

ЗАКЛЮЧЕНИЕ
**по итогам рабочего совещания по теме: «Актуальные вопросы развития
малой гидрогенерации»**

20 сентября 2022 года

Видеоконференция

Приняли участие: 18 участников

Председательствовал: Селезнев В.С. – Первый заместитель
Председателя Комитета Государственной Думы по энергетике

ПОВЕСТКА ДНЯ:

1. О корректировке порядка расчета оплачиваемой мощности для МГЭС и внесения изменений в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности, утверждённые постановлением Правительства РФ от 27.12.2010 г. № 1172.

Лушников Олег Георгиевич – Исполнительный директор Ассоциации «Гидроэнергетика России»

2. Позиция ПАО «РусГидро».

Бердников Роман Николаевич – Член Правления, Первый заместитель Генерального директора ПАО «РусГидро»

3. Позиция ПАО «ТГК-1».

Кондрашов Андрей Анатольевич – Директор дирекции по возобновляемой энергетике и новой генерации филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»

4. Позиция ООО «НОРД ГИДРО-БЕЛЫЙ ПОРОГ».

Виноградов Алексей Викторович – Генеральный директор ООО «НОРД ГИДРО-БЕЛЫЙ ПОРОГ»

5. Позиция ООО «Башкирская генерирующая компания» (ООО «БГК»).

Новиков Дмитрий Юрьевич – Главный инженер ООО «Башкирская генерирующая компания» (ООО «БГК»)

6. Позиция ООО «Эн+Девелопмент».

Попов Игорь Сергеевич – Заместитель генерального директора ООО «Эн+Девелопмент»

7. Экономическая эффективность, инвестиционная привлекательность проектов строительства малых ГЭС, реализующих электроэнергию на розничном рынке электроэнергии.

Садовский Сергей Валерьевич – Генеральный директор АО «Норд Гидро»

8. Позиция Министерства энергетики Российской Федерации.

Орлов Дмитрий Николаевич – Заместитель начальника отдела развития нормативной базы в сфере электроэнергетики Департамента развития электроэнергетики Министерства энергетики Российской Федерации

9. Позиция Федерального агентства водных ресурсов Российской Федерации.

Борисенко Василий Иванович – Начальник Управления планирования и реализации водохозяйственных программ Федерального агентства водных ресурсов

10. Позиция АО «СО ЕЭС».

Катаев Андрей Михайлович – Член Правления – директор по энергетическим рынкам и внешним связям АО «СО ЕЭС»

11. Позиция Ассоциации НП «Совет Рынка».

Баркин Олег Геннадьевич – Член Правления – заместитель Председателя Правления Ассоциации НП «Совет Рынка»

Агафонов Артем Владимирович – Руководитель проекта Департамента экспертизы новых технологий Управления аудита и технологической экспертизы Ассоциации НП «Совет Рынка».

Пик строительства малых ГЭС в Российской Федерации пришелся на 1940-1950-е годы, когда в эксплуатацию ежегодно вводилось до 1000 объектов. После окончания Великой Отечественной войны в СССР насчитывалось 6,5 тысяч МГЭС. Малые ГЭС использовались для местного автономного энергоснабжения в изолированных и труднодоступных районах, а также как дополнительный источник в системах распределенной генерации.

Потенциал проектов МГЭС на территории РФ оценивается в 7 ГВт.

Энергопотенциал малых рек используется лишь на 4,5%. Сегодня в России насчитывается всего 120 МГЭС суммарной мощностью 1200 МВт. Наиболее перспективными (мощностью до 50 МВт) для строительства малых ГЭС регионами являются Кавказ, Северо-Запад России, юг Сибири и большая часть территории Дальневосточного федерального округа.

Объем финансирования проектов малых ГЭС, определенный Правительством РФ в государственной программе поддержки ВИЭ до 2035 года (ДПМ ВИЭ) определен в размере 30 млрд рублей. Указанный объем позволит реализовать проекты МГЭС общей мощностью не более 150-200 МВт.

Для сравнения – поддержка рынком солнечных и ветровых станций способствует реализации проектов мощностью в десятки раз больше (порядка нескольких гигаватт) для каждого из этих видов генерации (СЭС и ВЭС).

