фазе (мм) в соответствии с <a href="#">пунктом 3.3</a> формы паспорта воздушной ЛЭП (далее - ВЛ), приведенной в приложении А к национальному стандарту Российской Федерации ГОСТ Р 58087-2018 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электрические сети. Паспорт воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше", утвержденному и введенному в действие <a href="#">приказом</a> Росстандарта от 20 марта 2018 г. N 141-ст (М., "Стандартинформ", 2018) (далее - Паспорт ВЛ)	
	номинальный ток провода	А
	удельное сопротивление провода постоянному току при T = 20 °С	Ом/км
	удельное сопротивление грозозащитного троса постоянному току при T = 20 °С	Ом/км
	удельное внутреннее индуктивное сопротивление грозозащитного троса Худ	Ом/км
	номинальный диаметр грозозащитного троса, в том числе грозозащитного троса со встроенным оптическим кабелем (ОКГТ)	мм
	схема заземления грозозащитного троса	
	количество параллельных воздушных составных частей	шт.
з)	паспорт ЛЭП и следующие технические данные по ЛЭП (для ВЛ параметры и поопорная ведомость представляются с учетом <a href="#">Паспорта</a> ВЛ. В случае если предусмотренные настоящим подпунктом параметры ЛЭП содержатся в паспорте ЛЭП, их отдельное предоставление не требуется. В случае если предусмотренные настоящим подпунктом параметры ЛЭП отсутствуют в паспорте ЛЭП, такие параметры представляются в дополнение к паспорту ЛЭП):	
	количество и тип опор, эскизы с указанием геометрических размеров	

	опор	
	поопорная ведомость	
	расстояние от каждой опоры до начала ЛЭП; для опор в составе ответвлений (отпаек) - расстояние от каждой опоры до отпаечной ПС	м
	расстояние от каждой опоры до конца ЛЭП; для опор в составе ответвлений (отпаек) - расстояние от опоры до места ответвления (отпайки)	м
	по каждому пролету ЛЭП: марка провода в пролете; количество проводов в фазе в пролете; марка грозозащитного троса в пролете; способ заземления грозозащитного троса	
	наличие, места подвески, длина и марка грозозащитного троса, количество грозозащитных тросов	
	количество проводов в тросе и расстояние между проводами в расщепленном грозозащитном тросе, способ и схема его заземления	
	тип и количество изоляторов в поддерживающих гирляндах изоляторов, длина поддерживающих гирлянд изоляторов	
	величина удельного сопротивления земли по трассе ЛЭП	Ом x м
	места транспозиции с указанием номеров опор на границах	
	климатические условия по ветру и гололеду по трассе прохождения ЛЭП (районы климатических условий по ветру и гололеду по проекту и районы фактических климатических условий) в соответствии с <a href="#">пунктами 3.8 и 3.9</a> формы Паспорта ВЛ	
и)	при наличии участков параллельного следования с другими ЛЭП для каждого коридора взаимоиндукции в виде эскиза:	
	обозначение коридора взаимоиндукции	
	расстояние от начала ЛЭП (при расположении коридора взаимоиндукции на ответвлении (отпайке) - от отпаечной ПС) до начала коридора взаимоиндукции	км
	длина коридора взаимоиндукции с указанием номеров опор, ограничивающих коридор взаимоиндукции	км
	расстояние между осями ЛЭП параллельного следования для воздушных участков, расстояние между центральными фазами (для горизонтальной или вертикальной укладки) или расстояние между центрами трехфазных систем кабелей (для укладки треугольником) параллельных кабельных участков	м
	расположение ЛЭП друг относительно друга (расстояние между осями основной и параллельной ЛЭП (ЛЭП, следующей в одном коридоре взаимоиндукции) указывается со знаком "+", если параллельная ЛЭП	

	(ЛЭП, следующая в одном коридоре взаимоиндукции) расположена справа, и со знаком "-", если параллельная ЛЭП (ЛЭП, следующая в одном коридоре взаимоиндукции) расположена слева от оси рассматриваемой ЛЭП. При определении правого или левого расположения параллельных ЛЭП (ЛЭП, следующих в одном коридоре взаимоиндукции) относительно рассматриваемой ЛЭП необходимо смотреть вдоль ЛЭП со стороны начала ЛЭП)	
	наименования ЛЭП параллельного следования	
	уточненные данные по коридорам взаимоиндукции с другими ЛЭП, предусмотренные настоящим подпунктом, - в случае если ЛЭП, следующие в одном коридоре взаимоиндукции, принадлежат на праве собственности или на ином законном основании разным лицам, от таких лиц ранее получены противоречивые данные по параметрам коридора взаимоиндукции ЛЭП, и диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в адрес указанных лиц направлено уведомление о необходимости взаимодействия в целях уточнения и взаимного согласования таких параметров	
2.10.	Трансформаторы тока (в том числе встроенные)	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование подстанции, электростанции	
	диспетчерское наименование трансформатора тока	
	место установки (электрическая точка подключения) трансформатора тока	
	тип установки (встроенный/выносной)	
	тип (марка) трансформатора тока	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
б)	номинальное напряжение, наибольшее рабочее напряжение первичной обмотки	кВ
в)	номинальный ток (первичный) с указанием номинального тока для всех ответвлений	А
г)	номинальный ток (вторичный) с указанием номинального тока для всех ответвлений	А
д)	номинальный ток (первичный и вторичный) выбранного (фактически установленного) ответвления для каждой из вторичных обмоток	
е)	класс точности каждой из вторичных обмоток	
ж)	номинальная мощность для каждой из вторичных обмоток	ВА

з)	наибольший рабочий ток (первичный)	А
и)	сопротивление обмотки активное и индуктивное для каждой из вторичных обмоток	Ом
к)	номинальная вторичная нагрузка с указанием коэффициента мощности или активное и индуктивное сопротивления нагрузки для каждой из вторичных обмоток	ВА (Ом)
л)	номинальная предельная кратность для каждой из вторичных обмоток для защиты	
2.11.	Измерительные трансформаторы напряжения	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование подстанции, электростанции	
	диспетчерское наименование измерительного трансформатора напряжения	
	место установки (электрическая точка подключения) измерительного трансформатора напряжения	
	тип (марка) трансформатора напряжения	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
б)	номинальное напряжение первичной обмотки	кВ
в)	наибольшее рабочее напряжение первичной обмотки	кВ
г)	номинальное напряжение для каждой из вторичных обмоток	В
д)	класс точности каждой из вторичных обмоток	
е)	номинальная мощность для каждой из вторичных обмоток	ВА
ж)	схема соединения каждой из вторичных обмоток	
2.12.	Высокочастотные заградители	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование подстанции, электростанции	
	диспетчерское наименование высокочастотного заградителя	
	тип (марка) высокочастотного заградителя	
	год ввода в эксплуатацию	

б)	место присоединения, фаза линии электропередачи	
в)	класс напряжения	кВ
г)	номинальный ток	А
2.13.	Шины, ошиновки	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование подстанции, электростанции	
	место присоединения	
	диспетчерское наименование системы (секции) шин, ячейки присоединения	
	год ввода в эксплуатацию	
б)	номинальный ток	А
в)	количество проводов в фазе	шт.
г)	марка провода (кабеля)	
2.14.	Дополнительные параметры и характеристики электросетевого оборудования и линий электропередачи. Вместе с информацией, указанной в <a href="#">подпунктах 2.1 - 2.13 пункта 2</a> настоящей таблицы, в отношении электросетевого оборудования и линий электропередачи предоставляются следующие параметры и характеристики:	
а)	в отношении линий электропередачи, шунтирующих реакторов, устройств продольной компенсации, токоограничивающих реакторов, выключателей, разъединителей, трансформаторов, автотрансформаторов, трансформаторов тока, измерительных трансформаторов напряжения, высокочастотных заградителей, шин и ошиновок - допустимые повышения напряжения промышленной частоты по форме в соответствии с <a href="#">таблицами 7 и 8</a> приложения N 2 к Правилам	
б)	в отношении линий электропередачи, устройств продольной компенсации, токоограничивающих реакторов, выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, высокочастотных заградителей, шин и ошиновок - допустимая токовая нагрузка линий электропередачи и оборудования в зависимости от температуры наружного воздуха по форме в соответствии с <a href="#">таблицей 9</a> приложения N 2 к Правилам	
2.15.	Фильтро-компенсирующие устройства	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	

	диспетчерское наименование подстанции	
	тип фильтро-компенсирующего устройства	
	диспетчерское наименование фильтро-компенсирующего устройства	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
	место установки (электрическая точка подключения) фильтро-компенсирующего устройства	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	наибольшее рабочее напряжение	кВ
г)	номинальная мощность	квар
д)	емкостная проводимость	мкСм
е)	потери активной мощности при номинальном напряжении	кВт
ж)	индуктивная проводимость	мкСм
3.	Иное оборудование. По асинхронизированным генераторам, фазоповоротным устройствам, выпрямительным установкам и другому оборудованию, не указанному в <a href="#">пунктах 1 и 2</a> настоящей таблицы, приводятся:	
а)	общие сведения, позволяющие идентифицировать указанное оборудование (идентификатор mRID, диспетчерское наименование объекта электроэнергетики, на котором установлено оборудование, диспетчерское наименование оборудования, его тип (марка), организация-изготовитель, год ввода в эксплуатацию)	
б)	паспортные данные указанного оборудования, необходимые для его моделирования в расчетной модели энергосистемы и осуществления управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием такого оборудования (в случае его отнесения к объектам диспетчеризации).	
в)	математическая модель системы регулирования фазоповоротных устройств (далее - ФПУ), преобразователей постоянного тока (далее - ППТ), вставок постоянного тока (далее - ВПТ), статических компенсаторов реактивной мощности (далее - СТАТКОМ) (в отношении вновь вводимых в эксплуатацию ФПУ, ППТ, ВПТ, СТАТКОМ), содержащая: структурную схему, выполненную на базе функциональных блоков библиотеки стандартных алгоритмов, разделенную на блоки, реализующие отдельные алгоритмы системы регулирования; описание функциональных блоков используемой библиотеки алгоритмов и технологических алгоритмов управления и технологических алгоритмов их работы; указание принадлежности каждого функционального блока к действующим алгоритмам;	

	расшифровку названий (сокращений), используемых в модели; описание функциональных блоков используемой библиотеки алгоритмов и технологических алгоритмов управления; численные значения параметров настройки, используемые в модели	
--	---	--

Приложение N 2  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

Таблица 1. Допустимая продолжительность работы в различных диапазонах отклонения частоты

Диапазон отклонения частоты, Гц	46	46 - 47	47 - 48	48 - 49	50,5 - 51	51 - 53	53 - 55
Допустимая продолжительность работы в диапазонах отклонения частоты, с							

Таблица 2. Допустимая перегрузочная способность генератора по току обратной последовательности

Продолжительность несимметричного режима, с	1	2	3	4	5	6	8	9	10
Допустимый ток обратной последовательности, в долях от номинального									

Таблица 3. Значения комплексных коэффициентов трансформации (для автотрансформаторов (трансформаторов) с продольно-поперечным регулированием) в зависимости от положения привода

\ Положение привода по продольной \ оси	1	2	3	4	...	n
Положение \ привода по \ поперечной \						

оси \								
1	Значение коэффициента трансформации продольного регулирования (далее - k')							
	значение коэффициента трансформации поперечного регулирования (далее - k'')							
2	k'							
	k''							
....	k'							
	k''							
n	k'							
	k''							

Таблица 4. Коэффициенты допустимой аварийной перегрузки трансформаторов (автотрансформаторов) в зависимости от температуры наружного воздуха

Продолжительность нагрузки	Коэффициент допустимой аварийной перегрузки $K_{доп}$ (о.е.) при температуре охлаждающего воздуха (воды), $\theta_{в}$ , °C							
	-25	-20	-10	0	10	20	30	40
20 секунд								
1 минута								
5 минут								
10 минут								
20 минут								
30 минут								
1,0 час								
2,0 часа								
4,0 часа								
8,0 часов								

24,0 часа								
Причина изменения (Строка заполняется в случае изменения перегрузочной способности трансформатора (автотрансформатора). В таком случае информация в ячейках с измененными значениями показателей, характеризующих перегрузочную способность трансформатора (автотрансформатора), выделяется цветом):								

Таблица 5. Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов (автотрансформаторов) без ограничения длительности

Режим нагрузки	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки $K_{доп}$ при температуре охлаждающего воздуха, (воды), $q_{в}$ , °C							
	-20	-10	0	10	20	30	40	
Нормальный (без повышенного износа изоляции)								
С возможным повышенным износом изоляции								
Причина изменения (Строка заполняется в случае изменения перегрузочной способности трансформатора (автотрансформатора). В таком случае информация в ячейках с измененными значениями показателей, характеризующих перегрузочную способность трансформатора (автотрансформатора), выделяется цветом):								

Таблица 6. Значения напряжений и тока для различных положений устройств регулирования напряжения под нагрузкой (устройств переключения без возбуждения) трансформаторов и автотрансформаторов (указываются напряжение отщепления и ток отщепления для соответствующего отщепления согласно документации на трансформатор (автотрансформатор))

N п/п	Положение привода	Включенные ступени	Напряжение, кВ			Коэффициент трансформации			Ток, А			
			ВН	СН	НН	ВН-СН	СН-НН	ВН-НН	ВН	СН	НН	Общая обмотка
1	1	+n										
...	...	...										
...	...	+2										

...	...	+1										
...	...	0										
...	...	-1										
...	...	-2										
...	...	...										
N	n	-n										

Таблица 7. Допустимые повышения напряжения промышленной частоты (для оборудования классом напряжения до 330 кВ включительно)

Параметры	Величина параметра			
	2	3	4	5
1				
Диапазон напряжения, кВ				
Допустимая длительность работы в диапазоне, с	1200	20	1	0,1

Таблица 8. Допустимые повышения напряжения промышленной частоты (для оборудования классом напряжения выше 330 кВ)

Параметры	Величина параметра									
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1										
Диапазон напряжения, кВ										
Допустимая длительность работы в диапазоне	8 ч	3 ч	1 ч	20 мин	5 мин	1 мин	20 с	1 с	0.1 с	

Таблица 9. Допустимая токовая нагрузка линий электропередачи и оборудования в зависимости от температуры наружного воздуха (предоставляются данные о длительно допустимой токовой нагрузке участков линий электропередачи (далее - ЛЭП). Для воздушных и кабельно-воздушных ЛЭП допустимая токовая нагрузка участков ЛЭП определяется условиями сохранения механической прочности провода и сохранением нормированных вертикальных расстояний между проводом и землей или между проводом и пересекаемыми объектами)

N п/п	Температура, °С (заполняется для диапазона температур от -5 °С до +40 °С с	Длительно допустимый ток, А	Аварийно допустимый ток, А (при наличии предоставляются данные об аварийно допустимом токе большей	Допустимость интерполяции длительно допустимого и аварийно допустимого тока при промежуточных

	шагом 5 °С. При наличии предоставляются данные в более широком спектре температур. Обязательно указание метода определения допустимого тока за границами вышеуказанных диапазонов температур)	длительности)			значениях температуры	
		до 10 с.	до 1 мин.	до 20 мин.		
КонсультантПлюс: примечание. Нумерация граф дана в соответствии с официальным текстом документа.						
1	2	3	4	6	7	8
						допускается/не допускается

Приложение N 3  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

**ПАРАМЕТРЫ И ХАРАКТЕРИСТИКИ  
ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ОБОРУДОВАНИЯ  
ОБЪЕКТОВ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ОБЪЕКТОВ  
ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА, ПЛАНИРУЕМЫХ К СТРОИТЕЛЬСТВУ,  
РЕКОНСТРУКЦИИ, МОДЕРНИЗАЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ**

N п/п	Наименование параметра, характеристики	Единица измерения
1	2	3
1.	Параметры генерирующего оборудования электростанций	
1.1.	Турбины	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	

