

Изменения, вносимые в **Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям с 01.03.2019**, связанные с изменениями Регламента определения объема фактически поставленной на оптовый рынок мощности (Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), утвержденными Наблюдательным советом Ассоциации «НП Совет рынка» 30.01.2019

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>4. Для ГЭС, работающих по водотоку, в отношении каждой ГТП j и электростанции s в целом СО регистрирует среднемесячные величины ограничений установленной мощности $N_{ор,м}^j(CO)$ и $N_{ор,м}^s(CO)$, рассчитанные в следующем порядке:</p> $N_{ор,м}^j(CO) = \frac{\max\{0; \sum_{k \in m} (\min\{N_{по,м}^j; N_{уст,м}^j\} - \min\{N_{расч,к}^{j,ГЭС}; N_k^{j,ГЭС,сер}\} - \Delta_{1,к}^{ГЭС,j})\}}{K} \quad (34.1)$ <p>$N_{ор,м}^s(CO) = \sum_j N_{ор,м}^j(CO)$,</p> <p>где $N_{расч,к}^{j,ГЭС}$ – максимальная расчетная мощность ГТП ГЭС j, $\Delta_{1,к}^{ГЭС,j}$, $\Delta_{1-4,к}^j$ – среднесуточная величина соответствующих ремонтных снижений мощности в отношении суток k, определяемая по формуле:</p> $\Delta_{1,к}^{ГЭС,j} = \frac{\sum_{h \in k} \Delta_{1,h}^j}{24} \quad (34.2.1)$ $\Delta_{1-4,к}^j = \frac{\sum_{h \in k} (\Delta_{1,h}^j + \Delta_{2_max,h}^{j1} + \Delta_{2_max,h}^{j2} + \Delta_{4_max,h}^j)}{24} \quad (34.2.2)$	<p>4. Для ГЭС, работающих по водотоку, в отношении каждой ГТП j и электростанции s в целом СО регистрирует среднемесячные величины ограничений установленной мощности $N_{ор,м}^j(CO)$ и $N_{ор,м}^s(CO)$, рассчитанные в следующем порядке:</p> $N_{ор,м}^j(CO) = \frac{\max\{0; \sum_{k \in m} (\min\{N_{по,м}^j; N_{уст,м}^j\} - \min\{N_{расч,к}^{j,ГЭС}; N_k^{j,ГЭС,сер}\} - \Delta_{1,к}^{j,ГЭС})\}}{K} \quad (34.1)$ <p>$N_{ор,м}^s(CO) = \sum_j N_{ор,м}^j(CO)$,</p> <p>где $N_{расч,к}^{j,ГЭС}$ – максимальная расчетная мощность ГТП ГЭС j, $\Delta_{1,к}^{j,ГЭС}$ – среднесуточная величина соответствующего ремонтного снижения мощности в отношении суток k, определяемая по формуле:</p> $\Delta_{1,к}^{j,ГЭС} = \frac{\sum_{h \in k} \Delta_{1,h}^j}{24} \quad (34.2),$ <p>где $\Delta_{1,h}^j$ – величина согласованного планового ремонтного снижения мощности, определяемая в соответствии с п.5.3.1 настоящего Порядка установления соответствия.</p>
<p>Приложение 3</p>	<p>Методика определения максимальной мощности ГЭС</p> <p>Регулировочная мощность ГЭС – это мощность, которую ГЭС может набрать неоднократно (не менее 2-х раз) в течение суток из остановленного состояния не более чем за 20 минут и</p>	<p>Методика определения регулировочной мощности ГЭС</p> <p>Регулировочная мощность ГЭС ($N_{ГЭС}^{рег}$, МВт) – это мощность, которую ГЭС может набрать неоднократно (не менее 2-</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>удерживать в течение 40 последующих минут. Регулировочная мощность определяется для каждой ГТП ГЭС, за исключением ГЭС, работающих по водотоку.</p> <p>Под ГЭС, работающей по водотоку, понимается гидроэлектростанция, у которой в соответствии с проектной документацией отсутствует регулирующее водохранилище (в т.ч. бассейн суточного регулирования), а также ГЭС, регулировочные возможности водохранилища которых фактически не могут быть использованы из-за сложившейся водохозяйственной обстановки или исходя из технического состояния гидротехнических сооружений.