Министерство энергетики Российской Федерации

(Минэнерго России)

МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ЗАРЕГИСТРИРОВАНО
Регистрационный № 52676
от "14" ноября 2018 г.

ПРИКАЗ

15 октября 2018 г. № 882

Москва

Об утверждении Методических указаний по определению объемов и размещению резервов активной мощности в Единой энергетической системе России при краткосрочном планировании электроэнергетического режима

В соответствии с пунктом 2 статьи 28 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177; 2018, № 31, ст. 4861), пунктом 1 постановления Правительства Российской Федерации от 2 марта 2017 г. № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2017, № 11, ст. 1562; 2018, № 34, ст. 5483) и подпунктом «б» пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, № 34, ст. 5483) п р и к а з ы в а ю:

gost.e-ecolog.ru

1. Утвердить прилагаемые Методические указания по определению объемов и размещению резервов активной мощности в Единой энергетической системе России при краткосрочном планировании электроэнергетического режима.

2. Настоящий приказ вступает в силу по истечении 30 дней после дня его официального опубликования.

Министр  А.В. Новак

Департамент оперативного контроля
и управления в электроэнергетике
Байков Игорь Анатольевич
(495) 631-95-94

УТВЕРЖДЕНЫ
приказом Минэнерго России
от «15» 10 2018 г. № 882

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по определению объемов и размещению резервов активной мощности в Единой энергетической системе России при краткосрочном планировании электроэнергетического режима

I. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по определению объемов и размещению резервов активной мощности в Единой энергетической системе России при краткосрочном планировании электроэнергетического режима (далее – Методические указания) устанавливают требования к определению нормативных и плановых объемов резервов активной мощности, размещению плановых объемов резервов активной мощности (кроме резерва третичного регулирования) при краткосрочном планировании, определению фактических объемов резервов активной мощности и определению объема невыпускаемых резервов.

2. Методические указания должны применяться системным оператором при выборе состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве, и планировании электроэнергетического режима Единой энергетической системы России на операционные сутки и периоды в пределах операционных суток на территории:

первой синхронной зоны Единой энергетической системы России;

второй синхронной зоны Единой энергетической системы России;

временно выделенных на изолированную работу объединенных электроэнергетических систем (частей объединенных электроэнергетических систем), за исключением требований к определению нормативного объема и

планированию резерва первичного регулирования, определению нормативного объема и планированию резерва вторичного регулирования.

3. В Методических указаниях используются термины и определения в значениях, установленных законодательством Российской Федерации, ГОСТ Р 55890-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования», утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 05.12.2013 № 2164-ст (Стандартинформ, 2014), ГОСТ Р 57114-2016 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения», утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 04.10.2016 № 1302-ст (Стандартинформ, 2016), и ГОСТ Р 57693-2017 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Резервы активной мощности Единой энергетической системы России. Определение объемов резервов активной мощности при краткосрочном планировании. Нормы и требования», утвержденным приказом Росстандарта от 21.09.2017 № 1186-ст (Стандартинформ, 2017).

Для целей Методических указаний операционными сутками следует считать интервал времени, равный 24 (двадцати четырем) астрономическим часам, начинающийся в 00 (ноль) часов 00 (ноль) минут 00 (ноль) секунд по московскому времени для первой и второй ценовых зон, неценовой зоны Республики Коми, неценовой зоны Архангельской области и Калининградской области и в 00 (ноль) часов 00 (ноль) минут 00 (ноль) секунд по хабаровскому времени для неценовой зоны Дальнего Востока, в определенную календарную дату, в течение которой происходит производство (потребление) электрической энергии, проданное (купленное) в торговые сутки.

4. В Методических указаниях используются следующие сокращения:

АВРЧМ – автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности;

АЧР – автоматика частотной разгрузки;

ГЭС – гидроэлектростанция;

ЕЭС России – Единая энергетическая система России;

НПРЧ – нормированное первичное регулирование частоты;

ОЭС – объединенная энергосистема;

ПА – противоаварийная автоматика;

РВР – резерв вторичного регулирования;

РПР – резерв первичного регулирования;

РТР – резерв третичного регулирования;

ТЭС – тепловая электростанция;

ЦС АРЧМ – централизованная система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности;

ЦКС АРЧМ – центральная координирующая система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности;

частота – частота электрического тока.

5. Определение нормативных объемов РВР и РТР, плановых объемов РПР, РВР, РТР и размещение плановых объемов РПР и РВР должны осуществляться системным оператором на всех этапах краткосрочного планирования.