	наименование электростанции (при наличии - диспетчерское наименование)	
	наименование турбины (при наличии - диспетчерское наименование)	
	наименование генераторного оборудования (блока), с которым (в составе которого) работает турбина (при наличии - диспетчерское наименование)	
	тип (марка)	
	станционный номер	
	планируемый год ввода в эксплуатацию	
б)	номинальная активная мощность турбины	МВт
в)	маховый момент турбины	т·м <sup>2</sup>
г)	номинальная частота вращения турбины	оборот/мин
д)	параметры регулятора скорости турбин	
е)	статизм регулятора скорости	%
ж)	зона нечувствительности регулятора скорости	Гц
з)	динамические возможности разгрузки турбины по активной мощности (при необходимости применения разгрузки):	
	импульсная (кратковременная) и длительная разгрузка под воздействием управляющего сигнала максимальной амплитуды через электрогидравлический преобразователь турбины	МВт
	время задержки от момента подачи управляющего воздействия на электрогидравлический преобразователь до начала снижения мощности турбины	с
	скорость снижения мощности турбины при импульсной разгрузке	МВт/с
	максимальная величина снижения мощности турбины при импульсной разгрузке $((P_H - P_{ИРТ}) / P_H)$	%
	время восстановления мощности турбины после импульсной разгрузки	с
	максимальная величина снижения мощности турбины при длительной разгрузке $((P_H - P_{ДРТ}) / P_H)$	%
	скорость снижения мощности турбины при длительной разгрузке	МВт/с
и)	в отношении газотурбинных установок (далее - ГТУ), в том числе входящих в состав парогазовых установок (далее - ПГУ), в дополнение к информации, указанной в подпунктах "а" - "ж" настоящего подпункта, предоставляется следующая информация о технических характеристиках ГТУ:	
	тип ГТУ (одновальная, многовальная, в составе ПГУ)	

1.2.	Генераторное оборудование (турбогенераторы, гидрогенераторы), синхронные компенсаторы, синхронные двигатели	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование электростанции, подстанции (при наличии - диспетчерское наименование)	
	наименование генераторного оборудования (при наличии - диспетчерское наименование)	
	тип (марка)	
	станционный номер	
	планируемый год ввода в эксплуатацию	
б)	тип системы возбуждения	
в)	номинальная мощность агрегата	МВт
г)	номинальный коэффициент мощности	
д)	номинальное напряжение	кВ
е)	активное сопротивление статора	Ом
ж)	маховый момент ротора генератора ( $GD^2_{ГЕН}$ )	т·м <sup>2</sup>
з)	номинальная частота вращения генератора	оборот/мин
и)	суммарный маховый момент элементов, расположенных на одном валу с генератором, не включая маховый момент турбины ( $GD^2_{ЭЛЕМЕНТ}$ )	т·м <sup>2</sup>
к)	реактивное сопротивление по продольной оси ( $X_d$ )	о.е.
л)	реактивное сопротивление по поперечной оси ( $X_q$ )	о.е.
м)	переходное реактивное сопротивление по продольной оси ( $X'_d$ )	о.е.
н)	сверхпереходное реактивное сопротивление по продольной оси ( $X''_d$ )	о.е.
о)	сверхпереходное реактивное сопротивление по поперечной оси ( $X''_q$ )	о.е.
п)	реактивное сопротивление рассеяния ( $X_s$ )	о.е.
р)	реактивное сопротивление обратной последовательности ( $X_2$ )	о.е.
с)	постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутой обмотке якоря ( $T_{d0}$ )	с
т)	переходная постоянная времени обмотки возбуждения при короткозамкнутой обмотке якоря ( $T'_d$ )	с
у)	сверхпереходная постоянная времени демпферной обмотки при разомкнутых обмотках якоря и возбуждения по продольной оси ( $T'_{d0}$ )	с

ф)	сверхпереходная постоянная времени демпферной обмотки при короткозамкнутых обмотках якоря и возбуждения по продольной оси ( $T''_d$ )	с
х)	сверхпереходная постоянная времени демпферной обмотки при разомкнутых обмотках якоря и возбуждения по поперечной оси ( $T''_{q0}$ )	с
ц)	сверхпереходная постоянная времени демпферной обмотки при короткозамкнутых обмотках якоря и возбуждения по поперечной оси ( $T''_q$ )	с
ч)	диаграмма мощности (P-Q диаграмма) в графическом виде по данным организации-изготовителя и в табличном виде (с разбивкой с шагом не более 10%): P (0; 0.1 · Pуст; 0.2 · Pуст; 0.3 · Pуст; 0.4 · Pуст; 0.5 · Pуст; 0.6 · Pуст; 0.7 · Pуст; 0.8 · Pуст; 0.9 · Pуст; Pуст). На диаграмме и в табличном виде дополнительно приводится характеристика эксплуатационных ограничений, настроек регуляторов (ограничителей минимального возбуждения) для номинальных параметров	о.е., МВт
1.3.	Автоматический регулятор возбуждения (далее - АРВ)	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование электростанции, подстанции (при наличии - диспетчерское наименование)	
	тип системы возбуждения и организация-изготовитель системы возбуждения	
	тип (марка) АРВ	
б)	функциональная схема регулятора возбуждения с указанием настроечных параметров блоков (предоставление информации, предусмотренной настоящим подпунктом не требуется в случае, если планируемый к применению АРВ сильного действия и алгоритм его функционирования ранее успешно прошли испытания в соответствии с <a href="#">требованиями</a> к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов, утвержденными приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. N 98 <1>, и информация о результатах таких испытаний предоставлена системному оператору)	
в)	коэффициенты усиления по каналам регулирования	
г)	постоянные времени по каналам регулирования	
1.4.	Возбудитель	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование электростанции, подстанции (при наличии - диспетчерское наименование)	

	тип (марка) возбудителя	
б)	постоянная времени возбудителя	с
1.5.	<p>Ветроэнергетические установки (далее - ВЭУ)</p> <p>(в случае планируемого наличия в составе ветровой электростанции нескольких единиц генерирующего оборудования одного типа (марки) и с одинаковыми параметрами и характеристиками предоставляются сведения в отношении одной единицы оборудования, а также указывается количество входящих в состав ветровой электростанции единиц генерирующего оборудования такого типа (марки) с аналогичными характеристиками)</p>	
1.5.1.	Для электростанции:	
а)	идентификатор mRID	
б)	наименование (при наличии - диспетчерское наименование)	
в)	максимальная мощность	МВт
г)	общее количество ВЭУ в составе электростанции с разбивкой по годам ввода в работу и типам (маркам) (при наличии информации о типах (марках) ВЭУ)	
д)	количество и номинальная мощность находящихся в составе электростанции ВЭУ одинакового типа (марки) (при наличии информации о типах (марках) ВЭУ) с одинаковыми характеристиками с указанием каждого распределительного устройства 6 кВ и выше электростанции, на которое осуществляется выдача мощности каждого ВЭУ	
1.5.2.	Для ВЭУ каждого типа (марки):	
а)	тип (марка) ВЭУ	
б)	технические характеристики ВЭУ:	
	мощность ВЭУ (номинальная)	МВт
	величина собственных нужд ВЭУ	МВт (% от $P_{уст}$ )
	скорость сброса/набора нагрузки	МВт/с
в)	технические характеристики генератора ВЭУ: наименование генератора (при наличии - диспетчерское наименование)	
	тип генератора (синхронный, асинхронный или др.)	
	планируемый год ввода в эксплуатацию	
	номинальное напряжение генератора	кВ
	номинальная мощность генератора (активная)	МВт

	полная мощность генератора	МВА
	номинальная частота	Гц
	номинальный коэффициент мощности	
	способ подключения к сети (прямое подключение, тиристорное, через полностью управляемый преобразователь)	
г)	диаграмма мощности (P-Q диаграмма) в графическом виде по данным организации-изготовителя и в табличном виде (с разбивкой с шагом не более 10%): P (0; 0.1 · Pуст; 0.2 · Pуст; 0.3 · Pуст; 0.4 · Pуст; 0.5 · Pуст; 0.6 · Pуст; 0.7 · Pуст; 0.8 · Pуст; 0.9 · Pуст; Pуст).	о.е., МВт
1.5.3.	Для ВЭУ, подключаемых к сети через преобразователи, в дополнение к информации, указанной в <a href="#">подпункте 1.5.2</a> , указывается:	
а)	тип преобразователя	
б)	номинальная мощность (полная) ( $S_n$ ) преобразователя	МВА
в)	номинальное напряжение на выходе	В
г)	регулируемые диапазоны преобразователя по активной мощности	МВт
д)	регулируемые диапазоны преобразователя по реактивной мощности	Мвар
е)	допустимая перегрузка преобразователя по току	%
ж)	максимальная величина тока преобразователя	А
з)	ток подпитки при внешних трехфазных коротких замыканиях	А
и)	ток подпитки при внешних однофазных коротких замыканиях	А
к)	время отключения инвертором тока короткого замыкания	с
1.6.	Солнечные энергетические установки  (в случае планируемого наличия в составе солнечной электростанции нескольких единиц генерирующего оборудования одного типа (марки) и с одинаковыми параметрами и характеристиками предоставляются сведения в отношении одной единицы оборудования, а также указывается количество входящих в состав солнечной электростанции единиц генерирующего оборудования такого типа (марки) с аналогичными характеристиками)	
1.6.1.	Для электростанции:	
а)	идентификатор mRID	
б)	наименование (при наличии - диспетчерское наименование)	
в)	максимальная мощность	
г)	общее количество фотоэлектрических солнечных модулей в составе электростанции с разбивкой по годам ввода и типам (маркам) (при	

	наличии информации о типах (марках) фотоэлектрических солнечных модулей)	
д)	количество и номинальная находящиеся в составе электростанции фотоэлектрических солнечных модулей одинакового типа (марки) (при наличии информации о типах (марках) фотоэлектрических солнечных модулей) с одинаковыми характеристиками	
е)	количество и единичная полная мощность преобразователей с указанием количества фотоэлектрических солнечных модулей, подключенных к преобразователю, и каждого распределительного устройства напряжением 6 кВ и выше электростанции, на которое осуществляется выдача мощности этих преобразователей	
1.6.2.	Для фотоэлектрических солнечных модулей каждого типа (марки):	
а)	тип (марка)	
б)	планируемый год ввода в эксплуатацию	
в)	номинальная мощность (активная) ( $P_n$ )	МВт
г)	величина собственных нужд	МВт (% от $P_{уст}$ )
д)	скорость сброса/набора нагрузки	МВт/с
е)	диаграмма мощности (P-Q диаграмма) в графическом виде по данным организации-изготовителя и в табличном виде (с разбивкой с шагом не более 10%): $P$ (0; $0.1 \cdot P_{уст}$ ; $0.2 \cdot P_{уст}$ ; $0.3 \cdot P_{уст}$ ; $0.4 \cdot P_{уст}$ ; $0.5 \cdot P_{уст}$ ; $0.6 \cdot P_{уст}$ ; $0.7 \cdot P_{уст}$ ; $0.8 \cdot P_{уст}$ ; $0.9 \cdot P_{уст}$ ; $P_{уст}$ )	о.е., МВт
1.6.3.	Для каждого типа (марки) преобразователей:	
а)	тип преобразователя	
б)	номинальное напряжение на выходе	В
в)	допустимая перегрузка преобразователя по току	%
г)	ток подпитки при внешних трехфазных коротких замыканиях	А
д)	ток подпитки при внешних однофазных коротких замыканиях	А
е)	время отключения инвертором тока короткого замыкания	с
ж)	номинальная мощность (полная) ( $S_n$ )	МВА
з)	регулируемые диапазоны преобразователя по активной мощности	МВт
и)	регулируемые диапазоны преобразователя по реактивной мощности	Мвар
к)	максимальная величина тока преобразователя	А
2.	Параметры электросетевого оборудования и линий электропередачи	

2.1.	Батареи статических конденсаторов	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование подстанции (при наличии - диспетчерское наименование)	
	наименование батареи статических конденсаторов	
	планируемый год ввода в эксплуатацию	
	место установки (электрическая точка подключения) батареи статических конденсаторов	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	номинальная мощность	квар
2.2.	Шунтирующие (компенсирующие) реакторы:	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование электростанции, подстанции (при наличии - диспетчерское наименование)	
	наименование шунтирующего реактора (при наличии - диспетчерское наименование)	
	планируемый год ввода в эксплуатацию	
	место установки (электрическая точка подключения) шунтирующего реактора	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	номинальная мощность	Мвар
г)	диапазон регулирования мощности (только для управляемых шунтирующих реакторов)	Мвар
2.3.	Статические тиристорные компенсаторы	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование подстанции (при наличии - диспетчерское наименование)	
	наименование статического тиристорного компенсатора (при наличии - диспетчерское наименование)	
	место установки (электрическая точка подключения) статического тиристорного компенсатора	

	планируемый год ввода в эксплуатацию	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	номинальная мощность	Мвар
г)	диапазон регулирования мощности	Мвар
2.4.	Устройства продольной компенсации (далее - УПК)	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование подстанции	
	наименование УПК	
	место установки (электрическая точка подключения)	
	планируемый год ввода в эксплуатацию	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	номинальная мощность	квар
г)	емкость	Ф
д)	номинальный ток	А
е)	диапазон регулирования мощности (только для управляемых УПК)	Мвар
2.5.	Токоограничивающие реакторы	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование электростанции, подстанции (при наличии - диспетчерское наименование)	
	наименование токоограничивающего реактора (при наличии - диспетчерское наименование)	
	место установки (электрическая точка подключения) токоограничивающего реактора	
	планируемый год ввода в эксплуатацию	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	индуктивное сопротивление	Ом
г)	номинальный ток	А
2.6.	Выключатели	
а)	общие сведения:	

	идентификатор mRID	
	наименование электростанции, подстанции (при наличии - диспетчерское наименование)	
	наименование выключателя (при наличии - диспетчерское наименование)	
	планируемый год ввода в эксплуатацию	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	номинальный ток	А
г)	номинальный ток отключения	А
2.7.	Трансформаторы и автотрансформаторы	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование электростанции, подстанции (при наличии - диспетчерское наименование)	
	наименование трансформатора (автотрансформатора) (при наличии - диспетчерское наименование)	
	тип (марка) трансформатора (автотрансформатора)	
	планируемый год ввода в эксплуатацию	
б)	номинальная мощность	МВА
в)	номинальное напряжение обмоток	кВ
г)	напряжение короткого замыкания	%
д)	потери холостого хода	Вт
е)	потери короткого замыкания	Вт
2.8.	Линии электропередачи (далее - ЛЭП)  (Данные указываются по каждому из участков (сегментов) ЛЭП, ограниченному точками изменения конфигурации (присоединением к коммутационному аппарату, присоединением ответвления (отпайки)) (далее - участок). Для участков, состоящих из частей с разным количеством проводов в фазе, кабельно-воздушных участков, участков, выполненных проводами или кабелем разных марок, разного сечения (далее совместно именуется "неоднородные участки"), данные указываются по каждой однородной составной части неоднородного участка.)	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование ЛЭП (при наличии - диспетчерское наименование)	

	вид ЛЭП (воздушная, кабельная, кабельно-воздушная)	
	номинальное напряжение, на котором эксплуатируется ЛЭП	кВ
	номинальное напряжение, на которое построена ЛЭП	кВ
	планируемый год ввода в эксплуатацию	
	длина ЛЭП	км
б)	технические данные кабельного участка (составной части) ЛЭП:	
	обозначение составной части	
	год ввода в эксплуатацию	
	длина кабельного участка (составной части) с указанием способа прокладки (в трубе, в траншее)	км
	количество цепей	
	марка кабеля	
	количество параллельных кабелей, которыми выполнен кабельный участок (составная часть)	шт.
в)	технические данные воздушного участка (составной части) ЛЭП:	
	обозначение составной части	
	год ввода в эксплуатацию	
	длина воздушного участка (составной части)	
	марка провода, количество проводов в фазе	
	количество параллельных воздушных составных частей	шт.
2.9.	Шины, ошиновки	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование подстанции, электростанции (при наличии - диспетчерское наименование)	
	место присоединения	
	наименование системы (секции) шин, ячейки присоединения (при наличии - диспетчерское наименование)	
	планируемый год ввода в эксплуатацию	
б)	номинальный ток	А
в)	количество проводов в фазе	шт.