</p> <p>Регулировочная мощность ГЭС ($N_{ГЭС}^{рег}$, МВт) определяется по следующему алгоритму:</p> <ol style="list-style-type: none"> Суммарное время набора нагрузки из остановленного состояния до максимальной нагрузки всех гидрогенераторов ($t_{ГЭС}^{нагр}$, мин) определяется в соответствии со Сводной таблицей нормативных времен набора/сброса нагрузки по ГЭС, являющихся ГОУ различных уровней СО, утвержденной Директором по управлению режимов ЕЭС – Главным диспетчером. Скорость набора нагрузки ГЭС определяется как отношение установленной мощности ГЭС ($N_{ГЭС}^{уст}$, МВт) к суммарному времени набора нагрузки из остановленного состояния ГЭС до максимальной нагрузки всех гидрогенераторов ($v_{нагр}^{ГЭС} = \max(\frac{N_{уст}^j}{t_{нагр}^j}; \frac{N_{max,k}^{jГЭС,20заявл}}{20})$, МВт/мин). $N_{max,k}^{jГЭС,20заявл}$ — заявленная участником рынка максимальная мощность, которая может быть многократно (не менее 2 раз) набрана в течение суток из остановленного состояния в течение 20 минут и поддерживаться в течение не менее 40 последующих минут в случае ступенчатого набора нагрузки ГЭС в соответствии с данными, предоставленными участником оптового рынка в СО в соответствии с <i>Техническими требованиями</i>. 	<p>х раз) в течение суток из остановленного состояния не более чем за 20 минут и удерживать в течение 40 последующих минут. Регулировочная мощность определяется для каждой ГТП ГЭС, в том числе для ГЭС, работающих по водотоку.</p> <p>Под ГЭС, работающей по водотоку, понимается гидроэлектростанция, у которой в соответствии с проектной документацией отсутствует регулирующее водохранилище (в т.ч. бассейн суточного регулирования), а также ГЭС, регулировочные возможности водохранилища которых фактически не могут быть использованы из-за сложившейся водохозяйственной обстановки или исходя из технического состояния гидротехнических сооружений.</p> <p>Регулировочная мощность j-той ГТП ГЭС заявляется участником оптового рынка в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных в СО не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Х-2. Регулировочная мощность j-той ГТП ГЭС определяется для каждой гидроэлектростанции, являющейся участницей оптового рынка.</p> <p>I. Регулировочная мощность ГЭС ($N_{ГЭС}^{рег}$), за исключением ГЭС, работающих по водотоку, рассчитывается как минимум из среднесуточной располагаемой мощности ГЭС ($N_{ГЭС}^{расч}$, МВт), определенной с учетом собственных ограничений установленной мощности, максимальной нагрузки ГЭС в целом, определяемой наличием ограничений на выдачу мощности в сеть соответствующих наибольшей величине мощности, возможной к выдаче в сеть по схемно-режимным условиям в нормальной и ремонтной схемах ($N_{ГЭС}^{сст}$, МВт), и произведения скорости набора нагрузки ГЭС ($u_{ГЭС}^{нагр}$) на 20 минут: $N_{ГЭС}^{рег} = \min\{N_{ГЭС}^{расч}, N_{ГЭС}^{сст}, 20 \cdot u_{ГЭС}^{нагр}\}$.</p> <p>Среднесуточная располагаемая мощность ГЭС ($N_{ГЭС}^{расч}$) равна среднеарифметическому значению располагаемой мощности ГЭС на каждый час суток, т.