Всего за весь период реализации программы поддержки ВИЭ было отобрано для реализации 17 проектов МГЭС общей установленной мощностью 310 МВт. После указания вице-преьера Правительства РФ Д.Н. Козака о выделении финансирования для МГЭС в программу ДПМ ВИЭ 2.0 и в результате совместной работы Ассоциации «Гидроэнергетика России» с ведущими гидроэнергетическими компаниями и заводами-производителями по внесению в нее изменений в части увеличения предела установленной мощности ГЭС до 50 МВт, продления сроков реализации проектов строительства, конкретизации требований к локализации и экспорту и др., интерес к этой программе значительно вырос. Если в период с 2013 по 2018 год было отобрано проектов МГЭС мощностью 170 МВт, то только за последние 3 года было отобрано 160 МВт.

Вместе с тем, незначительный объем поддержки проектов МГЭС не только не позволяет подойти системно к освоению гидропотенциала 2,5 миллионов малых рек страны (около 200 млрд кВт*ч в год), но и препятствует развитию производства гидросилового оборудования для ГЭС малой мощности. Доля заказов оборудования ГЭС и ГАЭС в портфелях заказов ведущих отечественных производителей гидросилового оборудования составляет 5-8 % от общего объема заказов.

Позиция руководства всех ведущих машиностроительных компаний (ПАО «Силловые машины», АО «ТЯЖМАШ», ПАО НПО «ЭЛСИБ», ООО «Электротяжмаш-Привод», ООО «Фойт-Гидро») заключается в том, что в ДПМ ВИЭ в части МГЭС – это возможность дополнительной загрузки производства оборудованием малой мощности. При этом заявленный объем поддержки ВИЭ на 2025–2035 год не позволяет должным образом стимулировать расширение и резервирование производственных мощностей под оборудование для малых ГЭС. С учетом небольшого объема рынка малой гидроэнергетики в ДПМ ВИЭ 2.0, в настоящее время нет готовых решений по оптимизации технических параметров и снижению стоимости оборудования гидроагрегатов МГЭС.

Недоиспользованность потенциала промышленного производства оборудования для малых ГЭС, наряду с недостаточной востребованностью проектно-изыскательских мощностей и мощностей социализированных строительных организаций, может привести к потере гидроэнергетической отрасли страны. Поэтому Госпрограмма поддержки ВИЭ в части строительства МГЭС является одним из немногих плацдармов сохранения отраслевых компетенций.

Ассоциация «Гидроэнергетика России» и входящие в ее состав члены выступают за увеличение объема финансирования проектов строительства МГЭС, реализуемых в рамках государственной программы поддержки ВИЭ на период до 2035 года на 40 млрд. руб.

Ассоциация «Гидроэнергетика России», на основании решения Минэнерго России и соответствующих предложений организаций-членов Ассоциации, направила в Минэнерго России (письмо от 11.09.2020 № 242) предложения по 24 первоочередным (наиболее проработанным) проектам МГЭС общей мощностью 700 МВт. География размещения новых объектов малой гидроэнергетики: Республика Алтай, Забайкальский край, Иркутская область, Красноярский край, Республика Хакасия, Мурманская область, Республика Карелия, Чеченская республика и другие регионы.

Вместе с тем ряд барьеров, препятствующих активному вовлечению инвесторов в Программу поддержки проектов МГЭС, остается, одним из которых, возможно самым существенным, является порядок расчета оплачиваемой мощности для МГЭС.

Ассоциация «Гидроэнергетика России» совместно с ПАО «ТГК-1», ПАО «РусГидро», ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация», а также с привлечением консалтинговой компании, провели анализ необходимых мер по повышению инвестиционной привлекательности реализации проектов малых ГЭС, о чем были направлены соответствующие письма в АО «СО ЕЭС» (от 23.05.2022 № 096) и Минэнерго России (от 22.06.2022 г.), на которые конкретные ответы получены не были. А именно: гидроэнергетическое сообщество предлагает внести изменения в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172 (далее – Правила), направленные на уточнение порядка оплаты поставленной мощности генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, на оптовом рынке электрической энергии и мощности, выравнивающие условия участия МГЭС с условиями участия СЭС и ВЭС.

В 2017 году были приняты нормативные изменения, которые значительно ухудшили экономику проектов малых ГЭС за счет снижения величины оплачиваемой мощности, приравняв их к проектам тепловых электростанций и больших плотинных ГЭС.