г)	марка провода (кабеля)	
2.10.	Фильтро-компенсирующие устройства	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование подстанции (при наличии - диспетчерское наименование)	
	наименование фильтро-компенсирующего устройства (при наличии - диспетчерское наименование)	
	планируемый год ввода в эксплуатацию	
	место установки (электрическая точка подключения) фильтро-компенсирующего устройства	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	номинальная мощность	квар
г)	емкостная проводимость	мкСм
3.	Асинхронизированные генераторы, фазоповоротные устройства, выпрямительные установки	
а)	общие сведения, позволяющие идентифицировать указанное оборудование (идентификатор mRID, наименование (при наличии - диспетчерское наименование) объекта электроэнергетики, на котором установлено оборудование, наименование оборудования (при наличии - диспетчерское наименование), его тип (марка), организация-изготовитель, планируемый год ввода в эксплуатацию)	
б)	паспортные данные указанного оборудования	
4.	Упрощенная схема распределительного устройства в графической форме без указания разъединителей, заземляющих ножей, трансформаторов тока и измерительных трансформаторов напряжения	

<1> Зарегистрирован Минюстом России 3 июня 2019 г., регистрационный N 54828.

Приложение N 4  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России

Показатели фактического баланса электрической энергии по субъектам электроэнергетики за _____ года
--

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики, потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами по производству электрической энергии; гарантирующие поставщики, энергосбытовые организации; потребители электрической энергии - участники оптового рынка электрической энергии и мощности; организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, иные собственники и законные владельцы объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть; территориальные сетевые организации; иные собственники и законные владельцы линий электропередачи, пересекающих границу субъекта Российской Федерации	до 7:00 местного времени суток, следующих за отчетными	ежедневно
	до 7 числа месяца, следующего за отчетным	ежемесячно

Наименование организации, представляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Информация о производстве, потреблении и перетоках электрической энергии (предоставляется субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии, владеющими на праве собственности или на ином законном основании объектами по производству электрической энергии), тыс. кВт·ч

Наименование показателя	Фактическое значение показателя
-------------------------	---------------------------------

	за сутки	нарастающ им итогом с начала месяца
Наименование субъекта Российской Федерации _____		
1. Выработка электрической энергии, всего		
1.1. Выработка электрической энергии по генератору (блоку) 1		
...		
1.N. Выработка электрической энергии по генератору (блоку) N		
2. Сальдо перетоков электрической энергии		
3. Потребление электрической энергии, всего		

Раздел 2. Информация о потреблении и перетоках (предоставляется гарантирующими поставщиками и энергосбытовыми организациями, а также потребителями - участниками оптового рынка электрической энергии и мощности), тыс. кВт·ч

Наименование показателя	Код строки	Фактическое значение показателя	
		за сутки	нарастающим итогом с начала месяца
Наименование субъекта Российской Федерации _____			
1. Потребление электрической энергии, всего			
2. Сальдо перетоков			

Раздел 3. Информация о перетоках электрической энергии (предоставляется организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, территориальными сетевыми организациями и иными собственниками и законными владельцами объектов электросетевого хозяйства в отношении линий электропередачи, пересекающих границу субъекта Российской Федерации), тыс. кВт·ч

Наименование показателя	Код строки	Фактическое значение показателя	
		за сутки	нарастающим итогом с начала месяца
1	2	3	4
Наименование субъекта Российской Федерации _____			
1. Сальдо перетоков электрической энергии с i-тым смежным субъектом Российской Федерации			
1.1. Переток по линии электропередачи 1			
...			

1.N. Переток по линии электропередачи N			
2. Сальдо межгосударственных перетоков электрической энергии			
2.1. Переток электрической энергии с электроэнергетическими системами иностранных государств по точкам поставки, расположенным в границах субъекта Российской Федерации			
2.1.1. Переток по линии электропередачи 1			
...			
2.1.N. Переток по линии электропередачи N			

#### Раздел 4. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 5  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

### **СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ ТОПЛИВА НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ И ВВОДЕ ГРАФИКОВ ОГРАНИЧЕНИЯ ПОСТАВОК ГАЗА**

#### 1. Сведения об обеспечении электростанций топливом.

Сведения предоставляются в автоматизированном виде с использованием программно-аппаратного комплекса, эксплуатация и техническая поддержка которого осуществляется системным оператором электроэнергетических систем России (далее - системный оператор).

Состав сведений, периодичность и сроки их предоставления:

а) ежедневно до 6:00 местного времени:

приход топлива за сутки;

расход топлива за сутки;

прочее изменение запаса топлива;

эксплуатационный запас топлива на конец суток, в том числе эксплуатационный запас резервного или аварийного топлива на удаленном (находящемся вне территории тепловой электростанции (далее - ТЭС) складе, хранилище;

б) ежеквартально до 25 числа месяца, предшествующего планируемому периоду, договорный объем поставки лимитного газа по месяцам квартала, договорный объем поставки дополнительного газа по месяцам квартала, нормативный эксплуатационный запас топлива (далее - НЭЗТ) по месяцам квартала и нормативный запас вспомогательного топлива (далее - НВЗТ) по месяцам квартала;

в) ежегодно до 25 сентября текущего года - неснижаемый нормативный запас топлива (далее - ННЗТ) и нормативный запас аварийного топлива (далее - НАЗТ);

г) по запросу субъекта оперативно-диспетчерского управления:

неизвлекаемый ("мертвый") объем (для жидких видов топлива);

сведения об используемом топливе на электростанции (удельная теплота сгорания, назначение использования, состав сжигающего топлива оборудования);

наименование организации (ее филиала), представляющей (его) сведения, адрес в пределах места нахождения, регистрационные коды (ОКПО, ОКВЭД, ОКАТО, ОКОГУ, ОКОПФ, ОКФС);

контактная информация лиц, ответственных за предоставление информации системному оператору;

иная справочная информация, необходимая для мониторинга топливообеспечения ТЭС (вместимость склада (хранилища) топлива, наличие склада резервного хранения топлива за пределами территории ТЭС, расстояние до места поставки топлива, среднее время доставки и разгрузки топлива, описание схемы подключения ТЭС к магистральным газопроводам, наличие мазутопровода от нефтеперерабатывающего завода, расход резервного (аварийного) топлива на номинальной нагрузке, сроки сезонного останова электростанции, уполномоченный федеральный орган исполнительной власти на утверждение нормативов запасов топлива, копии организационно-распорядительных документов, которыми утверждены нормативы запасов топлива).

2. Оперативные сведения о вводе графиков ограничения поставок газа для электростанций - в течение 1 часа с момента получения собственником или иным законным владельцем электростанции уведомления о вводе графика ограничения поставок газа от газоснабжающей организации.

Приложение N 6  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным

Водно-энергетические показатели работы гидроэлектростанций за _____ года
---

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Владельцы генерирующего оборудования гидроэлектростанций установленной генерирующей мощностью 5 МВт и более.	до 8:30 утра московского времени суток, следующих за отчетными	Ежедневно

Наименование организации, представляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Водно-энергетические показатели работы гидроэлектростанции (далее - ГЭС)

Наименование показателя	Код показателя	Значение показателя
1	2	3
Направление ветра на 8 часов утра текущих суток	3	
Скорость ветра на 8 часов утра текущих суток, м/с	4	
ОТМЕТКИ:		
Отметка верхнего бьефа средняя по водохранилищу на 8 часов утра текущих суток, м	10	
Отметка верхнего бьефа средняя по водохранилищу, на характерный час отчетных суток, м	11	
Отметка верхнего бьефа у здания ГЭС средняя за отчетные сутки, м	12	
Отметка верхнего бьефа у здания ГЭС на характерный час отчетных суток, м	13	
Отметка верхнего бьефа у здания ГЭС (приплотинная) на 8 часов текущих суток, м	14	

Отметка верхнего бьефа по характерному посту (текущие сутки), м	15	
Отметка нижнего бьефа на 8 часов утра текущих суток, м	16	
Отметка нижнего бьефа на характерный час отчетных суток, м	17	
Отметка нижнего бьефа средняя за отчетные сутки, м	18	
Отметка нижнего бьефа по характерному посту, максимальная за отчетные сутки, м	19	
Отметка нижнего бьефа по характерному посту, минимальная за отчетные сутки, м	20	
НАПОРЫ:		
Напор средний за отчетные сутки, м	30	
Напор (резерв), м	31	
ПРИТОКИ:		
Приток суммарный, средний за отчетные сутки, м <sup>3</sup> /с	40	
Приток боковой, средний за отчетные сутки, м <sup>3</sup> /с	41	
РАСХОДЫ:		
Расход суммарный в нижнем бьефе, средний за отчетные сутки, м <sup>3</sup> /с	45	
Расход через турбины, средний за отчетные сутки, м <sup>3</sup> /с	46	
Расход через водосброс, средний за отчетные сутки, м <sup>3</sup> /с	47	
Расход на ирригацию, средний за отчетные сутки, м <sup>3</sup> /с	51	
ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ АГРЕГАТОВ:		
Максимальная нагрузка ГЭС за отчетные сутки, МВт	60	
Минимальная нагрузка ГЭС за отчетные сутки, МВт	61	
Выработка ГЭС, млн. кВт·ч	65	
Выработка электрической энергии на ГЭС, нарастающая с начала месяца, млн. кВт·ч	66	
Отклонение выработки от задания, нарастающим итогом с начала месяца, млн. кВт·ч	69	

## Раздел 2. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с	Адрес электронной почты (при
-----------------------	-------------------	-----------	-------------------------------	------------------------------

			кодом города)	наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 7  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

Сведения о текущих запасах воды в основных водохранилищах гидроэлектростанций за _____ года
---

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Владельцы генерирующего оборудования гидроэлектростанций установленной генерирующей мощностью 5 МВт и более	до 10:00 утра московского времени суток, следующих за отчетными	ежедневно

Наименование организации, представляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Текущие запасы воды в водохранилищах

Диспетчерское наименование гидроэлектростанции	Наименование показателя	Код строки	Код объекта учета	Код показателя	Значение показателя
	Удельный расход воды для оценки энергоемкости водохранилища на	1		201	

	отчетную дату текущего года, м <sup>3</sup> /кВт·ч				
	Удельный расход воды для оценки энергоёмкости водохранилища на отчетную дату прошлого года, м <sup>3</sup> /кВт·ч	2		202	
	Уровень водохранилища на отчетную дату текущего года, м	3		203	
	Уровень водохранилища на отчетную дату прошлого года, м	4		204	
	Полезный объем водохранилища на отчетную дату текущего года, млн. м <sup>3</sup>	5		205	
	Полезный объем водохранилища на отчетную дату прошлого года, млн. м <sup>3</sup>	6		206	

## Раздел 2. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 8  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

Справочная информация о запасах воды в основных водохранилищах гидроэлектростанций за _____ год
---

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Владельцы оборудования генерирующего гидроэлектростанций установленной генерирующей мощностью 5 МВт и более	до 10 декабря	ежегодно

Наименование организации, представляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Справочная информация о запасах воды в основных водохранилищах гидроэлектростанций

Диспетчерское наименование гидроэлектростанции	Наименование показателя	Код строки	Код объекта учета	Код показателя	Значение показателя
	Нормальный подпорный уровень (НПУ), м	1		207	
	Уровень мертвого объема (УМО), м	2		208	
	Энергоемкость полного полезного объема водохранилища, млн. кВт·ч	3		209	
	Полный полезный объем водохранилища, млн. м <sup>3</sup>	4		210	

Раздел 2. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 9  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

Сведения о зафиксированных параметрах электрического режима по данным контрольных и иных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения за _____ г.
--

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, получившие от диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления задания на проведение контрольных или иных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения	в течение 10 рабочих дней с даты проведения контрольного замера	После проведения контрольных или иных замеров
	в течение 10 рабочих дней с даты проведения иных замеров	

Наименование организации, представляющей информацию (ее филиала):
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Сведения о зафиксированных параметрах электрического режима по данным контрольных и иных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения

Диспетчерское наименование подстанции (электростанции)	Диспетчерское наименование: (авто-)трансформатора, линии электропередачи, генератора, трансформатора напряжения, средства компенсации реактивной мощности	Тип (авто-)трансформатора, генератора. При наличии расщепленной обмотки в скобках указывается ввод НН. Для иного оборудования - "-"	Сторона для (авто-)трансформаторов. Устройство регулирования напряжения под нагрузкой (далее - РПН), устройство переключения без возбуждения (далее - ПБВ), напряжение (U), средство компенсации реактивной мощности. Для линий электропередачи - "-"	Номинальное напряжение сети, кВ	0:00:00			1:00:00			...		
					Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, Мвар	Ток, А	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, Мвар	Ток, А	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, Мвар	Ток, А
					Напряжение, кВ			Напряжение, кВ			Напряжение, кВ		
					Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ		

Требования к представлению сведений о зафиксированных параметрах электрического режима по данным контрольных и иных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения:

1. Сведения направляются в электронном виде (в формате электронных табличных документов).

2. По результатам контрольных замеров в отношении каждого объекта электроэнергетики с высшим классом напряжения 35 кВ и выше должна передаваться следующая информация:

значения напряжения на всех шинах (раздельно работающих секциях шин) 6 кВ и выше;

значения перетоков активной и реактивной мощности, тока в каждой ЛЭП напряжением 35 кВ и выше, отходящей от шин объекта электроэнергетики;

значения перетоков активной и реактивной мощности, тока в каждой обмотке напряжением 6 кВ и выше всех трансформаторов (автотрансформаторов), включая трансформаторы собственных нужд;

значения напряжения, активной и реактивной мощности генераторов;

значения реактивной и активной мощности, напряжения во всех средствах компенсации реактивной мощности напряжением 6 кВ и выше;

положения переключателей ответвлений устройств регулирования напряжения всех трансформаторов (автотрансформаторов) с высшим номинальным напряжением 20 кВ и выше, а также вольтодобавочных трансформаторов и линейных регулировочных трансформаторов напряжением 6 кВ и выше.

3. Сведения представляются за каждый час суток для контрольных замеров и за часы, указанные в задании на проведение замера, для иных замеров.

Фиксируются действующие значения параметров электроэнергетического режима, соответствующие началу каждого из часов суток контрольного или иного замера, если иное не оговорено в задании на проведение замера.

4. Для линий электропередачи, трансформаторов (автотрансформаторов) значения  $P$  и  $Q$  фиксируются со знаком "+" при направлении перетока мощности от шин объекта электроэнергетики, на котором проводится замер, в линию электропередачи или оборудование, и со знаком "-" при направлении перетока мощности от линии электропередачи или оборудования к шинам объекта электроэнергетики, на котором проводится замер.

Для агрегатов гидроаккумулирующих электростанций значения  $P$  фиксируются со знаком "+" при генераторном режиме работы агрегата и со знаком "-" при двигательном режиме работы агрегата.

Для трансформаторов (автотрансформаторов) с высшим номинальным напряжением 35 кВ и выше информация о нагрузке (мощности и токе) заполняется для каждой обмотки. Для трансформаторов с высшим номинальным напряжением ниже 35 кВ, в том числе для трансформаторов собственных нужд, информация о нагрузке (мощности и токе) заполняется только для обмотки высшего напряжения либо для обмотки низшего напряжения при отсутствии измерений в обмотке высшего напряжения.

Для генерирующего оборудования и средств компенсации реактивной мощности значения  $Q$  фиксируются со знаком "-" при потреблении реактивной мощности и со знаком "+" при генерации

реактивной мощности.

Для отключенных линий электропередачи, трансформаторов (автотрансформаторов), генераторов, средств компенсации реактивной мощности указывается причина отключения: капитальный ремонт (КР), средний ремонт (СР), текущий ремонт (ТР), аварийный ремонт (АР), резерв (РЕЗ), вывод из эксплуатации (ВЭ), консервация (КС), вынужденный простой (ВПр), охранное напряжение (ОхН).

При отсутствии у организации, представляющей информацию, соответствующего оборудования, ставится прочерк "-".

Раздел 2. Сведения о нагрузке потребителей электрической энергии (мощности), включенных в графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), по данным контрольных замеров

Информация представляется в соответствии с [разделом 1](#) приложения N 8 к Правилам разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики, утвержденным приказом Минэнерго России от 6 июня 2013 г. N 290 <1> (далее - Правила разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии).

-----

<1> Зарегистрирован Минюстом России 9 августа 2013 г., регистрационный N 29348, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 18 октября 2018 г. N 898 (зарегистрирован Минюстом России 14 ноября 2018 г., регистрационный N 52677).

Раздел 3. Сведения о настройке и объемах управляющих воздействий автоматики частотной разгрузки и иных видов противоаварийной автоматики по данным контрольных замеров

Информация представляется в соответствии с [разделами 1 - 4](#) приложения N 10 к Правилам разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии.