е. $N_{ГЭС}^{расч} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} N_{ГЭС}^{расч,i}$. Регулировочная мощность ГЭС определяется без учета суточных ограничений по</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>3. Регулировочная мощность ГЭС ($N_{ГЭС}^{рег}$) рассчитывается как минимум из среднесуточной располагаемой мощности ГЭС ($N_{ГЭС}^{расп}$, МВт), определенной с учетом собственных ограничений установленной мощности, максимальной нагрузки ГЭС в целом, определяемой наличием ограничений на выдачу мощности в сеть соответствующих наибольшей величине мощности, возможной к выдаче в сеть по схемно-режимным условиям в нормальной и ремонтной схемах ($N_{ГЭС}^{сеп}$, МВт), и произведения скорости набора нагрузки ГЭС ($u_{ГЭС}^{нагр}$) на 20 минут: $N_{ГЭС}^{рег} = \min\{N_{ГЭС}^{расп}, N_{ГЭС}^{сеп}, 20 \cdot u_{ГЭС}^{нагр}\}$. Среднесуточная располагаемая мощность ГЭС ($N_{ГЭС}^{расп}$) равна среднеарифметическому значению располагаемой мощности ГЭС на каждый час суток, т.е. $N_{ГЭС}^{расп} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} N_{ГЭС}^{расп,i}$. Регулировочная мощность ГЭС определяется без учета суточных ограничений по режимам водопользования. К ограничениям на выдачу мощности в сеть относятся ограничения на выдачу мощности с шин ГЭС по условиям обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанции, обеспечения статической устойчивости и недопущения токовых перегрузок в сечении выдачи мощности электростанции (линии электропередачи, непосредственно отходящие от шин ГЭС), при этом влияние нагрузки других электростанций в соответствующем энергорайоне не учитывается.</p> <p>4. Регулировочная мощность j-той ГТП ГЭС ($N_{ГТП}^{j,рег}$, МВт) определяется исходя из двух условий:</p> <ul style="list-style-type: none"> сумма регулировочных мощностей j-тых ГТП ГЭС ($N_{ГТП}^{j,рег}$) должна быть равна регулировочной мощности ГЭС ($N_{ГЭС}^{рег}$) в целом, то есть $N_{ГЭС}^{рег} = \sum_{ГТП \in ГЭС} N_{ГТП}^{j,рег}$. 	<p>режимам водопользования. К ограничениям на выдачу мощности в сеть относятся ограничения на выдачу мощности с шин ГЭС по условиям обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанции, обеспечения статической устойчивости и недопущения токовых перегрузок в сечении выдачи мощности электростанции (линии электропередачи, непосредственно отходящие от шин ГЭС), при этом влияние нагрузки других электростанций в соответствующем энергорайоне не учитывается.</p> <p>Скорость набора нагрузки ГЭС определяется как:</p> $v_{нагр}^{ГЭС} = \max\left(\frac{N_{уст}^{ГЭС}}{t_{нагр}^{ГЭС}}; \frac{N_{max,k}^{ГЭС,20 \text{ заявл}}}{20}\right), \text{ МВт/мин}$ <p>где: $N_{max,k}^{ГЭС,20 \text{ заявл}}$ – заявленная участником рынка максимальная мощность, которая может быть многократно (не менее 2 раз) набрана в течение суток из остановленного состояния в течение 20 минут и поддерживаться в течение не менее 40 последующих минут в случае ступенчатого набора нагрузки ГЭС в соответствии с данными, предоставленными участником оптового рынка в СО в соответствии с <i>Техническими требованиями</i>; $N_{уст}^{ГЭС}$ – установленная мощность ГЭС; $t_{нагр}^{ГЭС}$ – суммарное время набора нагрузки из остановленного состояния ГЭС до максимальной нагрузки всех гидрогенераторов, определяемое в соответствии со Сводной таблицей нормативных времен набора/сброса нагрузки по ГЭС, являющихся ГОУ различных уровней СО, утвержденной Директором по управлению режимов ЕЭС – Главным диспетчером.</p> <p>Регулировочная мощность j-той ГТП ГЭС ($N_{ГТП}^{j,рег}$) определяется исходя из двух условий:</p> <ul style="list-style-type: none"> сумма регулировочных мощностей j-тых ГТП ГЭС ($N_{ГТП}^{j,рег}$) должна быть равна регулировочной мощности ГЭС ($N_{ГЭС}^{рег}$) в целом, то есть $N_{ГЭС}^{рег} = \sum_{ГТП \in ГЭС} N_{ГТП}^{j,рег}$.