6. Выполнение требований к определению нормативных, плановых и фактических объемов РПР, РВР и РТР на загрузку и на разгрузку, а также требований к размещению резервов, установленных Методическими указаниями, должно обеспечиваться для каждого периода планирования.

II. Резерв первичного регулирования

7. Для первой синхронной зоны ЕЭС России нормативный объем РПР должен соответствовать величине, определенной органом Электроэнергетического совета Содружества Независимых Государств, уполномоченным на согласование принципов управления и осуществление оперативно-технологической координации

совместной работы энергосистем стран Содружества Независимых Государств и Балтии.

8. Во второй синхронной зоне ЕЭС России РПР нормироваться не должен.

9. Планирование РПР должно осуществляться для каждой области регулирования, в которой производится регулирование частоты, за исключением второй синхронной зоны ЕЭС России, путем размещения РПР на единицах генерирующего оборудования, находящихся в области регулирования.

10. Размещение РПР должно осуществляться только на единицах генерирующего оборудования, в отношении которых имеются техническая возможность и договорные обязательства по предоставлению услуг по участию в НПРЧ.

В случае если суммарные объемы первичной мощности на генерирующем оборудовании, в отношении которого имеются техническая возможность и договорные обязательства по предоставлению услуг по участию в НПРЧ, превышают нормативный объем РПР, РПР должен размещаться на генерирующем оборудовании с учетом результатов его ранжирования, осуществляемого в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

11. Размещение РПР на единицах генерирующего оборудования должно осуществляться системным оператором посредством задания максимальной и минимальной активной мощности, отличной от заявленной участниками оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – оптовый рынок) в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования в соответствии с технологическими параметрами оборудования и требованиями договоров об оказании услуг по участию в НПРЧ.

12. Плановый объем РПР должен определяться как сумма размещенных РПР на единицах генерирующего оборудования, находящихся в области регулирования, и не должен быть менее нормативного объема РПР.

13. При невозможности размещения РПР в объеме, определенном в соответствии с пунктом 12 Методических указаний, на единицах генерирующего оборудования, соответствующих требованиям, установленным пунктом 10

Методических указаний, величина планового объема РВР должна быть увеличена на величину разницы между нормативным и размещенным объемом РПР.

14. Фактический объем РПР должен определяться для каждой области регулирования, в которой производится регулирование частоты, за исключением второй синхронной зоны ЕЭС России.

Фактический объем РПР должен определяться как сумма фактического объема РПР на всех единицах генерирующего оборудования, техническое состояние которого обеспечивает при наличии необходимых условий реализацию размещенного на нем РПР.

III. Резерв вторичного регулирования

15. Нормативный объем РВР на загрузку и на разгрузку должен определяться для каждой области регулирования, в которой производится регулирование частоты и (или) внешних перетоков активной мощности.

16. Нормативный объем РВР на загрузку должен определяться как наибольшее из следующих значений:

расчетный небаланс мощности, связанный с отключением генерирующего оборудования с наибольшей рабочей мощностью в области регулирования, с учетом реализации управляющих воздействий ПА (за исключением АЧР);

объем управляющих воздействий от устройств (комплексов) ПА на отключение генерирующего оборудования в области регулирования при единичном нормативном возмущении;

нерегулярные отклонения мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности.

17. Нормативный объем РВР на разгрузку должен определяться равным значению нерегулярных отклонений мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности.

18. Значение величины нерегулярных отклонений мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности (R) должно определяться системным оператором для каждой области регулирования по следующей формуле:

$$R = k \times \sqrt{P^{потр}},$$

где:

$P^{потр}$ – активная мощность потребления, МВт;

k – коэффициент, зависящий от скорости изменения потребления активной мощности в области регулирования.

Значение коэффициента k должно приниматься равным:

6 – в часы переменной части графика нагрузки (диспетчерские интервалы), в которые скорость изменения потребления в области регулирования составляет более 3 процентов от $P^{потр}$ в час;

3 – в остальные часы суток.

19. Планирование РВР должно осуществляться для каждой области регулирования, в которой производится регулирование частоты или внешних перетоков активной мощности, путем размещения РВР на генерирующем оборудовании, находящемся в области регулирования.

20. При невозможности размещения нормативного объема РПР, определяемого в соответствии с главой II Методических указаний, на включенном генерирующем оборудовании плановый объем РВР должен быть увеличен на величину разницы между нормативным объемом РПР и размещенным объемом РПР.