#### Раздел 4. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Контактный телефон (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 10  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления

Сведения о технологическом присоединении объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств к электрическим сетям за _____ 20__ года
---

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Сетевые организации и иные хозяйствующие субъекты, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами электросетевого хозяйства	до 15 числа месяца, следующего за отчетным	ежемесячно

Наименование организации, представляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Сведения о технологическом присоединении объектов по производству электрической энергии максимальной мощностью 5 МВт и более

Наименование объединенной энергетической системы	Наименование субъекта Российской Федерации	Наименование объекта присоединения	Наименование заявителя	Максимальная мощность энергетических установок, МВт	Распределение максимальной мощности энергетических установок по годам в соответствии с заявкой на технологическое присоединение, МВт (в графах 6 - 12 под годом "N" понимается год представления информации)						
					год N	год N + 1	год N + 2	год N + 3	год N + 4	год N + 5	год N + 6
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Дата поступления и реквизиты заявки на технологическое присоединение	Дата утверждения технических условий для технологического присоединения и к электрическим сетям (далее - технические условия)	Реквизиты заключенного договора об осуществлении технологического присоединения/соглашения о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту		Наличие изменений в технических условиях (да/нет)	Дата утверждения изменений в технические условия	Наличие этапности технологического присоединения (да/нет)	Срок действия технических условий
		Дата заключения	N (при отсутствии N у договора, соглашения указывается "б/н")				
13	14	15.1	15.2	16	17	18	19

Срок технологического присоединения в соответствии с договором об осуществлении технологического присоединения/соглашением о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту (в том числе по этапам)	Статус технических условий (Д - действующие; Р - реализованные; А - аннулированные)	Дата осмотра присоединяемых энергетических установок в рамках проверки выполнения технических условий (по этапам)	Дата и N акта о выполнении технических условий (по этапам)	Дата и N акта об осуществлении технологического присоединения
20	21	22	23	24

Раздел 2. Сведения о технологическом присоединении энергопринимающих устройств максимальной мощностью 670 кВт и более

Наименование объединенной энергетической системы	Наименование субъекта Российской Федерации	Наименование объекта присоединения	Наименование заявителя	Основное назначение объекта присоединения	Кадастровый номер земельного участка заявителя	Максимальная мощность энергопринимающих устройств, МВт	Распределение максимальной мощности энергопринимающих устройств по годам в соответствии с заявкой на технологическое присоединение, МВт						
							год N	год N + 1	год N + 2	год N + 3	год N + 4	год N + 5	год N + 6
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Дата поступления и N заявки на технологическое присоединение	Дата утверждения технических условий	Реквизиты заключенного договора об осуществлении технологического присоединения/соглашения о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту		Подстанция (далее - ПС) высшим классом напряжения 110 (150) кВ и выше (существующая либо вновь сооружаемая), к шинам указанного в заявке на технологическое присоединение класса напряжения которой непосредственно присоединяются энергопринимающие устройства или объекты электросетевого хозяйства заявителя (далее - центр питания 110 (150) кВ и выше). В случае технологического присоединения объекта заявителя путем сооружения отпаяк от ЛЭП, заходов ЛЭП, к центрам питания относятся граничные ПС данных ЛЭП. В случае технологического присоединения объекта заявителя к распределительному устройству электростанции к центру питания относится данная электростанция. В случае технологического присоединения объекта заявителя к объектам электросетевого хозяйства сетевой	Точки присоединения в РУ центра питания 110 (150) кВ и выше
		Дата заключения	N (при отсутствии N у договора, соглашения указывается "б/н")		

				организации высшим классом напряжения ниже 110 (150) кВ к центру питания относится ПС с высшим классом напряжения 110 (150) кВ и выше, обеспечивающая электроснабжение данных объектов сетевой организации в нормальной схеме электрической сети)	
15	16	17.1	17.2	18	19

Наличие изменений в технических условиях (да/нет)	Дата утверждения изменений в технические условия	Наличие этапности технологического присоединения (да/нет)	Срок действия технических условий	Срок технологического присоединения в соответствии с договором об осуществлении технологического присоединения/соглашением о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту (в том	Статус технических условий (Д - действующие; Р - реализованные; А - аннулированные)	Информация о наличии в технических условиях мероприятий по реконструкции и развитию электрической сети 110 (150) кВ и выше для обеспечения технической возможности технологического присоединения
---	--	---	-----------------------------------	--	---	---

				числе по этапам)		
20	21	22	23	24	25	26

Перечень мероприятий по реконструкции и развитию электрической сети 110 (150) кВ и выше для обеспечения технической возможности технологического присоединения, предусмотренных техническими условиями	Дата осмотра присоединяемых энергопринимающих устройств (в рамках проверки выполнения технических условий (по этапам))	Дата и N акта о выполнении технических условий (по этапам)	Дата и N акта об осуществлении технологического присоединения
27	28	29	30

1. В [графе 5](#) указывается наименование вида экономической деятельности, к которому относятся энергопринимающие устройства заявителя, из числа видов экономической деятельности, для которых Методическими [указаниями](#) по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 6 декабря 2022 г. N 1286 <32>, установлены коэффициенты, учитывающие набор мощности потребителями электрической энергии (мощности).

-----

<32> Официальный интернет-портал правовой информации ([www.pravo.gov.ru](http://www.pravo.gov.ru)), 2022, 30 декабря, N 0001202212300055.

2. В [графах 8 - 14](#) под годом "N" понимается год представления информации.

3. В [графе 18](#) указываются диспетчерские наименования центров питания 110 (150) кВ и выше (при отсутствии диспетчерских наименований - наименования, используемые сетевой организацией).

4. [Графа 27](#) заполняется при технологическом присоединении энергопринимающих устройств заявителя максимальной мощностью от 670 кВт до 5 МВт включительно. При технологическом присоединении энергопринимающих устройств заявителя, технические условия на технологическое присоединение которых согласованы с системным оператором, заполнение [графы 27](#) таблицы не требуется.

Раздел 3. Сведения о технологическом присоединении энергопринимающих устройств максимальной мощностью от 150 кВт включительно до 670 кВт (не включая верхнюю границу указанного диапазона)

Наименование объединенной энергетической системы	Наименование субъекта Российской Федерации	Центр питания 110 (150) кВ и выше	Заключено договоров об осуществлении технологического присоединения, включающих технические условия на общую максимальную мощность энергопринимающих устройств за отчетный период, МВт	Расторгнуто договоров об осуществлении технологического присоединения, включающих технические условия на общую максимальную мощность энергопринимающих устройств за отчетный период, МВт	Суммарная максимальная мощность энергопринимающих устройств, присоединенных к электрическим сетям в соответствии с договорами об осуществлении технологического присоединения за отчетный период, МВт
1	2	3	4	5	6

Раздел 4. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 11  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

<p>Сведения о максимальной мощности ранее присоединенных энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии максимальной мощностью 10 МВт и более в соответствии с документами о технологическом присоединении к электрическим сетям</p>
--

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Сетевые организации	в течение 10 рабочих дней со дня вступления в силу Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденных приказом Минэнерго России от 20 декабря 2022 г. N 1340	однократно в полном объеме
	до 15 числа месяца, следующего за месяцем, в котором произошли изменения	при наличии изменений

Наименование организации, представляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Сведения о максимальной мощности ранее присоединенных энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии максимальной мощностью 10 МВт и более в соответствии с документами о технологическом присоединении

Наименование субъекта Российской Федерации	Наименование потребителя электрической энергии	Максимальная мощность энергопринимающих устройств	Центр питания 110 кВ и выше (диспетчерское наименование, при отсутствии диспетчерского наименования - наименование, используемое сетевой организацией)	Название и реквизиты (дата и номер) акта об осуществлении технологического присоединения (в случае если технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителя электрической энергии выполнено до вступления в силу <a href="#">Правил технологического присоединения</a> - иного имеющегося у сетевой организации документа, подтверждающего технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям и величину их максимальной мощности)
1	2	3	4	5

Раздел 2. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 12  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

Сведения о привлечении кредитных ресурсов в ____ году
--

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами по производству электрической энергии, установленная генерирующая мощность которых равна или превышает 5 МВт; сетевые организации	до 10 февраля года, следующего за отчетным; в 2023 году в течение 10 рабочих дней со дня вступления в силу Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденных приказом Минэнерго России от 20 декабря 2022 г. N 1340	ежегодно

Наименование организации, представляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Сведения о кредитах и займах в российских рублях (тыс. руб) за \_\_\_\_ год.

N п/п	Наименование показателя	Значение показателя			
		3			
		I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал
		3.1	3.2	3.3	3.4
1.1.	Привлеченные кредиты и займы на				

	начало отчетного года, всего				
	в том числе:	x			
1.1.1.	краткосрочные кредиты и займы (до 12 месяцев)				
1.1.2.	долгосрочные кредиты и займы (свыше 12 месяцев)				
1.1.3.	из них кредиты и займы, привлеченные на исполнение мероприятий инвестиционной программы				
1.2.	Средневзвешенный годовой процент по всем кредитам и займам на начало отчетного года, %				
1.3.	Привлеченные кредиты и займы в отчетном году, всего				
	в том числе:	x			
1.3.1.	краткосрочные кредиты и займы (до 12 месяцев)				
1.3.2.	долгосрочные кредиты и займы (свыше 12 месяцев)				
1.3.3.	из них кредиты и займы, привлеченные на исполнение мероприятий инвестиционной программы				
1.3.3.1.	в том числе кредиты и займы, привлеченные на рефинансирование ранее привлеченных кредитов и займов				
1.4.	Средневзвешенный годовой процент по вновь привлеченным кредитам и займам в отчетном году, %				
1.5.	Погашение кредитов и займов в отчетном году, всего				
	в том числе:	x			
1.5.1.	краткосрочные кредиты и займы (до 12 месяцев)				
1.5.2.	проценты по краткосрочным кредитам				
1.5.3.	долгосрочные кредиты и займы (свыше 12 месяцев)				
1.5.4.	проценты по долгосрочным кредитам и займам				

1.5.5.	в том числе привлеченных на исполнение мероприятий инвестиционной программы				
1.6.	Привлеченные кредиты и займы на конец отчетного года, всего				
	в том числе:	x			
1.6.1.	краткосрочные кредиты и займы (до 12 месяцев)				
1.6.2.	долгосрочные кредиты и займы (свыше 12 месяцев)				
1.6.3.	из них кредиты и займы, привлеченные на исполнение мероприятий инвестиционной программы				
1.7.	Средневзвешенный годовой процент по всем кредитам и займам на конец отчетного года, %				

Раздел 2. Сведения о кредитах и займах в иностранной валюте (тыс. долларов США) за \_\_\_\_ год.

N п/п	Наименование показателя	Значение показателя			
		3			
		I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал
		3.1	3.2	3.3	3.4
2.1.	Привлеченные кредиты и займы на начало отчетного года, всего				
	в том числе:	x			
2.1.1.	краткосрочные кредиты и займы (до 12 месяцев)				
2.1.2.	долгосрочные кредиты и займы (свыше 12 месяцев)				
2.1.3.	из них кредиты и займы, привлеченные на исполнение мероприятий инвестиционной программы				
2.2.	Средневзвешенный годовой процент по всем кредитам и займам на начало отчетного года, %				
2.3.	Привлечение кредитов и займов в отчетном году, всего				

	в том числе:	x			
2.3.1.	краткосрочные кредиты и займы (до 12 месяцев)				
2.3.2.	долгосрочные кредиты и займы (свыше 12 месяцев)				
2.3.3.	из них кредиты и займы, привлеченные на исполнение мероприятий инвестиционной программы				
2.3.3.1.	в том числе кредиты и займы, привлеченные на рефинансирование ранее привлеченных кредитов и займов				
2.4.	Средневзвешенный годовой процент по вновь привлеченным кредитам и займам в отчетном году, %				
<p>КонсультантПлюс: примечание.          Нумерация пунктов дана в соответствии с официальным текстом документа.</p>					
25.	Погашение кредитов и займов в отчетном году, всего				
	в том числе:	x			
2.5.1.	краткосрочные кредиты и займы (до 12 месяцев)				
2.5.2.	проценты по краткосрочным кредитам и займам				
2.5.3.	долгосрочные кредиты и займы (свыше 12 месяцев)				
2.5.4.	проценты по долгосрочным кредитам и займам				
2.5.5.	в том числе привлеченных на исполнение мероприятий инвестиционной программы				
2.6.	Привлеченные кредиты и займы на конец отчетного года, всего				
	в том числе:	x			
2.6.1.	краткосрочные кредиты и займы (до 12 месяцев)				
2.6.2.	долгосрочные кредиты и займы (свыше 12 месяцев)				
2.6.3.	из них кредиты и займы, привлеченные на				

	исполнение мероприятий инвестиционной программы				
2.7.	Средневзвешенный годовой процент по всем кредитам и займам на конец отчетного года, %				

### Раздел 3. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 13  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

Сведения о затратах на осуществление деятельности по передаче электрической энергии за ____ год
---

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Сетевые организации	до 10 февраля года, следующего за отчетным; в 2023 году в течение 10 рабочих дней со дня вступления в силу Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике,	ежегодно

утвержденных приказом  
Минэнерго России от 20 декабря  
2022 г. N 1340

Наименование организации, представляющей информацию:

Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Затраты на осуществление деятельности по передаче электрической энергии

№ п/п	Наименование показателя	Затраты, всего, тыс. руб. без НДС
1	2	3
1	Оплата услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети	
2	Оплата услуг прочих сетевых организаций	
3	Оплата труда эксплуатационного персонала	
4	Отчисления на социальные нужды от затрат на оплату труда эксплуатационного персонала	
5	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	
6	Амортизация электросетевого оборудования	
7	Общехозяйственные расходы, относимые на технологические цели	
	из них:	х
7.1	Административно-управленческие расходы	
7.2	Обязательные платежи (налоги, сборы), включаемые в затраты на технологические цели	
7.3	Прочие общехозяйственные расходы	
8	Покупная электрическая энергия (мощность)	
	в том числе:	х
8.1	Оплата электрической энергии в целях компенсации потерь электрической энергии при ее передаче	
8.	Покупка электрической энергии (мощности) на хозяйственные нужды	

2.		
9	Прочие затраты, относимые на передачу электрической энергии	
10	Всего затрат на передачу электрической энергии	

Раздел 2. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 14  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

Сведения о выбросах парниковых газов за _____ год
--

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании тепловыми электростанциями, установленная генерирующая мощность которых равна или превышает 5 МВт; сетевые организации, владеющие на праве собственности или на ином	до 1 апреля года, следующего за отчетным	ежегодно

законном основании объектами электросетевого хозяйства, проектный номинальный класс напряжения которых составляет 110 кВ и выше		
---	--	--

Наименование организации, представляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Сведения по выбросам парниковых газов

Наименование показателя	Расход газа, т у.т.	Выбросы CO <sub>2</sub> от сжигания газа, т	Расход нефтетоплива, т у.т.	Выбросы CO <sub>2</sub> от сжигания нефтетоплива, т	Расход твердого топлива, т у.т.	Выбросы CO <sub>2</sub> от сжигания твердого топлива, т
1	2	3	4			
Всего за календарный год						

В графе 3 указываются количественные значения объемов выбросов парниковых газов за отчетный год, рассчитанные в соответствии с Методикой количественного определения объема выбросов парниковых газов, утвержденной приказом Минприроды России от 27 мая 2022 N 371 <1>.

-----

<1> Зарегистрирован Минюстом России 29 июля 2022 г., регистрационный N 69451. Данный приказ действует до 1 марта 2029 г.

Раздел 2. Сведения по выбросам элегаза

Наименование оборудования	Количество, шт.	Содержание SF <sub>6</sub> в единице оборудования, кг	В том числе содержание SF <sub>6</sub> в герметичном оборудовании (не требующем пополнения в течение срока службы), кг	Общее содержание SF <sub>6</sub> , кг	Норма утечки по ТУ, %	Выбросы SF <sub>6</sub> , кг
1	2	3	4	5	6	7

1. В [графе 2](#) указывается количество оборудования определенного типа, содержащего элегаз.

2. В [графе 3](#) указываются данные о количестве элегаза из паспорта оборудования, указанного в [графе 1](#).

3. В [графе 4](#) указываются данные, содержащиеся в паспорте оборудования данного типа, о количестве элегаза в герметичном оборудовании.

4. В [графе 5](#) указываются данные о количестве элегаза во всех единицах оборудования, указанного в [графе 1](#).