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>• регулировочная мощность j-той ГТП ГЭС ($N_{ГТП}^{j,pec}$) не должна превышать среднесуточную располагаемую мощность j-той ГТП ГЭС ($N_{ГТП}^{j,рас}$, МВт), то есть $N_{ГТП}^{j,pec} \leq N_{ГТП}^{j,рас}$.</p> <p>Пиковая мощность ($N_{ГТП}^{j,пик}$, МВт) – определяется по каждой j-той ГТП ГЭС как максимум из нуля и разности регулировочной мощности j-той ГТП ГЭС и восьмичасовой мощности j-той ГТП ГЭС ($N_{max,X}^{j,ГЭС,8}$, МВт): $N_{ГТП}^{j,пик} = \max\{0, N_{ГТП}^{j,pec} - N_{max,X}^{j,ГЭС,8}\}$. Пиковая мощность ГТП ГЭС ($N_{ГТП}^{j,пик}$), работающих по водотoku, принимается равной нулю.</p> <p>Пиковая мощность j-той ГТП ГЭС заявляется участником оптового рынка в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных в СО не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2.</p> <p>Восьмичасовая мощность j-той ГТП гидроэлектростанции – это максимальная мощность j-той ГТП ГЭС, с которой генерирующее оборудование данной j-той ГТП ГЭС может проработать не менее 8 часов в сутки X. Восьмичасовая мощность j-той ГТП ГЭС заявляется участником оптового рынка в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных в СО не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2. Восьмичасовая мощность j-той ГТП ГЭС определяется для каждой гидроэлектростанции, являющейся участницей оптового рынка.</p> <p>Восьмичасовая мощность j-той ГТП ГЭС ($N_{max,X}^{j,ГЭС,8}$, МВт) определяются по следующему алгоритму:</p> <p>I. Для ГЭС, не являющимися водоточными, для которых Регулятором водных режимов не установлен среднесуточный или средний за период расход воды в нижний бьеф ГЭС ($Q_{ГЭС}^{cp,сут}$, м³/с) восьмичасовая мощность j-той ГТП ГЭС определяется в следующем порядке:</p>	<p>• регулировочная мощность j-той ГТП ГЭС ($N_{ГТП}^{j,pec}$) не должна превышать среднесуточную располагаемую мощность j-той ГТП ГЭС ($N_{ГТП}^{j,рас}$), то есть $N_{ГТП}^{j,pec} \leq N_{ГТП}^{j,рас}$.</p> <p>II. Регулировочная мощность ГТП ГЭС, работающих по водотoku, рассчитывается как минимум из расчетной величины ($N_{расч,k}^{j,ГЭС}$) и максимальной нагрузки соответствующей ГТП j, зависящей от максимальной нагрузки ГЭС в целом, определяемой наличием ограничений на выдачу мощности в сеть по схемно-режимным условиям в нормальной и ремонтной схемах ($N_k^{j,ГЭС,сет}$):</p> $N_{расч,k}^{j,ГЭС} = \min\{N_{расч,k}^{j,ГЭС}; N_k^{j,ГЭС,сет}\}$ <p>$N_{расч,k}^{j,ГЭС}$ – максимальная расчетная мощность водоточных ГЭС, определяемая для состава гидроагрегатов (далее – ГА), актуального на дату, на которую осуществляется расчет (вне зависимости от нахождения ГА в ремонтах), по формуле:</p> $N_{расч,k}^{j,ГЭС} = \sum_{i \in j} N_{расч,k}^{i,арг} = \frac{9,81}{1000} * \sum_{i \in j} (\eta_{i,арг} * Q_{i,арг}^{max} * H_{i,арг}), \text{ (МВт)}$ <p>где</p> <p>$h_{арг}$ – коэффициент полезного действия ГА, равный 80%;</p> <p>$H_{i,арг}$ – фактический среднесуточный напор за прошедшие сутки X-3;</p> <p>$Q_{i,арг}^{max}$ – максимально возможный расход воды через гидрогенераторы ГЭС, соответствующий фактическому среднесуточному расходу воды через ГА ГЭС ($Q_{i,арг}^{cp,сут,факт}$) за прошедшие сутки X-3:</p> $Q_{i,арг}^{max} = Q_{i,арг}^{cp,сут,факт}$ <p>Если ГЭС не предоставлена в СО информация по фактическому среднесуточному напору, то регулировочная мощность всех ГТП ГЭС принимается равной нулю. При невозможности определения максимально возможного расхода</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>1) Для каждого гидроагрегата (далее – ГА) ГЭС, в том числе для находящегося в ремонте, по расходной и/или эксплуатационной характеристике (далее характеристика) определяется максимальная мощность ГА ($N_{\max, X}^{ГА}$, МВт), соответствующая фактическому среднесуточному напору (H_{agr}, м) за прошедшие сутки X-3. При расчете используется напор (брутто или нетто), соответствующий напору, для которого построена характеристика ГА.