При запуске программы поддержки возобновляемой энергетики (ДПМ ВИЭ 1.0) в рамках изменений, внесенных в распоряжение Правительства РФ №1-р и Правила, для малых ГЭС был установлен отдельный порядок расчета оплачиваемой мощности, единый для СЭС, ВЭС и МГЭС.

Построенная мощность оплачивалась полностью (за вычетом собственных нужд) при условии готовности к отключению по команде и непревышения длительности согласованных ремонтных периодов.

Постановлением Правительства РФ № 240 в 2017 г. внесены изменения в Правила, согласно которым мощность малой ГЭС оплачивается в объеме не выше регулировочной (при условии возможности выдачи дважды в течение суток), а также с учетом ограничений ремонтной схемы. Это фактически привело к тому, что мощность малых ГЭС не оплачивается или оплачивается не в полном объеме в те месяцы, когда обеспеченность водными ресурсами находится на низком уровне, даже если это планомерно предусмотрено проектом.

В 2021 году согласно постановлению Правительства РФ № 328 в Правила внесены изменения: указанные требования смягчены, но, только для малых ГЭС, работающих по водотоку, не располагающих плотиной и резервуаром регулирования. При этом надо отметить, что именно такие ГЭС более значимы для регулирования энергосистемы, особенно в контексте снижения возможностей регулирования с помощью ГТУ.

Принятые изменения применяются для всех объектов генерации малых ГЭС – уже отобранных в рамках ОПВ, планируемых к отбору, строящихся для работы на ОРЭМ вне действующих программ поддержки.

В то же время в действительности, даже если малые ГЭС оснащены плотиной и резервуаром регулирования, снижение выработки и возможности выдавать мощность в отдельные месяцы года достигает 85-90%.

В соответствии с пунктом 54 Правил в случае неготовности генерирующего объекта, функционирующего на основе возобновляемых источников энергии, к выработке электрической энергии в связи с проведением ремонта оборудования, объем оплачиваемой мощности для генерирующего объекта снижается с учетом рассчитываемого показателя неготовности.

Согласно пунктам 26, 27, 31 Правил определения цены на мощность генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых

источников энергии, утвержденных постановлением Правительства РФ от 28.05.2013 № 449, при расчете цены на мощность для такого объекта генерации учитываются показатели отклонения фактической выработки от плановой. Порядок оплаты мощности генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, отобранных по результатам конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, проведенного после 1 января 2021 г., предусматривает прямую зависимость между объемом электрической энергии, поставленной на оптовый рынок, и величиной платы за мощность по ДПМ ВИЭ. Таким образом, генерирующий объект, функционирующий на основе возобновляемых источников энергии, построенный в рамках реализации Основных направлений государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2035 года, утвержденных распоряжением Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 г. N 1-р, по которому установлен показатель неготовности в результате вывода в ремонт, будет штрафовать за простой, и, соответственно, за снижение объемов выработки электрической энергии дважды.

Указанная ситуация потенциально приводит к завышению ценовых заявок в конкурсных отборах инвестиционных проектов объектов генерации, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, проводимых в соответствии с Правилами, а значит – к росту платежей покупателей оптового рынка электрической энергии и мощности.

Для отдельных проектов малых ГЭС необходимость компенсации возможных потерь от недопоставки мощности за счет роста ценовой заявки для участия в конкурсном отборе инвестиционных проектов приводит к невозможности реализации, поскольку скорректированная ценовая заявка превысит предельную величину показателя эффективности, утвержденную Распоряжением Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2035 года». Такая ситуация является существенным препятствием для развития малой гидроэнергетики в стране.

Предлагается распространить действие актуальных упрощенных механизмов расчета мощности для СЭС, ВЭС и водосточных ГЭС на все малые ГЭС установленной мощностью до 50 МВт.

Предложение поддержано представителями ПАО «РусГидро», ПАО «ТГК-1», АО «ЕвроСибЭнерго».

Представителем АО «Норд Гидро» отмечено, что основным фактором, ограничивающим интерес инвесторов при принятии решений об инвестировании средств в строительство новых МГЭС является относительно невысокая величина предельных величин капитальных затрат на возведение 1кВт установленной мощности генерирующего объекта, а также относительно низкое значение предельной величины постоянных эксплуатационных затрат на обслуживание 1 кВт установленной мощности генерирующих объектов, зафиксированных в Распоряжении Правительства РФ от 08.01.2009 N 1-р «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2035 года».