### Раздел 3. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 15  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Таблица 1. Сведения о загрузке подстанций с высшим классом напряжения 110 (150) кВ

N п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения подстанции, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА
1	2	3	4	5	6

Фактическая максимальная нагрузка в день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по электрической сети напряжением 6 - 35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
Год N - 6	Год N - 5	Год N - 4	Год N - 3	Год N - 2	Год N - 6	Год N - 5	Год N - 4	Год N - 3	Год N - 2	
7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

В графах 7 - 16 под годом "N" понимается календарный год, следующий за годом представления информации.

Таблица 2. Сведения о техническом состоянии и перегрузочной способности трансформаторов

N п/п	Наименование подстанции	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	Индекс технического состояния трансформатора (указывается наименьший из индексов технического состояния функциональных узлов "Изоляционная система", "Магнитопровод", "Обмотки трансформатора")	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при температуре °С										
						-20	-10	0	10	20	30	40				

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблица 3. Сведения о фактической максимальной нагрузке и прогнозной загрузке подстанций с учетом заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения

N п/п	Наименование подстанции 110 (150) кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров, МВА	Наименование подстанции, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Реквизиты договора об осуществлении технологического присоединения		Планируемый год реализации технологического присоединения	Максимальная мощность по техническим условиям, кВт
					Дата заключения	Номер (при наличии)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Ранее присоединенная мощность (по документам о технологическом присоединении), кВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по техническим условиям с учетом коэффициента реализации, кВт	Прогнозная нагрузка, МВА					
			год N	год N + 1	год N + 2	год N + 3	год N + 4	год N + 5
10	11	12	13	14	15	16	17	18

В графах 13 - 18 под годом "N" понимается первый год среднесрочного периода, начиная с года, следующего за годом представления информации.

Таблица 4. Сведения об объеме прекращений (перерывов) электроснабжения потребителей электрической энергии (далее - недоотпуск электрической энергии) и фактическом ущербе (убытках) от недоотпуска электрической энергии

Напечатано с сайта АО «СО ЕЭС» [www.so-ups.ru](http://www.so-ups.ru)

N п/п	Наименование подстанции, на которой зафиксирован недоотпуск электрической энергии	Описание схемно-режимной ситуации, в которой зафиксирован недоотпуск электрической энергии (с указанием типа и количества отключенных элементов электрической сети, характера отключения элемента: вывод в плановый ремонт, аварийное отключение)	Нагрузка, отключенная в схемно-режимной ситуации, кВт	Фактические экономические показатели ущербов (убытков) от недоотпуска электрической энергии за предшествующие 5 лет		
				Объем недоотпуска электрической энергии за время перерыва в электроснабжении в рассмотренных схемно-режимных ситуациях, кВт·ч	Удельный объем ущерба (убытков) от недоотпуска на 1 кВт·ч, возмещенный потребителю электрической энергии, руб./кВт·ч	Сведения о возмещении ущерба (убытков) от недоотпуска электрической энергии
1	2	3	4	5	6	7

Приложение N 16  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

Сведения  
о площадках размещения и технико-экономических показателях потенциально возможных к  
размещению тепловых электростанций (включая расширение на площадках действующих  
тепловых электростанций)

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании тепловыми электростанциями, установленная генерирующая мощность которых равна или превышает 5 МВт	до 1 сентября	1 раз в 6 лет, начиная с 2023 г.
	до 10 февраля	1 раз в 6 лет, начиная с 2027 г.

Наименование организации, представляющей информацию:

---

Адрес в пределах места нахождения:

---

Раздел 1. Характеристика новых площадок для размещения тепловых электростанций (далее по тексту настоящего приложения - электростанция)

Наименование площадки	Наименование субъекта Российской Федерации	Географическое расположение площадки (кадастровый номер земельного)	Планируется ли подключение к электроэнергетической системе (да/нет)	Планируемая установленная генерирующая мощность электростанции, МВт

		участка или координаты)		
1	2	3	4	5

Уровень проектной готовности	Основные характеристики установленной генерирующей мощности электростанции по имеющимся проектным (предпроектным) данным				
6	7				
	Вид топлива	Тип электростанции	Тип технологии, используемой при производстве электроэнергии	Единичная мощность блока, МВт	Емкость площадки, количество блоков
	7.1	7.2	7.3	7.4	7.5

В графе 6 указывается один из следующих уровней проработки и реализации проекта указанием года утверждения соответствующей документации: предварительное технико-экономическое обоснование (предТЭО), технико-экономическое обоснование (ТЭО), проектная документация (ПД), рабочая документация (РД).

Раздел 2. Перечень исходных технико-экономических показателей для проектов строительства тепловых электростанций на новых площадках по проектным (предпроектным) данным

N п/п	Показатели	Единицы измерения	Значения (характеристики) показателей		
			Наименование площадки 1	...	Наименование площадки n
1	2	3	4.1	...	4.n
1	Состав оборудования (турбины, генераторы, котлы с указанием типов)				
2	Для теплоэлектроцентрали (далее - ТЭЦ) - тепловая мощность электростанции с учетом пиковой водогрейной котельной (далее - ПВК)	Гкал/ч			
3	Прогнозный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал			
4	Предельное годовое число часов использования электрической мощности станции	час			
5	Относительная величина расхода электрической энергии на собственные нужды электростанции	%			
6	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии (для ТЭЦ - в конденсационном цикле)	г у.т./кВт·ч			
7	Для ТЭЦ - удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии в теплофикационном цикле	г у.т./кВт·ч			
8	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал			
9	Удельные условно-постоянные эксплуатационные затраты (без амортизационных отчислений)	тыс. руб. в ценах текущего			

		года/кВт			
10	Срок эксплуатации электростанции	лет			
11	Срок строительства и выхода на проектную мощность	лет			
12	Очередность строительства электростанции (прирост вводимой мощности)	МВт			
	1 год:				
	2 год				
	...				
	n год				
13	Год завершения проектирования или актуализации проектной документации на строительство электростанции	год			
14	Капиталовложения в строительство электростанции в ценах года завершения проектирования или актуализации проектной документации (без НДС)	млн. руб.			
15	Капиталовложения в строительство электростанции с приведением к ценам текущего года	млн. руб.			
16	Распределение капиталовложений по годам строительства электростанции:	%			
	1 год				
	2 год				
	...				
	n год				
17	Документация, содержащая результаты разработки (в том числе, предварительной) технических решений по выдаче мощности электростанции (наименование, организация-разработчик, год завершения				

	разработки документации)				
--	--------------------------	--	--	--	--

Раздел 3. Перечень исходных технико-экономических показателей для проектов расширения или замены действующего генерирующего оборудования на площадках действующих тепловых электростанций по проектным (предпроектным) сведениям

N п/п	Показатели	Единицы измерения	Значения (характеристики) показателей		
			Наименование площадки 1 _____	...	Наименование площадки n _____
1	2	3	4.1	...	4.n
Характеристика технического решения для проектов по расширению или замене действующего генерирующего оборудования					
1	Тип вводимого оборудования на электростанции (конденсационное, теплофикационное)				
2	Вид топлива для вводимого оборудования (газ, уголь с указанием основного бассейна месторождения)				
3	Единичная мощность вводимых турбоагрегатов, энергоблоков	МВт			
4	Тип технологии, используемой при производстве электрической энергии (паросиловая установка, парогазовая установка, газотурбинная установка, газопоршневая установка, прочее)				
4.1	Состав оборудования (турбины, генераторы, котлы с указанием производителя)				
5	Количество вводимых турбоагрегатов, энергоблоков	шт.			
6	Установленная генерирующая мощность	МВт			
7	Для ТЭЦ - тепловая мощность станции (с учетом ПВК)	Гкал/ч			
8	Прогнозный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал			

9	Состав выводимого из эксплуатации (в демонтаж) действующего оборудования (диспетчерские наименования и номера турбоагрегатов, энергоблоков, турбин, котлов)				
10	Суммарная электрическая мощность выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования	МВт			
Технико-экономические показатели проектов по расширению или замене действующего генерирующего оборудования					
11	Предельное годовое число часов использования вводимой генерирующей мощности	час			
12	Относительная величина расхода электрической энергии на собственные нужды	%			
13	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии (для ТЭЦ - в конденсационном цикле)	г у.т./кВт·ч			
14	Для ТЭЦ - удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии в теплофикационном цикле	г у.т./кВт·ч			
15	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал			
16	Удельные условно постоянные эксплуатационные затраты (без амортизационных отчислений)	тыс. руб. в ценах текущего года/кВт			
17	Срок эксплуатации вводимых в эксплуатацию турбоагрегатов, энергоблоков	лет			
18	Срок строительства и выхода на проектную мощность	лет			
19	Очередность строительства электростанции (прирост вводимой мощности):	МВт			
	1 год				
	2 год				

	...				
	n год				
20	Ожидаемый год ввода в эксплуатацию (для начатых строительством или планируемых объектов, в том числе в рамках существующих механизмов поддержки инвестиций)	год			
21	Год завершения проектирования или актуализации проектной документации на строительство электростанции	год			
22	Капиталовложения в строительство в ценах года завершения проектирования или актуализации проектной документации (без НДС)	млн. руб.			
23	Капиталовложения в строительство с приведением к ценам текущего года (без НДС)	млн. руб.			
24	Удельные капиталовложения в строительство в ценах текущего года (без НДС)	тыс. руб./кВт			
25	Распределение капиталовложений по годам строительства электростанции:	%			
	1 год				
	2 год				
	...				
	n год				
26	Документация, содержащая результаты разработки (в том числе, предварительной) технических решений по выдаче мощности электростанции (наименование, организация-разработчик, год завершения разработки документации)				

#### Раздел 4. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы,	Должность	Номер контактного	Адрес
-----------------------	-----------	-----------	-------------------	-------

	фамилия		телефона (с кодом города)	электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 17  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

Сведения о планируемом изменении структуры топливного баланса тепловых электростанций
--

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании тепловыми электростанциями, установленная генерирующая мощность которых равна или превышает 5 МВт	до 1 сентября	1 раз в 6 лет, начиная с 2023 г.
	до 10 февраля	1 раз в 6 лет, начиная с 2027 г.

Наименование организации, представляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Перспективный топливный баланс тепловых электростанций на долгосрочный период

Вид топлива	Прогнозное значение показателя (в	Примечание
-------------	-----------------------------------	------------

	процентах)					
	год N	год N + 1	год N + 2	год ...	год N + 17	
1	2	3	4	...	19	18
Наименование электростанции: _____						
Расход топлива на электростанции всего						
в том числе:						
газ						
нефтетопливо						
уголь (с указанием месторождения)						
прочее топливо						

В графе "Вид топлива" указываются все виды топлива, сжигаемые на тепловой электростанции: газ (природный, попутный, искусственный); нефтетопливо (дизельное топливо, мазут); уголь (по маркам и бассейнам месторождений); прочее топливо.

#### Раздел 2. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 18  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

Сведения о существующих ограничениях по топливообеспечению тепловых электростанций и
---

планируемых мероприятиях по их снятию  
на \_\_\_\_ год

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании тепловыми электростанциями, установленная генерирующая мощность которых равна или превышает 5 МВт	до 1 сентября	1 раз в 6 лет, начиная с 2023 г.
	до 10 февраля	1 раз в 6 лет, начиная с 2027 г.

Наименование организации, предоставляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Ограничения по топливообеспечению тепловой электростанции (далее - ТЭС) и планируемые мероприятия по их снятию на \_\_\_\_ год (год представления информации)

Показатели	Значения (характеристики) показателей		
	Диспетчерское наименование ТЭС 1	...	Диспетчерское наименование ТЭС n
1	2.1	...	2.n
Вид топлива			
Наименование ограничения (ограничения пропускной способности газораспределительной станции, ограничения по выгрузке угля, сезонные (временные) ограничения или иное)			
Максимально допустимый годовой расход указанного топлива на производство электрической и тепловой энергии, тыс. т у.т.			
Год устранения ограничения			

Максимально допустимый годовой расход условного топлива на производство электрической и тепловой энергии после снятия ограничений, тыс. т у.т.			
--	--	--	--

Раздел 2. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 19  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

Сведения о площадках размещения и технико-экономических показателях атомных электростанций
---

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании атомными электростанциями	до 1 сентября	1 раз в 6 лет, начиная с 2023 г.
	до 10 февраля	1 раз в 6 лет, начиная с 2027 г.

Наименование организации, предоставляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Перечень исходных технико-экономических показателей для типовых энергоблоков атомных электростанций (далее - АЭС)

N п/п	Показатели	Единицы измерения	Значения (характеристики) показателей		
			Типовой энергоблок 1	...	Типовой энергоблок n
1	2	3	4.1	...	4.n
1	Установленная генерирующая мощность энергоблока	МВт			
2	Базовая компоновка (2 или 4 энергоблока)	шт.			
3	Предельное годовое число часов использования мощности энергоблока	час			
4	Относительная величина расхода электрической энергии на собственные нужды энергоблока	%			
5	Минимальная суточная нагрузка энергоблока (технический минимум)	МВт			
6	Допустимая скорость набора (сброса) электрической нагрузки энергоблока	МВт/с			
7	Удельная топливная составляющая эксплуатационных затрат в ценах текущего года	руб./кВт-ч			
8	Удельные условно-постоянные эксплуатационные затраты (без амортизационных отчислений) в ценах текущего года	тыс. руб./кВт			
9	Срок эксплуатации энергоблока	лет			

Раздел 2. Характеристика актуальных площадок размещения новых энергоблоков АЭС (новые площадки и расширение на площадках действующих АЭС)

Наименование АЭС	Тип площадки (новая площадка или площадка действующей АЭС)	Единичная мощность энергоблока, МВт	Емкость площадки, количество энергоблоков	Наименование субъекта Российской Федерации	Географическое расположение площадки (кадастровый номер земельного участка или координаты)	Уровень проектной готовности
1	2	3	4	5	6	7


В [графе 7](#) указывается один из следующих уровней проработки и реализации проекта с указанием года утверждения соответствующей документации: предварительное технико-экономическое обоснование (предТЭО), технико-экономическое обоснование (ТЭО), проектная документация (ПД), рабочая документация (РД).

Раздел 3. Перечень исходных технико-экономических показателей для новых (расширяемых) АЭС с учетом данных о площадках их размещения

N п/п	Показатели	Единицы измерения	Значения (характеристики) показателей		
			Наименование АЭС 1	...	Наименование АЭС n
1	2	3	4.1	...	4.n
1	Тип энергоблока (из числа типовых энергоблоков, указанных в <a href="#">разделе 1</a> настоящего приложения)	-			
2	Количество энергоблоков	шт.			
3	Установленная генерирующая мощность АЭС	МВт			
4	Предельное годовое число часов использования мощности энергоблока	час			
5	Относительная величина расхода электрической энергии на собственные нужды АЭС	%			
6	Удельная топливная составляющая эксплуатационных затрат	руб. в ценах текущего года г./кВт-ч			
7	Удельные условно постоянные эксплуатационные затраты (без амортизационных отчислений)	тыс. руб. в ценах текущего года г./кВт			
8	Срок эксплуатации АЭС	лет			
9	Срок строительства АЭС	лет			
10	Очередность строительства АЭС (прирост вводимой мощности):	МВт			

	1 год				
	2 год				
	...				
	n год				
11	Год завершения проектирования или актуализации проектной документации на строительства АЭС	год			
12	Капиталовложения в строительство АЭС в ценах года завершения проектирования или актуализации проектной документации (без НДС)	млн руб.			
13	Капиталовложения в строительство АЭС с приведением к ценам текущего года (без НДС)	млн руб.			
14	Удельные капиталовложения в строительство АЭС в ценах текущего года (без НДС)	тыс. руб./кВт			
15	Распределение капиталовложений по годам строительства:	%			
	1 год				
	2 год				
	...				
	n год				
16	Документация, содержащая результаты разработки (в том числе предварительной) технических решений по выдаче мощности АЭС (наименование, организация-разработчик, год завершения разработки документации)				

#### Раздел 4. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за				

заполнение формы				
------------------	--	--	--	--

Приложение N 20  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

Сведения о площадках размещения, технико-экономических и водно-энергетических показателях новых гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций
--

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании гидроэлектростанциями и гидроаккумулирующими электростанциями, установленная мощность которых равна или превышает 5 МВт	до 1 сентября	1 раз в 6 лет, начиная с 2023 г.
	до 10 февраля	1 раз в 6 лет, начиная с 2027 г.