</p> <p>2) В соответствии с количеством ГТП на ГЭС по каждой j-той ГТП ГЭС определяется максимальная расчетная мощность j-той ГТП ГЭС ($N_{расч, X}^{j ГЭС, 8}$, МВт) как сумма максимальных мощностей всех ГА, входящих в данную ГТП,</p> $N_{расч, X}^{j ГЭС, 8} = \sum_{ГА \in ГТП^j} N_{\max, X}^{ГА} \text{ (МВт)}.$ <p>3) Восьмичасовая мощность j-той ГТП ГЭС ($N_{\max, X}^{j ГЭС, 8}$) рассчитывается как минимум из максимальной расчетной мощности j-той ГТП ГЭС ($N_{расч, X}^{j ГЭС, 8}$) и регулировочной мощности j-той ГТП ГЭС ($N_{ГТП}^{j pec}$):</p> $N_{\max, X}^{j ГЭС, 8} = \min \{ N_{расч, X}^{j ГЭС, 8}, N_{ГТП}^{j pec} \}.$ <p>II. Для ГЭС, не являющимися водоточными, для которых Регулятором водных режимов установлен внутрисуточный и/или среднесуточный и/или средний за период расход воды в нижний бьеф ГЭС ($Q_{ГЭС}^{cp. сум.}$, м³/с) восьмичасовая мощность j-той ГТП ГЭС определяется в следующем порядке:</p>	<p>воды через ГА ГЭС, влияющего на расчет регулировочной мощности, регулировочная мощность принимается равной нулю.</p> <p>Точность исходных данных во всех расчетах следующая:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Напор с точностью до сотых долей метра; 2. Расход с точностью до десятых долей метров кубических в секунду.

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>1) Определяется минимальный внутрисуточный расход воды в нижний бьеф ГЭС ($Q_{ГЭС}^{мин.доп.}$, м³/с) как максимальная величина из следующих минимальных внутрисуточных расходов</p> $Q_{ГЭС}^{мин.доп.} = \max \{ Q_{ГЭС}^{мин.Правила}, Q_{ГЭС}^{мин.Регулятор}, Q_{ГЭС}^{мин.Заявл.} \}$ <p>):</p> <ul style="list-style-type: none"> а. минимально допустимый расход в нижний бьеф ГЭС в период года соответствующий расчетным суткам X согласно Правилам использования водных ресурсов водохранилища ($Q_{ГЭС}^{мин.Правила}$, м³/с); б. минимально допустимый расход в нижний бьеф ГЭС, установленный Регулятором водных режимов на расчетные сутки X ($Q_{ГЭС}^{мин.Регулятор}$, м³/с); с. минимально допустимый расход в нижний бьеф ГЭС на планируемые сутки X, заявленный участником оптового рынка ($Q_{ГЭС}^{мин.Заявл.}$, м³/с). <p>2) Максимально возможный расход через гидроагрегаты ГЭС ($Q_{ГЭС}^{макс.доп.}$, м³/с), определяется по формуле</p> $Q_{ГЭС}^{макс.доп.} = \frac{24 \cdot Q_{ГЭС}^{ср.сут.} - 16 \cdot Q_{ГЭС}^{мин.доп.}}{8} = 3 \cdot Q_{ГЭС}^{ср.сут.} - 2 \cdot Q_{ГЭС}^{мин.доп.}$ <p>. Если Регулятором водных режимов установлен средний за период расход воды в нижний бьеф ГЭС, то среднесуточный расход воды в нижний бьеф ГЭС ($Q_{ГЭС}^{ср.сут.}$) принимается равным среднему за период во</p>	