В первую очередь это касается объектов мощностью менее 5 МВт, а также объектов, которые удалены от крупных населённых пунктов. При невысокой установленной мощности строительство таких объектов может сопровождаться необходимостью строительства дорог, мобилизацией техники и сотрудников, более высокой стоимостью доставки техники и строительных материалов.

В связи с этим внесено предложение рассмотреть возможность создания механизма периодического пересмотра данных предельных значений. Такой механизм может основываться на регулярном (ежегодном) рассмотрении предложений от потенциальных инвесторов. Также данные предельные значения могут отличаться в различных регионах в зависимости от востребованности новой генерации на МГЭС.

Представителем Министерства энергетики Российской Федерации отмечено, что Министерство заинтересовано в обеспечении равных условий участия всех ВИЭ в ДПМ ВИЭ 2.0. Минэнерго России проделало большую работу в целях содействия привлечению инвесторов в проекты МГЭС к участию в конкурсах по программе государственной поддержки развития ВИЭ в период 2025-2035 гг. (ДПМ ВИЭ 2.0), а именно увеличение сроков реализации проектов строительства МГЭС, изменение предельной величины установленной мощности МГЭС до 50 МВт, уточнение вопросов локализации и экспорта оборудования для МГЭС и др. В этом же контексте Министерство в настоящее время оценивает инициативы Ассоциации и гидроэнергетических компаний по внесению изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации, которые направлены на обеспечение возможности участия инвестиционных проектов модернизации и

реконструкции объектов малых ГЭС в конкурсных отборах, проводимых для объектов ВИЭ на оптовом и розничном рынках.

Представителем АО «Системный оператор ЕЭС» отмечено, что выработка объектов ВИЭ, таких как солнечные и ветровые электростанции, зависит от погодных условий. В определенные (СЭС) или случайные (ВЭС) периоды выработка может снижаться до нуля. В этой связи их использование для энергоснабжения потребителей возможно только при наличии в энергосистеме (изолированном энергорайоне) источников энергии, в режиме реального времени компенсирующих изменение нагрузки ВИЭ и замещающих ее в периоды их простоя.

Ввод в работу таких объектов ВИЭ является экономически эффективным с точки зрения стоимости производства электроэнергии, если цена производимой ими на жизненном цикле электроэнергии (с учетом капитальных затрат и затрат на содержание объекта), увеличенная на поддержание/сооружение источников регулирования нагрузки ниже топливной составляющей замещаемой доли выработки на существующих объектах генерации. Традиционно в качестве примера возможного экономически эффективного использования СЭС и ВЭС приводится замещение ими выработки на дизельных электростанциях с северным завозом топлива в изолированных энергорайонах.

В случае, если суммарная стоимость электроэнергии ВИЭ и стоимость поддержания источников регулирования и замещения их выработки выше стоимости производства электроэнергии на традиционных объектах генерации, то ввод их в работу определяется необходимостью решения задач, являющихся внешними по отношению к электроэнергетике (снижение углеродного следа, поддержка отдельных отраслей промышленности и т.п.).

С точки зрения работы в энергосистеме, относимые к малым ГЭС объекты генерации могут быть двумя принципиально разными типами источников энергии:

1) водоточные ГЭС, режим работы которых близок к традиционным ВИЭ с прямой зависимостью выработки от погодных условий. Такие ГЭС требуют наличия в энергосистеме (изолированном энергорайоне) источников регулирования нагрузки и объектов генерации, замещающих их выработку;

2) имеющие плотину ГЭС – такие ГЭС кроме величины мощности и запасов воды не имеют отличий от традиционных ГЭС, являющихся как источниками электроэнергии, так и основными регуляторами в энергосистеме, обеспечивающими в режиме реального времени баланс производства и потребления электроэнергии.

В настоящее время работают в ЕЭС России и поставляют мощность на оптовый рынок ГЭС мощностью менее 25 МВт обоих типов, ГЭС – как водоточные ГЭС в отношении которых в рынке мощности применяются пониженные требования (аналогичные СЭС и ВЭС), так и традиционные, в отношении которых применяются общие для всех типов традиционной генерации требования. И в той, и в другой группе есть ГЭС, поставляющие мощность как по договорам КОМ, так и по договорам ДПМ ВИЭ.