Наименование организации, предоставляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Характеристика актуальных площадок размещения новых гидроэлектростанций (далее - ГЭС) и гидроаккумулирующих электростанций (далее - ГАЭС)

Наименование площадки размещения ГЭС или ГАЭС	Планируемая установленная генерирующая мощность ГЭС или ГАЭС, МВт	Наименован ие субъекта Российской Федерации	Водный объект	Географическое расположение площадки (кадастровый номер земельного участка или	Уровень проектной готовности

				координаты)	
1	2	3	4	5	6

В графе 6 указывается один из следующих уровней проработки и реализации проекта с указанием года утверждения соответствующей документации: предварительное технико-экономическое обоснование (предТЭО), технико-экономическое обоснование (ТЭО), проектная документация (ПД), рабочая документация (РД).

Раздел 2. Перечень исходных технико-экономических показателей новых ГЭС по проектным (предпроектным) данным

N п/п	Показатели	Единица измерения	Значения (характеристики) показателей		
			Наименование площадки размещения ГЭС 1	...	Наименование площадки размещения ГЭС n
1	2	3	4.1	...	4.n
1	Установленная генерирующая мощность	МВт			
2	Пусковые комплексы	МВт			
3	Количество агрегатов	шт.			
4	Единичная мощность агрегата	МВт			
5	Тип гидротурбины				
6	Выработка электрической энергии ГЭС:				
6.1	Среднемноголетняя	кВт·ч			
6.2	средневодные условия (50% обеспеченности по каскаду, с указанием водохозяйственного года)	кВт·ч			
6.3	маловодные условия (95% обеспеченности по каскаду, с указанием водохозяйственного года)	кВт·ч			
7	Удельные условно-постоянные эксплуатационные затраты (без амортизационных отчислений) в ценах текущего года	тыс. руб./кВт			

8	Срок строительства ГЭС	Лет			
9	Очередность строительства (прирост вводимой мощности) ГЭС:	МВт			
	1 год				
	2 год				
	...				
	n год				
10	Год завершения проектирования или актуализации проектной документации на строительство ГЭС	год			
11	Капиталовложения в строительство ГЭС в ценах года завершения проектирования или актуализации проектной документации (без НДС)	руб.			
11.1	Затраты на сооружение водохранилища в ценах года завершения проектирования или актуализации проекта (без НДС)	руб.			
12	Капиталовложения в строительство ГЭС в ценах текущего года (без НДС)	руб.			
12.1	Затраты на сооружение водохранилища в ценах текущего года (без НДС)	руб.			
<p>КонсультантПлюс: примечание.  Нумерация пунктов дана в соответствии с официальным текстом документа.</p>					
15	Удельные капиталовложения в строительство (без НДС) в ценах текущего года	тыс. руб./кВт			
15.1	Удельные капиталовложения в строительство (за вычетом затрат на сооружение водохранилища для ГЭС) (без НДС) в ценах текущего года	тыс. руб./кВт			
16	Распределение капиталовложений по годам строительства ГЭС	%			
	1 год				
	2 год				
	...				
	n год				

17	Документация, содержащая результаты разработки (в том числе, предварительной) технических решений по выдаче мощности ГЭС (наименование, организация-разработчик, год завершения разработки документации)				
----	--	--	--	--	--

Раздел 3. Перечень исходных технико-экономических показателей новых ГАЭС по проектным (предпроектным) данным

N п/п	Показатели	Единица измерения	Значения (характеристики) показателей		
			Наименование площадки размещения ГАЭС 1	...	Наименование площадки размещения ГАЭС n
1	2	3	4	5	6
1	Установленная генерирующая мощность в генераторном режиме	МВт			
2	Установленная генерирующая мощность в насосном режиме	МВт			
3	Количество агрегатов	шт.			
4	Единичная мощность агрегата	МВт			
5	Тип гидротурбины				
6	Годовая выработка электрической энергии ГАЭС	млн кВт·ч			
7	Годовое потребление электрической энергии ГАЭС на заряд	млн кВт·ч			
8	Число часов использования мощности в сутки	час			
9	Срок строительства ГАЭС	лет			
11	Удельные условно-постоянные эксплуатационные затраты (без амортизационных отчислений) в ценах текущего года	тыс. руб./кВт			
12	Год завершения проектирования или актуализации проектной документации на строительство ГАЭС	год			
13	Капиталовложения в строительство	руб.			

	ГАЭС в ценах года завершения проектирования или актуализации проектной документации (без НДС)				
14	Капиталовложения в строительство ГАЭС в ценах текущего года (без НДС)	руб.			
15	Удельные капиталовложения в строительство в ценах текущего года (без НДС)	тыс. руб./кВт			
16	Распределение капиталовложений по годам строительства:	%			
	1 год				
	2 год				
	...				
	n год				
17	Документация, содержащая результаты разработки (в том числе, предварительной) технических решений по выдаче мощности ГАЭС (наименование, организация-разработчик, год завершения разработки документации)				

Раздел 4. Прогнозируемая проектная помесечная динамика выработки электрической энергии новых ГЭС с учетом проектной установленной мощности (с выделением пусковых комплексов) за один год

Показатель	май	Июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь
1	2	3	4	5	6	7	8
Наименование электростанции: _____							
Выработка электрической энергии в маловодный год, млн кВт·ч							
Выработка электрической энергии в средневодный год, млн кВт·ч							

декабрь	январь	февраль	Март	апрель	год в целом
9	10	11	12	13	14


Раздел 5. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 21  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

<p>Сведения об изменении установленной генерирующей мощности и водно-энергетических показателей существующих гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций с учетом реализации программ технического перевооружения и реконструкции</p>
--

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании гидроэлектростанциями и гидроаккумулирующими электростанциями, установленная генерирующая мощность которых равна или превышает 5 МВт	до 1 сентября	1 раз в 6 лет, начиная с 2023 г.
	до 10 февраля	1 раз в 6 лет, начиная с 2027 г.

Наименование организации, предоставляющей информацию:

Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Сведения о прогнозируемых изменениях установленной генерирующей мощности существующих ГЭС и ГАЭС с учетом реализации программ технического перевооружения и реконструкции на долгосрочный период.

Наименование электростанции	Наименование субъекта Российской Федерации	Станционный номер гидроагрегата	Тип гидроагрегата	Тип оборудования		Вид мероприятия	Установленная генерирующая мощность, МВт		Изменение установленной генерирующей мощности, МВт	Срок выполнения мероприятий (дд.мм.гггг)	Реквизиты документа (дата и номер), подтверждающего обоснованность реализации мероприятия	При
				До выполнения мероприятий	После выполнения мероприятий		До проведения мероприятий	После проведения мероприятий				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	

1. В **графе 7** указывается один из следующих видов мероприятий: ввод в эксплуатацию, вывод из эксплуатации, реконструкция (модернизация) или реконструкция (перемаркировка). В случае ввода гидроагрегата в эксплуатацию под замену в **столбце** "Примечание" указывается "ввод под замену" и стационарный номер демонтируемого гидроагрегата.

2. В **графе 12** в случае отсутствия информации по точной дате вывода из эксплуатации генерирующего оборудования указывается 1 января планируемого года вывода генерирующего оборудования из эксплуатации. В случае отсутствия информации по точной дате ввода в эксплуатацию генерирующего оборудования указывается 31 декабря планируемого года ввода генерирующего оборудования в эксплуатацию.

Раздел 2. Прогнозируемая проектная помесечная динамика выработки электрической энергии действующих ГЭС, ГАЭС после проведения мероприятий по реконструкции (модернизации)

Показатель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	январь	февраль	март	апрель
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Диспетчерское наименование ГЭС, ГАЭС _____												
Выработка электрической энергии в маловодный год, млн кВт·ч												
Выработка электрической энергии в средневодный год, млн кВт·ч												

Раздел 3. Годовые объемы выработки электрической энергии действующих ГЭС, ГАЭС после проведения мероприятий по реконструкции (модернизации)

Наименование субъекта Российской Федерации	Диспетчерское наименование ГЭС, ГАЭС	Годовой объем выработки электрической энергии, млн кВт·ч	
		3	4
1	2	3	4
		в маловодный год	
		в средневодный год	

Раздел 4. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 22  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России от 20.12.2022 N 1340

Форма

<p>Сведения о прогнозном потреблении электрической энергии на собственные, производственные и хозяйственные нужды гидроаккумулирующих электростанций</p>
--

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании гидроаккумулирующими электростанциями,	до 1 мая	ежегодно
	до 1 июня	1 раз в 6 лет, начиная с 2023 г.

установленная мощность которых равна или превышает 5 МВт		
--	--	--

Наименование организации, предоставляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Сведения о прогнозном потреблении электрической энергии вновь вводимыми в эксплуатацию гидроаккумулирующими электростанциями

Наименование субъекта Российской Федерации	Наименование ГАЭС	Показатель	Годы									
			N	N + 1	N + 2	N + 3	N + 4	N + 5	N + 6	N + 7	N + 8	N + 9
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		Потребление электрической энергии, млн кВт·ч										

Годы							
N + 10	N + 11	N + 12	N + 13	N + 14	N + 15	N + 16	N + 17
14	15	16	17	18	19	20	21

## Раздел 2. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 23  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

Сведения о прогнозном потреблении электрической энергии и мощности на собственные, производственные и хозяйственные нужды атомных электростанций
--

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании атомными электростанциями	до 1 мая	ежегодно
	до 1 июня	1 раз в 6 лет, начиная с 2023 г.

Наименование организации, представляющей информацию:
--

Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Сведения о прогнозном потреблении электрической энергии и мощности на действующих и вновь вводимых в эксплуатацию АЭС

Субъект РФ	Наименование электростанции	Показатель	Годы							
			N	N + 1	N + 2	N + 3	N + 4	N + 5	N + 6	N + 7
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		Потребление электрической энергии, млн кВт·ч								
		Годовой максимум потребления мощности, МВт								

Годы									
N + 8	N + 9	N + 10	N + 11	N + 12	N + 13	N + 14	N + 15	N + 16	N + 17
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21

Раздел 2. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Форма

<p>Сведения о площадках размещения объектов по производству электрической энергии, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, строительство которых осуществляется по результатам конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, и прогнозных объемах годового и месячного производства электрической энергии на вновь вводимых ветровых и солнечных электростанциях</p>
---

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, которые владеют (будут владеть) на праве собственности или на ином законном основании генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии	до 1 мая	ежегодно
	до 1 сентября	1 раз в 6 лет, начиная с 2023 г.
	до 10 февраля	1 раз в 6 лет, начиная с 2027 г.

Наименование организации, представляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Предложения по площадкам размещения объектов по производству электрической энергии, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, строительство которых осуществляется по результатам конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии (далее - объекты ВИЭ)

N п/п	Наименование объекта ВИЭ	Планируемое местонахождение объекта ВИЭ		Сведения об объекте ВИЭ			Плановая дата начала поставки мощности в соответствии с договором о предоставлении мощности (дд.мм.ггг)	Технико-экономические показатели		Реквизиты договора об осуществлении технологического присоединения (дата и номер) (при наличии заключенного договора)
		Наименование субъекта Российской Федерации	Кадастровый номер земельного участка (при наличии)	Вид объекта ВИЭ	Тип оборудования	Станционный номер генератора		Установленная генерирующая мощность, МВт	Плановая величина капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности объекта ВИЭ, руб./кВт в ценах года предоставления информации	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

В графе 8 в случае отсутствия информации по точной дате ввода генерирующего оборудования в эксплуатацию указывается 31 декабря планируемого года ввода объекта ВИЭ в эксплуатацию.

Раздел 2. Прогнозные (проектные) объемы годового и месячного производства электрической энергии на вновь вводимых ветровых (ветроэлектрических) электростанциях (далее - ВЭС) и солнечных электростанциях (далее - СЭС) по каждому году прогнозного периода

Наименование субъекта Российской Федерации	Наименование электростанции	Год прогнозного периода	Выработка электрической энергии, млн кВт·ч												Год
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	
1	2		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Раздел 3. Прогноз выработки электрической энергии вновь вводимых ВЭС и СЭС

Наименование субъекта Российской Федерации	Наименование электростанции	Прогноз выработки электрической энергии, млн кВт·ч							
		год N	год N + 1	Год N + 2	год N + 3	год N + 4	год N + 5	год N + 6	год N + 7
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Прогноз выработки электрической энергии, млн кВт·ч									
год N + 8	год N + 9	год N + 10	год N + 11	год N + 12	год N + 13	год N + 14	год N + 15	год N + 16	Год N + 17
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20

Раздел 4. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 25  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

<p>Сведения об объемах годового и месячного производства электрической энергии на действующих ветровых и солнечных электростанциях</p>
--

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании ВЭС и (или) СЭС, установленная генерирующая мощность которых равна или превышает 5 МВт	до 1 мая	ежегодно
	до 1 сентября	1 раз в 6 лет, начиная с 2023 г.
	до 10 февраля	1 раз в 6 лет, начиная с 2027 г.

Наименование организации, представляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Прогноз выработки электрической энергии на действующих ВЭС и СЭС

Наименование субъекта Российской Федерации	Диспетчерское наименование электростанции	Прогноз выработки электрической энергии, млн кВт·ч							
		год N	год N + 1	Год N + 2	год N + 3	год N + 4	год N + 5	год N + 6	год N + 7
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Прогноз выработки электрической энергии, млн кВт·ч									
год N + 8	год N + 9	год N + 10	год N + 11	год N + 12	год N + 13	год N + 14	год N + 15	год N + 16	Год N + 17
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20

Раздел 2. Прогнозные объемы годового и месячного производства электрической энергии действующих ВЭС и СЭС по каждому году прогнозного периода

Наименование субъекта Российской Федерации	Диспетчерское наименование электростанции	Год прогнозного периода	Выработка электрической энергии, млн кВт·ч												
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Раздел 3. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 26  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

<p>Сведения о динамике изменения установленной генерирующей мощности и прогнозе производства электрической энергии на атомных электростанциях</p>
---

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании атомными электростанциями	до 1 мая	ежегодно
	до 1 сентября	1 раз в 6 лет, начиная с 2023 г.
	до 10 февраля	1 раз в 6 лет, начиная с 2027 г.

Наименование организации, предоставляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Сведения о динамике изменения установленной генерирующей мощности действующих АЭС в прогнозный период

Диспетчерское наименование электростанции	Наименование субъекта Российской Федерации	Станционный номер энергоблока	Тип энерго блока	Вид мероприятия	Установленная генерирующая мощность АЭС до проведения мероприятий, МВт
1	2	3	4	5	6
Итого:					

Установленная генерирующая мощность АЭС после проведения мероприятий, МВт	Величина изменения установленной генерирующей мощности, МВт	Срок выполнения мероприятий (дд.мм.гг.)	Примечание
7	8	9	10

1. В [графе 5](#) указывается один из следующих видов мероприятий: ввод в эксплуатацию, демонтаж, реконструкция (модернизация, перемаркировка), демонтаж под замену, ввод в эксплуатацию под замену. В случае мероприятия "ввод в эксплуатацию под замену" в [графе 10](#) указывается номер демонтируемого энергоблока АЭС.

2. В [графе 9](#) в случае отсутствия информации по точной дате вывода из эксплуатации генерирующего оборудования АЭС указывается вывод из эксплуатации с 1 января указанного года. В случае отсутствия информации по точной дате ввода генерирующего оборудования, срок ввода оборудования указывается с 31 декабря указанного года.

Раздел 2. Прогноз выработки электрической энергии на действующих и вновь вводимых в эксплуатацию АЭС.