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>все сутки периода независимо от установленных Регулятором водных режимов среднесуточных и внутрисуточных расходов воды в нижний бьеф ГЭС. Если Регулятором водных режимов установлен только внутрисуточный расход воды в нижний бьеф ГЭС, то среднесуточный расход воды в нижний бьеф ГЭС ($Q_{ГЭС}^{cp.cym.}$) принимается равным средневзвешенному расходу за сутки. Расходы воды на фильтрацию и шлюзование не учитываются. Если Регулятором водных режимов задан диапазон расходов, то в качестве установленного Регулятором водных режимов среднесуточного расхода воды в нижний бьеф ГЭС ($Q_{ГЭС}^{cp.cym.}$) берется верхняя граница установленного диапазона. Если среднесуточный расход гидроузла с ГЭС, установленный Регулятором водных режимов превышает максимальный турбинный расход ГЭС ($Q_{турб.ГЭС}^{max}$, м³/с), то в качестве среднесуточного расхода воды в нижний бьеф ГЭС ($Q_{ГЭС}^{cp.cym.}$) берется максимальный турбинный расход ГЭС ($Q_{турб.ГЭС}^{max}$) соответствующий фактическому среднесуточному напору за сутки X-3 (H_{aep}).</p> <p>3) Для выбранного участником оптового рынка состава ГА ГЭС (S) (вне зависимости от нахождения ГА в ремонтах) по характеристике определяется мощность ГА ($N_{max, X}^{ГА}$, МВт), соответствующая фактическому среднесуточному напору (H_{aep}) за прошедшие сутки X-3 и возможному</p>	

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>расходу воды через ГА ГЭС ($Q_{ГА}$, м³/с), с учетом ограничений мощности по турбине и генератору. При этом сумма возможных расходов воды через ГА для выбранного участником оптового рынка состава ГА ГЭС (S) должна равняться максимально возможному расходу воды через гидроагрегаты ГЭС ($Q_{ГЭС}^{макс.доп.}$):</p> $\sum_{ГА \in S} Q_{ГА} = Q_{ГЭС}^{макс.доп.}$ <p>При расчете используется напор (брутто или нетто), соответствующий напору, для которого построена характеристика ГА.</p> <p>4) Дальнейший расчет происходит в соответствии с пп. 2) и п3) п. I данного Приложения.</p> <p>III. Для водоточных ГЭС восьмичасовая мощность j-той ГТП ГЭС определяется в следующем порядке:</p> <p>1) Максимально возможный расход через гидроагрегаты ГЭС ($Q_{ГЭС}^{макс.доп.}$, м³/с), равен минимальному внутрисуточному расходу воды в нижний бьеф ГЭС ($Q_{ГЭС}^{мин.доп.}$, м³/с). Минимальный внутрисуточный расход воды в нижний бьеф ГЭС ($Q_{ГЭС}^{мин.доп.}$) равен среднесуточному фактическому расходу воды ГЭС за прошедшие сутки $X-3 - Q_{ГЭС}^{ср.сут.факт}$, то есть $Q_{ГЭС}^{макс.доп.} = Q_{ГЭС}^{мин.доп.} = Q_{ГЭС}^{ср.сут.факт}$.</p> <p>2) Дальнейший расчет происходит в соответствии с пп. 3) и 4) п. II данного Приложения. При этом, поскольку для водоточных ГЭС не определяется регулировочная мощность ($N_{ГЭС}^{рег}$), то</p>	

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>действие пп. 3) п. I данного Приложения на них не распространяется.</p> <p>При отсутствии расходных и/или эксплуатационных характеристик, в качестве временной меры, применяется формула:</p> $N_{расч,k}^{j ГЭС,s} = \frac{9,81}{1000} \sum_{агр \in ГЭС} h_{агр} \cdot Q_{агр}^{max} \cdot H_{агр}, \text{ (МВт)}$ <p>где $Q_{агр}^{max}$ и $H_{агр}$ определяются в соответствии с вышеизложенным алгоритмом, $h_{агр}$ – коэффициент полезного действия (далее КПД) ГА. КПД ГА считается равным 80%.</p> <p>Если ГЭС не предоставлена в СО информация по фактическому среднесуточному напору, то восьмичасовая мощность и пиковая мощности всех ГТП ГЭС принимается равной нулю. При невозможности определения максимально возможного расхода воды через ГА ГЭС, влияющего на расчет восьмичасовой мощности, восьмичасовая и пиковая мощности принимаются равными нулю.</p> <p>Точность исходных данных во всех расчетах следующая:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Напор с точностью до сотых долей метра; 2. Расход с точностью до десятых долей метров кубических в секунду. 	