21. Плановый объем РВР должен определяться равным сумме размещенных РВР на генерирующем оборудовании, находящемся в области регулирования, за исключением объема невыпускаемых резервов, определенного в соответствии с требованиями главы V Методических указаний.

22. Плановый объем РВР не должен быть менее нормативного объема РВР.

23. Плановый объем РВР должен быть размещен на следующих электростанциях (в порядке снижения приоритета):

а) ГЭС, подключенных к ЦКС АРЧМ (к ЦС АРЧМ, управляемым по командам ЦКС АРЧМ) в режиме регулирования частоты или перетоков активной мощности;

б) ТЭС, подключенных к ЦКС АРЧМ (к ЦС АРЧМ, управляемым по командам ЦКС АРЧМ) в режиме регулирования частоты или перетоков активной мощности, генерирующее оборудование которых имеет техническую возможность и в отношении которых имеются договорные обязательства по предоставлению услуг по участию в АВРЧМ.

24. Размещение РВР на генерирующем оборудовании должно осуществляться системным оператором посредством задания максимальной и минимальной активной мощности, отличной от заявленной участниками оптового рынка в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования в свободной от размещения РПР части регулировочного диапазона для ТЭС в соответствии с технической возможностью и требованиями договоров об оказании услуг по участию в АВРЧМ.

25. При невозможности размещения нормативного объема РВР на электростанциях, подключенных к ЦКС АРЧМ (к ЦС АРЧМ, управляемым по командам ЦКС АРЧМ), минимальный объем РВР, размещенный на электростанциях, подключенных к ЦКС АРЧМ (к ЦС АРЧМ, управляемым по командам ЦКС АРЧМ), должен быть определен системным оператором.

26. В период наступления половодья приоритетность размещения РВР на ГЭС и ТЭС может быть изменена системным оператором с целью наиболее полного использования водных ресурсов.

27. Фактический объем РВР должен определяться для каждой области регулирования, в которой производится регулирование частоты и (или) внешних перетоков активной мощности.

Фактический объем РВР в каждой области регулирования должен определяться как сумма РВР на генерирующем оборудовании, на котором размещен РВР, за исключением объема невыпускаемых резервов, определенного в соответствии с требованиями главы V Методических указаний.

IV. Резерв третичного регулирования

28. Нормативный объем РТР на загрузку и на разгрузку должен определяться для каждой области регулирования, в которой производится регулирование частоты.

29. Нормативный объем РТР на загрузку для первой синхронной зоны ЕЭС России должен определяться как сумма следующих величин:

объем резерва на загрузку, необходимого для восстановления объема РВР, принимаемого равным нормативному объему РВР на загрузку, определенному в соответствии с требованиями главы III Методических указаний;

статистическая величина погрешности прогнозирования потребления активной мощности;

расчетный небаланс мощности, связанный с отключением генерирующего оборудования с наибольшей рабочей мощностью в области регулирования, следующего за отключением, предусмотренным пунктом 16 Методических указаний, с учетом реализации управляющих воздействий ПА (за исключением АЧР).

30. Нормативный объем РТР на загрузку для второй синхронной зоны ЕЭС России должен определяться как сумма следующих величин:

статистическая величина погрешности прогнозирования потребления активной мощности;

расчетный небаланс мощности, связанный с отключением генерирующего оборудования с наибольшей рабочей мощностью в области регулирования, следующего за отключением, предусмотренным пунктом 16 Методических указаний, с учетом реализации управляющих воздействий ПА (за исключением АЧР).

31. Нормативный объем РТР на разгрузку для первой синхронной зоны ЕЭС России должен определяться как сумма следующих величин:

объем резерва на разгрузку, необходимого для восстановления объема РВР, принимаемого равным нормативному объему РВР на разгрузку, определенному в соответствии с требованиями главы III Методических указаний;

статистическая величина погрешности прогнозирования потребления активной мощности;

расчетный небаланс мощности, связанный с отключением нагрузки потребителя (совокупности потребителей) с наибольшей мощностью потребления в области регулирования с учетом реализации управляющих воздействий ПА.

32. Нормативный объем РТР на разгрузку для второй синхронной зоны ЕЭС России должен определяться как сумма следующих величин:

статистическая величина погрешности прогнозирования потребления активной мощности;

расчетный небаланс мощности, связанный с отключением нагрузки потребителя (совокупности потребителей) с наибольшей мощностью потребления в области регулирования с учетом реализации управляющих воздействий ПА.