По мнению АО «СО ЕЭС» требования к объектам генерации, выполнение которых является обязательным для получения платы за мощность, должны определяться техническими параметрами объектов, а не видом договора, по которому осуществляется поставка мощности на оптовый рынок. Данная модель реализована в действующих Правилах ОРЭМ.

Установление к плотинным ГЭС сниженных требований по готовности будет означать отсутствие требований по участию в регулировании и требований по обеспечению загрузки до максимальной мощности – т.е. невозможность использования основных технических преимуществ вводимых в работу объектов генерации. В этой связи такие предложения по внесению изменений в Правила ОРЭМ АО «СО ЕЭС» не поддерживаются.

В отличие от конкурентных отборов ДПМ ВИЭ в секторах солнечной и ветровой генерации, программа поддержки малых ГЭС вызвала существенно меньший интерес участников. При принятии решения о продолжении программы поддержки малых ГЭС и уточнении ее параметров, представляется целесообразным разделить в процедурах и параметрах отбора принципиально разные типы ГЭС – водоточные и традиционные. Стоимостные ограничения для традиционных (плотинных) ГЭС по мнению АО «СО ЕЭС» представляется целесообразным установить на уровне, обеспечивающем возможность реализации проектов по сооружению ГЭС, имеющих возможность полноценного участия в регулировании.

Представителем Ассоциации «НП Совет рынка» отмечено, что государственная политика в области использования ВИЭ в энергетике направлена на создание условий, стимулирующих их широкое применение для достижения целевых показателей объема производства электрической энергии на основе ВИЭ в совокупном балансе производства и потребления электрической энергии.

В рамках реализации указанной задачи Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» предусмотрен механизм поддержки стимулирования производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования ВИЭ, на ОРЭМ путем проведения ежегодных отборов инвестиционных

проектов сооружения объектов генерации ВИЭ (далее – ОПВ) с заключением ДПМ ВИЭ, гарантирующих возврат капитальных и эксплуатационных затрат инвестора.

При этом важно отметить, что ОПВ не является технологически нейтральным, поскольку для каждого вида генерации ВИЭ определены свои квоты, ценовые и технические параметры, а также проводится отдельный отбор. В связи с этим установление для проектов малой гидрогенерации требований по готовности, учитывающих их технологические особенности и отличных от таких требований для СЭС и ВЭС, не может рассматриваться как дискриминация МГЭС по отношению к иным видам ВИЭ-генерации.

Кроме того, Правительством Российской Федерации с 2013 года были предприняты значительные усилия по повышению привлекательности для инвесторов отрасли возобновляемой энергетики, в том числе гидроэнергетики: нивелирование колебаний валютных курсов, увеличение сроков реализации проектов до 5 лет, увеличение мощности малых ГЭС (далее – МГЭС), отбираемых на ОПВ, с 25 до 50 МВт, проведение ОПВ по критерию наименьших цен поставки.

Реализация указанных мероприятий учла практически все заявленные пожелания инвесторов в проекты строительства МГЭС, и обеспечила стабильное количество проектов, отбираемых в рамках установленных лимитов, как в рамках программы поддержки ДПМ ВИЭ 1.0, так и в рамках программы поддержки ДПМ ВИЭ 2.0.

В настоящий момент основной вопрос представителей отрасли гидроэнергетики (Ассоциации «Гидроэнергетика России», ПАО «РусГидро», ПАО «ТГК-1», Еп+ Group) сводится к оценке возможности МГЭС (до 25 или до 50 МВт) осуществлять регулирование в энергосистеме и соответствующей возможности осуществлять поставку мощности на ОРЭМ, и по мнению представителей отрасли гидроэнергетики требует упрощения предъявляемых технологических требований как для объектов, реализуемым в рамках программ поддержки с использованием механизмов ДПМ, так и для действующих станций мощностью до 50МВт, без учета их технологических особенностей (наличие плотины).

При этом действующими правилами оптового рынка, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172 (далее – Правила оптового рынка), уже учтены технологические особенности малых водоточных ГЭС (установленной мощностью до 25 МВт), не обладающих такими же возможностями регулирования, как ГЭС с водохранилищем.