Изменения, вносимые в **Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям**, связанные с изменениями в Регламент определения объема фактически поставленной на оптовый рынок мощности (Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), утвержденными Наблюдательным советом Ассоциации «НП Совет рынка» 25.02.2019 в связи с утверждением Требований к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (Приказ Минэнерго России № 2 от 09.01.2019), вступающих в силу с 01.05.2019

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
2	<p>Порядок контроля и критерии оценки участия электростанций в общем первичном регулировании частоты электрического тока</p> <p>В соответствии с <i>Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности</i> [8.7] СО оценивает участие генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (далее – ОПРЧ) на основании исходной информации о включенном генерирующем оборудовании, представленной участниками оптового рынка в соответствии с <i>Техническими требованиями</i>, и данных систем мониторинга о режиме работы электростанций и энергосистем.</p> <p>По каждой единице генерирующего оборудования участника оптового рынка в соответствии с <i>Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности</i> [8.7] регистрируется один из типов участия генерирующего оборудования в ОПРЧ:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ»; 2. «генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ». <p>Для генерирующего оборудования, имеющего тип «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ» СО в порядке, определенном <i>Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности</i> [8.7], устанавливает интегральный (за месяц) показатель участия генерирующего оборудования в ОПРЧ устанавливается по следующему правилу:</p> <p>- «0» в следующих случаях:</p>	<p>Порядок контроля и критерии оценки участия электростанций в общем первичном регулировании частоты электрического тока</p> <p>В соответствии с <i>Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности</i> [8.7] СО оценивает участие генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (далее – ОПРЧ) на основании исходной информации о включенном генерирующем оборудовании, представленной участниками оптового рынка в соответствии с <i>Техническими требованиями</i>, и данных систем мониторинга о режиме работы электростанций и энергосистем.</p> <p>По каждой единице генерирующего оборудования участника оптового рынка в соответствии с <i>Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности</i> [8.7] регистрируется один из типов участия генерирующего оборудования в ОПРЧ:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ»; 2. «генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ». <p>Начиная с 01.05.2019, в отношении генерирующего оборудования тепловых электростанций с турбинами типа «Р» (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»), введенного в эксплуатацию до 16.08.2018, в случаях, установленных <i>Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности</i> [8.7], регистрируется тип «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ» и фиксируется</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>а) при возникновении условий участия в ОПРЧ - в случаях неучастия (неудовлетворительного участия или участия не соответствующего Техническим требованиям) в ОПРЧ (за исключением неучастия генерирующего оборудования в ОПРЧ в период согласованного вывода генерирующего оборудования из ОПРЧ из-за проведения плановых ремонтных работ по диспетчерской заявке в объеме, не превышающем величины, определенной Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности [8.7]);</p> <p>б) при отсутствии условий участия в ОПРЧ - в отношении генерирующего оборудования тепловых электростанций с турбинами типа «Р» (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»), введенного в эксплуатацию до вступления в силу Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, в отношении которого в порядке, установленном Требованиями к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты не зарегистрирован тип «генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ»;</p> <p>- «1» - в остальных случаях.</p> <p>...</p>	<p>участие в ОПРЧ, не соответствующее Техническим требованиям.