33. Статистическая величина погрешности прогнозирования потребления активной мощности должна находиться в диапазоне от 0,5 до 2,5 процентов от прогнозируемой максимальной мощности потребления в области регулирования.

Статистическая величина погрешности прогнозирования потребления активной мощности должна определяться системным оператором в пределах указанного диапазона с учетом периода, на который выполняется прогнозирование, и прогнозируемых погодных условий.

34. Планирование РТР должно осуществляться для каждой области регулирования, в которой осуществляется регулирование частоты, в соответствии с требованиями, указанными в настоящей главе Методических указаний, посредством выбора состава включенного генерирующего оборудования.

35. Плановый объем РТР (за исключением внутрисуточного планирования на период времени продолжительностью до 8 часов от текущего времени) для первой синхронной зоны ЕЭС России не должен быть менее нормативного объема РТР.

Плановый объем РТР для второй синхронной зоны ЕЭС России должен определяться как максимальная величина из нормативного объема РТР и минимального объема РТР, предназначенного для регулирования перетоков

активной мощности в контролируемых сечениях в соответствии с пунктом 39 Методических указаний.

36. В плановом объеме РТР должен учитываться свободный от размещения РПР и РВР регулировочный диапазон включенного генерирующего оборудования ТЭС, а также остановленного генерирующего оборудования ТЭС, включение в сеть которого и последующий набор нагрузки возможны в течение не более 20 минут и обеспеченного энергоресурсами на время работы не менее нормативного времени пуска из холодного резерва и набора нагрузки другого блочного генерирующего оборудования ТЭС. Для первой синхронной зоны ЕЭС России указанное время должно составлять не менее 8 часов, для второй синхронной зоны ЕЭС России – не менее 11 часов.

37. При размещении объема РТР во второй синхронной зоне ЕЭС России в плановом объеме РТР должен учитываться свободный от размещения РВР регулировочный диапазон генерирующего оборудования ГЭС, имеющего возможность участия в третичном регулировании, определяемого в соответствии с пунктом 43 Методических указаний.

38. Плановый объем РТР должен определяться как сумма РТР на генерирующем оборудовании, находящемся в области регулирования, за исключением:

РТР на генерирующем оборудовании на ТЭС, имеющих объем запасов топлива ниже неснижаемого нормативного запаса топлива;

РТР на генерирующем оборудовании на монотопливных ТЭС, имеющих ограничения по суточной выработке электрической энергии, вне зависимости от наличия неиспользованного регулировочного диапазона;

РТР на генерирующем оборудовании, находящемся на территории неценовых зон оптового рынка (для первой синхронной зоны ЕЭС России);

объема невыпускаемых резервов, определенного в соответствии с требованиями главы V Методических указаний.

39. Для исключения длительного превышения максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, вызванного снижением

максимально допустимых перетоков активной мощности в указанных сечениях вследствие единичных нормативных возмущений или увеличением фактических перетоков активной мощности, вызванных небалансами активной мощности вследствие единичных нормативных возмущений, при планировании должна быть обеспечена достаточность объемов РТР, размещаемых на электростанциях (группах электростанций), изменение технологических режимов работы которых оказывает непосредственное влияние на переток активной мощности в указанных контролируемых сечениях с учетом их пропускной способности.

Минимально необходимый объем РТР, размещенный на таких электростанциях (группах электростанций), должен обеспечивать требуемое изменение перетоков активной мощности в указанных контролируемых сечениях в течение не менее 8 часов для первой синхронной зоны ЕЭС России и не менее 11 часов для второй синхронной зоны ЕЭС России.

40. Перечень контролируемых сечений электрической сети, для которых должна осуществляться проверка выполнения требований пункта 39 Методических указаний, включая перечень электростанций (групп электростанций), изменение технологических режимов работы которых оказывает непосредственное влияние на переток активной мощности в указанных контролируемых сечениях, должен определяться системным оператором.

41. Минимально необходимый объем РТР в первой синхронной зоне ЕЭС России должен определяться на этапе проведения процедуры выбора состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве, как сумма планового объема РТР, полученного в соответствии с пунктом 35 Методических указаний, и величины снижения рабочей мощности.

Величина снижения рабочей мощности должна определяться как сумма среднего значения рабочей мощности генерирующего оборудования, аварийно (непланово) отключенного и не включенного в сеть в связи с прекращением пусковых операций, определяемого ежемесячно, и среднего значения неплановых

ограничений рабочей мощности генерирующего оборудования, определяемого еженедельно.