Наименование АЭС (для действующих АЭС указывается диспетчерское наименование)	Наименование субъекта Российской Федерации	Прогноз выработки электрической энергии, млн кВт·ч				
		год N	год N + 1	год N + 2	...	год N + 17
1	2	3	4	5	6	7
Действующие АЭС (в том числе с вновь вводимыми в эксплуатацию энергоблоками):						
Итого по действующим АЭС:						
Вновь вводимые в эксплуатацию АЭС:						

Итого по вновь вводимым в эксплуатацию АЭС:					
ВСЕГО:					

### Раздел 3. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 27  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

<p>Сведения об ограничениях мощности объектов по производству электрической энергии, с использованием которых осуществляется деятельность на розничных рынках электрической энергии</p>
---

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами по производству электрической энергии, установленная генерирующая мощность которых равна или превышает 5 МВт и с использованием которых осуществляется деятельность по производству электрической энергии на розничных рынках	до 1 мая	ежегодно

Наименование организации, представляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:
Диспетчерское наименование электростанции:

Раздел 1. Ограничения установленной генерирующей мощности тепловой электростанции

Показатель	Станционный номер турбоагрегата	Причины ограничения	Значение показателя, МВт											
			январь	февраль	Март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ограничения установленной генерирующей мощности электростанции, всего														
В том числе по причинам:														
Технические (всего):														
в том числе поагрегатно														
Временные (всего):														
длительного действия (всего)														
в том числе поагрегатно														
сезонного действия (всего)														
в том числе поагрегатно														
апериодического														

действия (всего)														
в том числе поагрегатно														

Раздел 2. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 28  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

<p>Сведения о годовых объемах выработки электрической энергии действующих и проектируемых гидроэлектростанций на основе проектных показателей</p>
---

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, которые владеют (будут владеть) на праве собственности или на ином законном основании гидроэлектростанциями, установленная генерирующая мощность которых равна или превышает 5 МВт	до 1 мая	ежегодно

Наименование организации, представляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Годовые объемы выработки электрической энергии действующих и проектируемых

гидроэлектростанций (далее - ГЭС) на основе проектных показателей

Наименование субъекта Российской Федерации	Наименование ГЭС (для действующих ГЭС - диспетчерское наименование)	Установленная генерирующая мощность ГЭС (только для проектируемых ГЭС)	Название реки	Годовой объем выработки электрической энергии, млн кВт·ч	
				5	6
1	2	3	4	5	6
				в маловодный год	
				в средневодный год	

## Раздел 2. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 29  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

Сведения о работе тепловой электростанции за _____ год
---

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании	до 1 мая года, следующего за отчетным	ежегодно

тепловыми электростанциями, установленная генерирующая мощность которых равна или превышает 5 МВт		
---	--	--

Наименование организации, представляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:
Наименование электростанции:

#### Раздел 1. Общие сведения о тепловой электростанции

Наименование показателя	Значение показателя
1	2
Установленная тепловая мощность оборудования электростанции на конец отчетного года, всего, Гкал/час	
в том числе:	х
установленная тепловая мощность турбоагрегатов, Гкал/час	
установленная тепловая мощность котельных в составе электростанции (далее - котельные), Гкал/час	
Располагаемая тепловая мощность электростанции на конец отчетного года, Гкал/час	
в том числе:	х
располагаемая тепловая мощность котельных, на конец года, Гкал/час	

#### Раздел 2. Эксплуатационные данные по электростанции за отчетный год

Наименование показателя	Значение показателя
1	2
Выработано электрической энергии электростанцией, всего, тыс. кВт·ч	
в том числе:	х
в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, тыс. кВт·ч	

по конденсационному циклу, тыс. кВт·ч	
Отпущено тепловой энергии с коллекторов электростанции и (или) котельных внешним потребителям, всего, Гкал	
в том числе:	х
отпущено тепловой энергии с коллекторов электростанции, всего, Гкал	
в том числе:	х
турбоагрегатами, Гкал	
пиковыми водогрейными котлами, Гкал	
котлами-утилизаторами, Гкал	
редукционно-охладительными установками, Гкал	
за счет нагрева сетевой воды в теплосетевых насосах, Гкал	
отпущено тепловой энергии с коллекторов котельных, Гкал	
отпущено тепловой энергии с коллекторов электробойлерных, Гкал	
отпущено тепловой энергии утилизационным теплом прочих установок, Гкал	
Расход электрической энергии на собственные нужды электростанции, непосредственно связанный с производством электрической энергии и отпуском тепловой энергии, всего, тыс. кВт·ч	
в том числе:	х
расход электрической энергии на собственные нужды электростанции, отнесенный на выработку электрической энергии, рассчитанный по пропорциональному методу, тыс. кВт·ч	
расход электрической энергии на собственные нужды электростанции, отнесенный на отпуск тепловой энергии, рассчитанный по пропорциональному методу, тыс. кВт·ч	
Отпущено электрической энергии с шин электростанции, тыс. кВт·ч	
Потребление электрической энергии на собственные, производственные и хозяйственные нужды электростанции, из внешней электрической сети, расположенной вне границ балансовой принадлежности электростанции, тыс. кВт·ч	
Фактический удельный расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию пиковыми водогрейными котлами электростанции, кг у.т./Гкал	
Фактический удельный расход условного топлива, отнесенный на отпущенную тепловую энергию котельными, находящимися на балансе электростанции, кг у.т./Гкал	

Фактический удельный расход условного топлива, отнесенный на электрическую энергию, отпущенную электростанцией, рассчитанный по пропорциональному методу, г у.т./кВт·ч	
Фактический удельный расход условного топлива, отнесенный на тепловую энергию, отпущенную электростанцией, рассчитанный по пропорциональному методу, кг.у.т./Гкал	
Фактический расход условного топлива электростанцией и котельными, находящимися на балансе электростанции, всего, т у.т.	
в том числе:	х
фактический расход условного топлива, отнесенный на отпуск электрической энергии, рассчитанный по пропорциональному методу, т у.т.	
фактический расход условного топлива, отнесенный на отпуск тепловой энергии, рассчитанный по пропорциональному методу, т у.т.	
фактический расход условного топлива на пиковых водогрейных котлах электростанции, т у.т.	
фактический расход условного топлива котельными, находящимися на балансе электростанции, т у.т.	

### Раздел 3. Баланс топлива на электростанции за отчетный год

Наименование вида топлива	Теплотехнические характеристики сожженного топлива		
	теплота сгорания низшая (Q <sub>рн</sub> ), ккал на единицу измерения	влажность, %	зольность, %
1	2	3	4
Газообразное топливо, с указанием вида (видов)			
Сжиженный природный газ			
Нефтяное топливо, с указанием вида (видов)			
Уголь, с указанием месторождений и марок			
Торф			
Древесина топливная			
Древесные пеллеты			

Прочие виды топлива			
---------------------	--	--	--

Раздел 4. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 30  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

Сведения о производстве электрической и тепловой энергии тепловой электростанцией за ____ год
---

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании тепловыми электростанциями (далее - ТЭС), установленная генерирующая мощность которых равна или превышает 5 МВт	до 1 мая года, следующего за отчетным	ежегодно

Наименование организации, представляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Диспетчерское наименование электростанции:

Раздел 1. Производство и отпуск электрической энергии ТЭС за отчетный год

Наименование показателя	Фактическое значение показателя за отчетный год, млн кВт·ч
1	2
Выработка электрической энергии ТЭС, всего	
в том числе по группам оборудования:	X
группа оборудования	
...	
ТЭС по теплофикационному циклу	
в том числе по группам оборудования:	X
группа оборудования	
...	
ТЭС по конденсационному циклу	
в том числе по группам оборудования:	X
группа оборудования	
...	
Поступление электрической энергии на ТЭС из электрических сетей, всего	
Расход электрической энергии на собственные нужды ТЭС, всего	
в том числе по группам оборудования:	X
группа оборудования	
...	
Расход электрической энергии на собственные нужды ТЭС, относимый на выработку электрической энергии, по пропорциональному методу разделения топлива	
в том числе по группам оборудования;	X
группа оборудования	
...	

Отпуск электрической энергии с шин ТЭС	
в том числе:	X
группа оборудования	
...	
Отпуск электрической энергии потребителям, энергопринимающие устройства которых присоединены к шинам ТЭС	
Отпуск электрической энергии ТЭС (нетто) в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть и электрические сети, принадлежащие на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям и иным лицам	
Расход электрической энергии на производственные и хозяйственные нужды ТЭС, всего	
в том числе:	X
на отпуск тепловой энергии на электробойлерных установках	
на отпуск тепловой энергии районными котельными	
на перекачивающие насосные установки тепловой сети ТЭС	
на оборудование ТЭС, находящееся в консервации или в резерве	
на ТЭС, временно работающей в режиме котельной	
расход электрической энергии на хозяйственные нужды объектов ТЭС и (или) котельных в составе ТЭС	

## Раздел 2. Отпуск тепловой энергии ТЭС и (или) котельными в составе ТЭС

Наименование показателя	Фактическое значение показателя за отчетный год, Гкал
1	2
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭС, всего	
в том числе по группам оборудования ТЭС:	X
группа оборудования	
...	
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭС отработавшим паром	
Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельными в составе ТЭС	

Отпуск тепловой энергии с коллекторов электробойлерными	
Отпуск тепловой энергии утилизационным теплом прочих установок	

Раздел 3. Расход условного топлива ТЭС и (или) котельными в составе ТЭС на производство и отпуск электрической энергии и отпуск тепловой энергии

Наименование показателя	Фактическое значение показателя за отчетный год
1	2
Расход условного топлива на ТЭС и (или) котельной в составе ТЭС, всего, т у.т.	
в том числе:	
расход условного топлива на ТЭС, всего, т у.т.	
в том числе по группам оборудования:	X
группа оборудования	
...	
расход условного топлива котельной в составе ТЭС, т у.т.	
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии котельной в составе ТЭС, кг у.т./Гкал	
Расход условного топлива на ТЭС на отпуск электрической энергии по пропорциональному методу разделения топлива, т у.т.	
в том числе по группам оборудования:	X
группа оборудования	
...	
Расход условного топлива на ТЭС на отпуск тепловой энергии по пропорциональному методу разделения топлива, т у.т.	
в том числе по группам оборудования:	X
группа оборудования	
...	
Удельный расход условного топлива на ТЭС на отпуск электрической энергии по пропорциональному методу разделения топлива, г у.т./кВт·ч	
в том числе по группам оборудования:	X
группа оборудования	
...	

Удельный расход условного топлива на ТЭС на отпуск тепловой энергии по пропорциональному методу разделения топлива, кг у.т./Гкал	
в том числе по группам оборудования:	X
группа оборудования	
...	

#### Раздел 4. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 31  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

Сведения о движении топлива на электростанции за ____ год
--

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами по производству электрической энергии, установленная генерирующая мощность которых равна или превышает 5 МВт	до 1 мая года, следующего за отчетным	ежегодно

Наименование организации, представляющей информацию:
--

Адрес в пределах места нахождения:
Диспетчерское наименование электростанции:

Раздел 1. Поставка (приход) и расход газа за отчетный год

Наименование топлива	Объем расхода газа		
	всего, тыс. м <sup>3</sup>	в том числе на производство тепловой и электрической энергии, тыс. м <sup>3</sup>	на производство тепловой и электрической энергии, т у.т.
1	2	3	4
Газ естественный, всего			
в том числе:	х	х	Х
газ природный			
газ попутный			
газ метан угольных пластов			
Газ искусственный, всего			
в том числе:	х	х	Х
газ доменный			
газ коксовый			
синтез-газ			
прочие виды искусственного газа			
биогаз			

Раздел 2. Движение жидкого и твердого топлива за отчетный год

Наименование топлива	Объем расхода топлива за отчетный год, т	в том числе объем расхода топлива за отчетный год на производство тепловой и электрической энергии, т	Объем расхода топлива за отчетный год на производство тепловой и электрической энергии, т у.т.

1	2	3	4
Нефтетопливо, всего			
в том числе:	х	х	Х
топливо газотурбинное			
топливо дизельное			
мазут топочный			
мазут прочий			
нефтетопливо прочее			
Уголь, всего			
в том числе:	х	х	х
месторождение NN марка NN			
Торф			
Прочие виды твердого топлива			
Сжиженный газ			
Прочие виды топлива			

Раздел 3. Стоимость сожженного газа за отчетный год (без учета НДС)

Наименование топлива	Стоимость сожженного газа, тыс. руб.
1	2
Газ естественный, всего	
в том числе:	х
газ природный	
газ попутный	
газ метан угольных пластов	
Газ искусственный, всего	
в том числе:	х
газ доменный	
газ коксовый	
синтез-газ	

прочие виды искусственного газа	
Биогаз	

Раздел 4. Стоимость поставленного на электростанцию и сожженного электростанцией жидкого и твердого топлива за отчетный год (без учета НДС)

Наименование топлива	Стоимость поставленного на электростанцию топлива, тыс. руб.	В том числе стоимость доставки топлива, тыс. руб.	Стоимость сожженного электростанцией топлива, тыс. руб.
1	2	3	4
Нефтетопливо, всего			
в том числе:	х	х	х
топливо газотурбинное			
топливо дизельное			
мазут топочный			
мазут прочий			
нефтетопливо прочее			
Уголь, всего			
в том числе:	х	х	х
месторождение NN марка NN			
Торф			
Прочие виды твердого топлива			
Сжиженный газ			
Прочие виды топлива			

Раздел 5. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 32  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

Сведения о затратах на производство электрической и (или) тепловой энергии (мощности) за ____ год
---

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами по производству электрической энергии, функционирующими в режиме комбинированной выработки, установленная генерирующая мощность которых равна или превышает 5 МВт	до 10 февраля года, следующего за отчетным;  в 2023 году в течение 10 рабочих дней со дня вступления в силу Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденных приказом Минэнерго России от 20 декабря 2022 г. N 1340	ежегодно

Наименование организации, представляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Затраты на производство электрической и (или) тепловой энергии (мощности) за отчетный год, тыс. руб. без НДС

N п/п	Наименование показателя	Затраты, всего	Затраты на электрическую энергию	Затраты на электрическую	Затраты на мощност	Затраты на тепловую

			и мощность, всего	ескую энергию	ть	энергию
1	2	3	4	5	6	7
1	Топливо на технологические цели					
2	Вода на технологические цели					
3	Оплата труда производственных рабочих					
4	Отчисления на социальные нужды с оплаты труда производственных рабочих					
5	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования					
6	Амортизация производственного оборудования					
7	Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые расходы)					
8	Цеховые расходы					
9	Общехозяйственные расходы, относимые на производственные затраты					
	из них:					
9.1	Административно-управленческие расходы					
9.2	Оплата услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике					
9.3	Оплата услуг, оказываемых организациями коммерческой инфраструктуры оптового рынка электрической энергии и мощности					
9.4	Обязательные платежи (налоги, сборы), включаемые в производственные затраты					
9.5	Прочие общехозяйственные расходы					
10	Покупная энергия (мощность)					
	в том числе:					

10.1	Покупная энергия (мощность) на технологические цели					
10.2	Покупная энергия (мощность) для реализации					
11	Затраты на передачу энергии					
12.	Затраты на сбыт энергии					
13	Всего затрат на полезно отпущенную энергию (мощность)					
14	Всего затрат на отпущенную с шин (коллекторов) энергию (мощность)					
14.1	из них затраты на ремонт основных фондов					

## Раздел 2. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 33  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

Сведения о доходах и расходах производителей электрической и (или) тепловой энергии за ____ год
---

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления
---------------	---------------------------------	-----------------------------

		информации:
Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами по производству электрической энергии	до 10 февраля года, следующего за отчетным;  в 2023 году в течение 10 рабочих дней со дня вступления в силу Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденных приказом Минэнерго России от 20 декабря 2022 г. N 1340	ежегодно

Наименование организации, представляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Статьи доходов и расходов (тыс. руб. без НДС) за отчетный год

Наименование показателя	Фактическое значение показателя
1	2
1. Доходы, всего	
в том числе:	х
1.1. доходы от реализации	
из них:	
1.1.1. доходы от реализации электрической энергии	
из них:	х
1.1.1.1. на оптовом рынке электрической энергии и мощности (далее - ОРЭМ)	
1.1.1.2. на розничных рынках электрической энергии (далее - РРЭ)	
1.1.2. доходы от реализации электрической мощности	
1.1.2.1. в том числе по договорам о предоставлении мощности (далее - ДПМ) и договорам, аналогичным ДПМ	
1.1.3. доходы от реализации тепловой энергии и мощности	

1.1.4. доходы от прочей реализации по основной деятельности	
1.2. прочие доходы	
2. Расходы, относимые на себестоимость, всего	
в том числе:	
2.1. материальные затраты	
из них:	х
2.1.1. сырье, материалы, инструменты, оснастка, лабораторное оборудование, иное оборудование	
2.1.1.1. из них на проведение ремонтов	
2.1.2. расходы на топливо, всего	
из них:	х
2.1.2.1. газ	
2.1.2.2. уголь	
2.1.2.3. мазут	
2.1.2.4. ядерное	
2.1.2.5. иные виды топлива	
2.1.3. вода на технологические цели	
2.1.4. покупная электрическая, тепловая энергия (мощность)	
из них:	
2.1.4.1. электрическая энергия для реализации	
из них:	х
2.1.4.1.1. на ОРЭМ	
2.1.4.1.2. на РРЭ	
2.1.4.2. мощность для реализации	
2.1.4.3. тепловая энергия (мощность) для реализации	
2.1.4.4. электрическая энергия на собственные (производственные) и хозяйственные нужды	
2.1.4.5. электрическая мощность на собственные (производственные) и хозяйственные нужды	
2.1.4.6. тепловая энергия (мощность) на хозяйственные нужды	
2.1.5. расходы на мероприятия по охране труда (включая расходы на	