При этом, дальнейшее расширение стимулирования строительства МГЭС с 25 до 50 МВт, которые не могут участвовать в регулировании на общих основаниях (два раза в сутки загрузиться за 20 минут на максимальную мощность и удерживать ее в течение 40 минут) представляется нецелесообразным, поскольку нужно принимать во внимание необходимость в таких крупных с точки зрения управления режимом энергосистемы генерирующих объектах. Кроме этого, следует учитывать, что величина выдаваемой мощности ГЭС, в отличие от СЭС и ВЭС, в большей степени может быть отрегулирована параметрами проектируемого водохранилища. Для СЭС и ВЭС – это стохастическая величина.

Под предлагаемый инвесторами в проекты строительства МГЭС порядок могут попасть действующие ГЭС, установленной мощностью до 50 МВт, для которых увеличение объема оплачиваемой мощности при ее фактическом отсутствии (несоблюдение требований по готовности) необоснованно.

Кроме того, предложения по упрощению иных требований по готовности, например, в части контроля неплановых ремонтов, для новых генерирующих объектов представляется не соответствующими логике: в отношении новых генерирующих объектов должны быть более жесткие требования по контролю за ремонтами.

В целом Исполнительный аппарат Ассоциации не поддерживает дальнейшее расширение перечня оборудования в отношении которого применяются особые требования по готовности, в том числе, не поддерживает предложения по внесению изменений в Правила оптового рынка в части определения критериев недопоставки мощности для всех видов ВИЭ и распространения действия актуальных механизмов расчета мощности для СЭС, ВЭС и водоточных ГЭС мощностью менее 25 МВт на малые ГЭС плотинного типа (до 50 МВт) и водоточные МГЭС мощностью от 25 до 50 МВт.

РЕШИЛИ:

1. Отметить консолидированную позицию Ассоциации «Гидроэнергетика России» и гидроэнергетических компаний в отношении необходимости внесения изменений в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 в части определения критериев недопоставки мощности для всех видов ВИЭ и распространения действия актуальных механизмов расчёта мощности для СЭС, ВЭС и водоточных

ГЭС мощностью менее 25 МВт на малые ГЭС плотинного типа (до 50 МВт) и водоточные малые ГЭС мощностью от 25 до 50 МВт (для всех уже отобранных и планируемых к отбору проектов). В частности, предлагается внести изменения в следующие нормативные-правовые акты:

- изменения, предусматривающие уточнение порядка расчета показателя неготовности согласно подпункту 3) пункта 54 Правил для генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, относящихся к видам генерирующих объектов, указанным в подпунктах 1-3 пункта 195 Правил, отобранным в рамках конкурсных отборов, проведенных после 1 января 2021 г.

- изменения в подпункт 1) п.54 Правил ОРЭМ;
- изменения в подпункт 9) п.54 Правил ОРЭМ;
- корректировку в последний абзац п.54 Правил ОРЭМ.

2. Отметить консолидированную позицию Ассоциации «Гидроэнергетика России» и гидроэнергетических компаний о том, что с целью повышения эффективности перспективных проектов, необходимо рассмотреть возможность увеличения базовых предельных показателей эффективности, утвержденных распоряжением Правительства от 08.01.2009 № 1-р, для малых ГЭС от 5 до 50 МВт за счет увеличения объема поддержки проектов МГЭС в рамках механизма ДПМ ВИЭ 2.0. Объем поддержки гидроэнергетических проектов в рамках ДПМ ВИЭ 2.0 должен обеспечивать возможность ввода МГЭС общей установленной мощностью порядка 700 МВт.

3. Принять во внимание позицию ПАО «Системный оператор» и Ассоциации «НП Совет рынка» о том, что требования по готовности должны в полной мере учитывать возможности ГЭС установленной мощностью до 25 МВт с водохранилищем участвовать в регулировании режимов работы энергосистемы и не должны создавать стимулы по реализации проектов ГЭС установленной мощностью 25 МВт и более без возможности участия в таком регулировании.

4. Рекомендовать Министерству энергетики Российской Федерации, АО «СО ЕЭС» совместно с Ассоциацией «Гидроэнергетика России» и заинтересованными гидроэнергетическими компаниями продолжить работу по повышению инвестиционной привлекательности проектов МГЭС и распространению действия актуальных механизмов расчёта мощности для СЭС, ВЭС на все ГЭС мощностью менее 50 МВт.