Не менее 70 процентов минимально необходимого объема РТР на этапе проведения процедуры выбора состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве, должно размещаться на генерирующем оборудовании, находящемся в Центральной части Европейской территории первой синхронной зоны ЕЭС России (Центральна часть ОЭС Северо-Запада, ОЭС Центра, ОЭС Юга, ОЭС Средней Волги).

42. При размещении объема РТР в первой синхронной зоне ЕЭС России в случае, если плановый объем РТР на генерирующем оборудовании, определенный в соответствии с требованиями пунктов 36 и 38 Методических указаний, составляет менее нормативного, системным оператором должна выполняться проверка достаточности регулировочного диапазона на ГЭС, имеющих возможность участия в третичном регулировании (за вычетом размещенных на ГЭС объемов РПР и РВР).

43. Перечень ГЭС, имеющих возможность участия в третичном регулировании, должен определяться системным оператором исходя из условия соответствия ГЭС одновременно следующим требованиям:

наличие необходимой емкости водохранилища (запасов гидроресурсов) и притока воды в водохранилище для обеспечения выдачи третичного резерва мощности в течение нормативного времени пуска из холодного резерва и набора нагрузки другого блочного генерирующего оборудования ТЭС (но не менее 8 часов для первой синхронной зоны ЕЭС России и не менее 11 часов для второй синхронной зоны ЕЭС России) без нарушения режима работы гидроузлов ГЭС, установленного федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по оказанию государственных услуг и управлению федеральным имуществом в сфере водных ресурсов (далее – уполномоченный орган власти в сфере водных ресурсов), или правилами использования водных ресурсов водохранилищ, утверждаемыми в соответствии с Водным кодексом Российской Федерации (Собрание законодательства Российской Федерации, 2006, № 23,

ст. 2381; 2018, № 32 (ч.II), ст. 5135) (далее – правила использования водных ресурсов водохранилищ);

возможность компенсации израсходованных гидроресурсов в рамках режима, установленного уполномоченным органом власти в сфере водных ресурсов, в последующий период (следующие сутки или иной интервал регулирования, установленный уполномоченным органом власти в сфере водных ресурсов);

наличие достаточной емкости в нижерасположенных водохранилищах в каскаде ГЭС, позволяющей аккумулировать повышенный приток без нарушения режима работы, установленного уполномоченным органом власти в сфере водных ресурсов или правилами использования водных ресурсов водохранилищ, и без холостых сбросов воды;

отсутствие установленных уполномоченным органом власти в сфере водных ресурсов или правилами использования водных ресурсов водохранилищ водохозяйственных ограничений, не позволяющих использовать регулировочные емкости водохранилища и регулировочный диапазон ГЭС для третичного регулирования.

44. На всех этапах краткосрочного планирования должна осуществляться оценка достаточности объема РТР в каждой области регулирования с учетом определения объема невыпускаемых резервов в соответствии с требованиями главы V Методических указаний.

45. Фактический объем РТР должен определяться для каждой области регулирования, в которой производится регулирование частоты, как сумма размещенного объема РТР на генерирующем оборудовании ТЭС и ГЭС (для второй синхронной зоны ЕЭС России), за исключением:

РТР на генерирующем оборудовании ТЭС, имеющих объем запасов топлива ниже неснижаемого нормативного запаса топлива;

РТР на генерирующем оборудовании монотопливных ТЭС, имеющих ограничения по суточной выработке электрической энергии, вне зависимости от наличия неиспользованного регулировочного диапазона;

РТР на генерирующем оборудовании, находящемся на территории неценовых зон оптового рынка (для первой синхронной зоны ЕЭС России).

V. Определение объема невыпускаемых резервов

46. Определение объема невыпускаемых резервов должно осуществляться при планировании и определении фактического объема РВР, РТР на загрузку.

47. Объем невыпускаемых резервов должен определяться с учетом сетевых ограничений, не позволяющих обеспечить реализацию запланированного (фактического) резерва, размещенного на электростанциях (группах электростанций), расположенных в объединенной энергосистеме (частях объединенной энергосистемы), ограниченной (ограниченных) контролируемыми сечениями электрической сети, определенными системным оператором.

48. Объем невыпускаемых РВР и (или) РТР должен определяться как разница между запланированным (фактическим) объемом РВР и (или) РТР и реализуемым с учетом сетевых ограничений объемом РВР и (или) РТР соответственно.

gost.e-ecolog.ru