спецодежду)	
2.1.6. другие материальные затраты	
2.2. работы и услуги производственного характера	
из них:	
2.2.1. услуги сторонних организаций по ремонту основных средств	
2.2.2. услуги по передаче тепловой энергии и теплоносителя	
2.2.3. расчеты с организациями коммерческой и технологической инфраструктуры ОРЭМ:	
из них:	X
2.2.3.1. оплата услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике	
2.2.3.2. оплата услуг, оказываемых организациями коммерческой инфраструктуры ОРЭМ	
2.2.3.3. другие услуги	
2.2.4. прочие работы и услуги производственного характера	
2.3. амортизация	
2.4. расходы на оплату труда с учетом страховых взносов	
2.4.1. фонд оплаты труда	
2.4.1.1. из них ремонтного персонала	
2.4.2. страховые взносы	
2.4.2.1. из них ремонтного персонала	
2.4.3. негосударственное пенсионное обеспечение	
2.4.4. прочие расходы на персонал	
2.5. работы и услуги непроизводственного характера	
из них:	X
2.5.1. услуги связи	
2.5.2. услуги по охране	
2.5.3. расходы на пожарную охрану	
2.5.4. юридические услуги	
2.5.5. информационные услуги	
2.5.6. консультационные услуги	

2.5.7. коммунальные услуги и расходы на эксплуатацию зданий	
2.5.8. расходы по подготовке кадров	
2.5.9. услуги по управлению организацией	
2.5.10. прочие работы и услуги непроизводственного характера	
2.6. налоги и сборы	
из них:	X
2.6.1. налог на имущество организаций	
2.6.2. земельный налог	
2.6.3. водный налог	
2.6.4. транспортный налог	
2.6.5. экологические платежи	
2.6.6. другие налоги и сборы, относимые на себестоимость	
2.7. расходы на аренду (включая аренду имущества)	
2.8. расходы на страхование	
2.9. расходы на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы	
2.10. расходы будущих периодов	
2.11. другие расходы	
3. Расходы, относимые на себестоимость	
в том числе:	
3.1. относимые на электрическую энергию	
3.1.1. из них на топливо для производства электрической энергии	
3.2. относимые на электрическую мощность	
3.3. относимые на тепловую энергию (мощность)	
3.3.1. из них на топливо для производства тепловой энергии	
3.4. относимые на прочие виды деятельности	
3.5. Расходы на ремонт, относимые на себестоимость	
4. Валовая прибыль (убыток), всего	
в том числе от реализации:	
4.1. электрической энергии	
из них:	X

4.1.1. на ОРЭМ	
4.1.2. на РРЭ	
4.2. электрической мощности	
4.3. тепловой энергии (мощности)	
4.4. от прочих видов деятельности	
5. Коммерческие расходы	
6. Управленческие расходы	
7. Прибыль (убыток) от продаж	
в том числе от реализации:	
7.1. электрической энергии	
из них:	
7.1.1. на ОРЭМ	
7.1.2. на РРЭ	
7.2. электрической мощности	
7.3. тепловой энергии (мощности)	
7.4. от прочих видов деятельности	
8. Прочие (внереализационные) доходы и расходы	
в том числе:	
8.1. прочие доходы	
из них:	
8.1.1. доходы от операций с ценными бумагами (доходы от размещения акций, облигаций и доходы от размещения иных ценных бумаг)	
8.1.2. сумма дооценки активов	
8.1.3. курсовые разницы	
8.1.4. списание кредиторской задолженности	
8.1.5. поступления от продажи основных средств и иных активов, отличных от денежных средств (кроме иностранной валюты), продукции, товаров	
8.1.6. восстановленный резерв по сомнительным долгам	
8.1.7. проценты к получению	
8.1.8. доходы от участия в других организациях	
8.1.9. иные прочие доходы	

8.2. прочие расходы	
из них:	
8.2.1. расходы от операций с ценными бумагами (расходы от размещения акций, облигаций и расходы от размещения иных ценных бумаг)	
8.2.2. сумма уценки активов	
8.2.3. курсовые разницы	
8.2.4. списание дебиторской задолженности	
8.2.5. расходы, связанные с продажей, выбытием и прочим списанием основных средств и иных активов, отличных от денежных средств (кроме иностранной валюты), товаров, продукции	
8.2.6. расходы на услуги банков (кроме процентных расходов)	
8.2.7. прочие расходы, связанные с персоналом	
8.2.8. создание резервов по сомнительным долгам	
8.2.9. проценты к уплате	
8.2.10. иные прочие расходы	
9. Прибыль (убыток) до налогообложения	
в том числе от реализации:	
9.1. электрической энергии	
из них:	X
9.1.1. на ОРЭМ	
9.1.2. на РРЭ	
9.2. электрической мощности	
9.3. тепловой энергии (мощности)	
9.4. от прочих видов деятельности	
10. Налог на прибыль и иные аналогичные платежи	
в том числе:	
10.1. отложенные налоговые активы	
10.2. отложенные налоговые обязательства	
10.3. текущий налог на прибыль	
10.4. иные аналогичные платежи	
11. Чистая прибыль (убыток)	

в том числе от реализации:	
11.1. электрической энергии	
из них:	X
11.1.1. на ОРЭМ	
11.1.2. на РРЭ	
11.2. электрической мощности	
11.3. тепловой энергии (мощности)	
11.4. от прочих видов деятельности	
12. Прибыль до налогообложения без учета процентов к уплате и амортизации	

## Раздел 2. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 34  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

Сведения о целевых показателях программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности
--

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
---------------	---------------------------------------	---

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании тепловыми электростанциями, установленная генерирующая мощность которых равна или превышает 5 МВт	до 1 апреля	ежегодно
---	-------------	----------

Наименование организации, представляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Сведения о целевых показателях программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности (далее - программа)

Наименование целевого показателя программы	Единица измерения	Плановое значение целевого показателя программы на год, предшествующий году предоставления информации (далее - отчетный год)	Фактическое значение целевого показателя программы за отчетный год	Отклонение целевого показателя программы за отчетный год
1	2	3	4	5

Плановое значение целевого показателя программы на период реализации программы:		
отчетный год + 1 год	отчетный год + 2 года	отчетный год + 3 года
6	7	8

Раздел 2. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 35  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

Сведения об охране атмосферного воздуха за ____ год
--

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании тепловыми электростанциями, установленная генерирующая мощность которых равна или превышает 5 МВт	до 1 апреля года, следующего за отчетным	ежегодно

Наименование организации, представляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Сведения о выбросах вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух за отчетный год

Наименование показателя	Всего выбрасывается в атмосферный воздух без очистки (в том числе недостаточно очищенных), т	Выбрасывается в атмосферный воздух без очистки (в том числе недостаточно очищенных) от организованных источников загрязнения, т	Поступило на очистные сооружения вредных (загрязняющих) веществ, т	Из поступивших на очистку уловлено и обезврежено, всего, т	Из поступивших на очистку утилизировано, т	Всего выброшено в атмосферный воздух вредных (загрязняющих) веществ за год, т	Разрешенный выброс в атмосферный воздух вредных (загрязняющих) веществ в пределах нормативов предельно допустимых выбросов, т	Разрешенный выброс в атмосферный воздух вредных (загрязняющих) веществ в пределах временно разрешенных выбросов, т
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Всего								
Твердые вещества							0,000	
Газообразные и жидкие вещества		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
диоксид серы							0,000	
оксид углерода (СО)							0,000	
оксиды азота (в пересчете на NO2)							0,000	
углеводороды (без летучих органических соединений)							0,000	
летучие органические соединения (ЛОС)							0,000	
прочие газообразные и жидкие							0,000	

Раздел 2. Сведения о выбросах специфических вредных (загрязняющих) веществ за отчетный год

Код специфического загрязняющего вещества в соответствии с <a href="#">перечнем</a> специфических загрязняющих веществ, установленным приложением к указанию по заполнению формы федерального статистического наблюдения N 2-ТП (воздух) "Сведения об охране атмосферного воздуха", утвержденными приказом Росстата от 8 ноября 2018 г. N 661	Наименование специфического вредного (загрязняющего) вещества	Выброшено в атмосферный воздух за отчетный год, т
1	2	3
0703	Бензапирен (3,4-Бензпирен), т/год	
2904	Мазутная зола теплоэлектростанций (в пересчете на ванадий), т/год	
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния выше 70% (Динас и др.), т/год	
2908	Пыль неорганическая 70 - 20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем и др.), т/год	
2926	Угольная зола теплоэлектростанций (с содержанием окиси кальция 35 - 40%, дисперсностью до 3 мкм и ниже не менее 97%), т/год	
99999	Прочие специфические загрязняющие вещества	

Раздел 3. Сведения о выполнении мероприятий по сокращению выбросов

Наименование показателя	Освоено средств на проведение мероприятия за отчетный год, тыс. руб.	Сокращение выбросов расчетное, т	Сокращение выбросов на год предоставления информации, т
1	2	3	4
Выполнение мероприятий по сокращению выбросов оксидов азота			
Выполнение мероприятий по сокращению выбросов диоксида серы			
Выполнение мероприятий по сокращению выбросов золы от котлов			
Выполнение мероприятий по сокращению выбросов оксида углерода			

Раздел 4. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 36  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

Сведения  
об изменениях установленной генерирующей мощности объектов по производству  
электрической энергии

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами по производству электрической энергии, установленная генерирующая мощность которых равна или превышает 5 МВт	до 1 декабря	ежегодно

Наименование организации, предоставляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Информация об изменениях установленной генерирующей мощности электростанций

Диспетчерское наименование электростанции	Наименование субъекта Российской Федерации	Станционный номер единицы генерирующего оборудования	Тип электростанции	Тип оборудования	Используемое топливо (основное/резервное)	Реквизиты документа (дата и номер), предусматривающего реализацию или подтверждающего обоснованность реализации мероприятия	Тип оборудования	
							До выполнения мероприятий	После выполнения мероприятий
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Информация о выполнении мероприятий, предусмотренных схемой и программой развития электроэнергетических систем России								
Информация о дополнительно планируемых мероприятиях								

Вид мероприятия	Установленная генерирующая мощность, МВт		Изменение установленной генерирующей мощности, МВт	Срок выполнения мероприятий (дд.мм.гггг)		Примечание
	До проведения мероприятия	После проведения мероприятия		Планируемые сроки (дд.мм.гггг)	Фактические сроки (дд.мм.гггг.)	
КонсультантПлюс: примечание. Нумерация граф дана в соответствии с официальным текстом документа.						
10	11	12	13	1	15	16

1. В **графе 10** указывается один из следующих видов мероприятий: ввод в эксплуатацию, вывод из эксплуатации, реконструкция (модернизация) или реконструкция (перемаркировка). В случае ввода турбоагрегата, энергоблока в эксплуатацию под замену в **графе "Примечание"** указывается "ввод под замену" и номер демонтируемого турбоагрегата, энергоблока.

2. В **графе 14** в случае отсутствия информации по точной дате вывода из эксплуатации генерирующего оборудования указывается 1 января года вывода оборудования из эксплуатации. В случае отсутствия информации по точной дате ввода генерирующего оборудования в эксплуатацию указывается 31 декабря года ввода оборудования в эксплуатацию.

## Раздел 2. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Прогноз динамики экспорта и импорта электрической энергии и мощности
--

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики - участники оптового рынка, осуществляющие экспортно-импортные операции по купле-продаже (поставке) электрической энергии (мощности)	до 1 мая	ежегодно
	до 1 июня	1 раз в 6 лет, начиная с 2023 г.

Наименование организации, представляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Сведения по экспорту (импорту) электрической энергии и мощности на час зимнего и летнего максимума в соответствии с заключенными и планируемыми к заключению договорами, предусматривающими экспорт (импорт) электрической энергии и мощности

Направление экспорта (импорта)	Год N		Год N + 1		Год N + 2		Год ...		Год N + 17						
	Э, млн кВт·ч	Рмакс, МВт		Э, млн кВт·ч	Рмакс, МВт		Э, млн кВт·ч	Рмакс, МВт		Э, млн кВт·ч	Рмакс, МВт				
		зима	лето		зима	лето		зима	лето		зима	лето			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Экспорт															
Импорт															

Раздел 2. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 38  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

Сведения о фактическом и прогнозном потреблении электрической энергии и мощности
---

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Потребители электрической энергии, величина максимальной мощности энергопринимающих устройств которых в соответствии с документами о технологическом присоединении составляет 10 МВт и более	до 1 мая	ежегодно

Наименование организации, представляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Сведения о фактическом и прогнозном потреблении электрической энергии и мощности

Код подгруппы раздела ОКВЭД (А-01 - 01.1, 02.2, и т.д.)	Наименование владельца энергопринимающего устройства в соответствии документами о технологическом присоединении	Диспетчерское наименование подстанции	Максимальная мощность энергопринимающих устройств в соответствии документами о технологическом присоединении	Показатель	Год						
					Факт	Прогноз					
						год N - 2	год N	год N + 1	год N + 2	год N + 3	год N + 4
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч							
				Годовой максимум потребления мощности, МВт							

В графах 6 - 12 под годом "N" понимается первый год среднесрочного периода, начиная с года, следующего за годом предоставления информации.

Раздел 2. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Приложение N 39  
к Правилам предоставления информации,  
необходимой для осуществления  
оперативно-диспетчерского управления  
в электроэнергетике, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от 20.12.2022 N 1340

Форма

<p>Информация о фактических объемах потребления электрической энергии потребителями электрической энергии с годовым объемом потребления электрической энергии, составляющим 60 млн. кВт·ч или более</p>
---

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Гарантирующие поставщики, энергосбытовые (энергоснабжающие) организации; потребители электрической энергии с годовым объемом потребления электрической энергии, составляющим 60 млн. кВт·ч или более	до 25-го числа месяца, следующего за отчетным	ежемесячно
	до 25 января года, следующего за отчетным; в 2023 году в течение 10 рабочих дней со дня вступления в силу Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденных приказом Минэнерго России от 20 декабря	ежегодно

Наименование организации, представляющей информацию:
Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Информация о фактических объемах потребления электрической энергии (заполняется потребителями электрической энергии)

Наименование субъекта Российской Федерации	Наименование вида экономической деятельности потребителя в соответствии с ОКВЭД	Код раздела ОКВЭД (А, В, С и т.д.)	Код группы раздела ОКВЭД (01, 02, и т.д.)	Код подгруппы раздела ОКВЭД (01.1, 02.2, и т.д.)	Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч			
					январь	...	декабрь	год
КонсультантПлюс: примечание. Нумерация граф дана в соответствии с официальным текстом документа.								
1	2	3	4	5	8	9	10	11
Потребление всего:								

Раздел 2. Информация о фактических объемах потребления электрической энергии и мощности потребителями, обслуживаемыми гарантирующим поставщиком, энергосбытовой (энергоснабжающей) организацией (заполняется гарантирующими поставщиками, энергосбытовыми (энергоснабжающими) организациями)

Наименование субъекта Российской Федерации	Наименование вида экономической деятельности потребителей в соответствии с ОКВЭД	Код раздела ОКВЭД (А, В, С и т.д.)	Код группы раздела ОКВЭД (01, 02, и т.д.)	Код подгруппы раздела ОКВЭД (01.1, 02.2, и т.д.)	Полное или сокращенное наименование потребителя электрической энергии	Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч			
						январь	...	декабрь	год
КонсультантПлюс: примечание. Нумерация граф дана в соответствии с официальным текстом документа.									

1	2	3	4	5	7	8	9	10	11
Потребление всего:									

Столбцы 8 - 11 в таблицах [разделов 1 и 2](#) настоящего приложения заполняются по каждому месяцу путем добавления в предыдущий отчет новых данных за очередной месяц, [столбец "год"](#) заполняется нарастающим итогом с начала года.

### Раздел 3. Контактная информация

Контактная информация	Инициалы, фамилия	Должность	Номер контактного телефона (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

---