</p> <p>Для генерирующего оборудования, имеющего тип «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ» СО в порядке, определенном Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности [8.7], устанавливает интегральный (за месяц) показатель участия генерирующего оборудования в ОПРЧ устанавливается по следующему правилу:</p> <p>- «0» в следующих случаях:</p> <p>а) при возникновении условий участия в ОПРЧ - в случаях неучастия (неудовлетворительного участия или участия не соответствующего Техническим требованиям) в ОПРЧ (за исключением неучастия генерирующего оборудования в ОПРЧ в период согласованного вывода генерирующего оборудования из ОПРЧ из-за проведения плановых ремонтных работ по диспетчерской заявке в объеме, не превышающем величины, определенной Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности [8.7]);</p> <p>б) при отсутствии условий участия в ОПРЧ - в отношении генерирующего оборудования тепловых электростанций с турбинами типа «Р» (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»), введенного в эксплуатацию до 16.08.2018, в отношении которого в порядке, установленном Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности [8.7], зарегистрирован тип «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ» и зафиксировано участие в ОПРЧ, не соответствующее Техническим требованиям;</p> <p>- «1» - в остальных случаях.</p> <p>...</p>

Изменения, вносимые в **Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям** технического характера

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
5.3.2.1	<p>...</p> <p>Если с некоторого часа h календарного года y в отношении единицы генерирующего оборудования g совокупная фактическая длительность ремонта, согласованного с СО в соответствии с п. 5.3.1 настоящего Порядка установления соответствия, за период с 00 часов 00 минут 1 числа месяца m календарного года $y-1$ до часа h календарного года y $T_{g,y}$ превышает величину, соответствующую:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 180 суткам для генерирующего оборудования ТЭС и ГЭС, – 270 суткам для генерирующего оборудования АЭС, – 270 суткам для генерирующего оборудования ГЭС в случае, если для каждого периода длительностью 12 календарных месяцев, начинающегося не ранее 00 часов 00 минут 1 числа месяца m календарного года $y-5$ и заканчивающегося не позднее 24 часа 00 минут последнего числа месяца $m-1$ календарного года $y-1$, совокупная фактическая длительность ремонта, согласованного СО в соответствии с п. 5.3.1 настоящего Порядка установления соответствия, не превышает 180 суток, иначе – 180 суткам, <p>то начиная с указанного часа по соответствующей ГТП участника оптового рынка СО рассчитывает величину $\Delta_{1,1,h}^j$ как:</p> $\Delta_{1,1,h}^g = \Delta_{1,1,h}^g, \quad (40.1)$ $\Delta_{1,1,h}^j = \sum_{\substack{g \in j \\ g \in G1}} \Delta_{1,1,h}^g \quad (40.2)$ <p>где $G1$ – множество единиц генерирующего оборудования g, в отношении которых выполняется указанное выше условие.</p>	<p>...</p> <p>Если с некоторого часа h календарного года y в отношении единицы генерирующего оборудования g совокупная фактическая длительность ремонта, согласованного с СО в соответствии с п. 5.3.1 настоящего Порядка установления соответствия, за период с 00 часов 00 минут 1 числа месяца m календарного года $y-1$ до часа h календарного года y $T_{g,y}$ превышает величину, соответствующую:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 180 суткам для генерирующего оборудования ТЭС, – 270 суткам для генерирующего оборудования АЭС, – 270 суткам для генерирующего оборудования ГЭС в случае, если для каждого периода длительностью 12 календарных месяцев, начинающегося не ранее 00 часов 00 минут 1 числа месяца m календарного года $y-5$ и заканчивающегося не позднее 24 часа 00 минут последнего числа месяца $m-1$ календарного года $y-1$, совокупная фактическая длительность ремонта, согласованного СО в соответствии с п. 5.3.1 настоящего Порядка установления соответствия, не превышает 180 суток, иначе – 180 суткам, <p>то начиная с указанного часа по соответствующей ГТП участника оптового рынка СО рассчитывает величину $\Delta_{1,1,h}^j$ как:</p> $\Delta_{1,1,h}^g = \Delta_{1,1,h}^g, \quad (40.1)$ $\Delta_{1,1,h}^j = \sum_{\substack{g \in j \\ g \in G1}} \Delta_{1,1,h}^g \quad (40.2)$ <p>где $G1$ – множество единиц генерирующего оборудования g, в отношении которых выполняется указанное выше условие.</p>