ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 58491— 2019

Электроэнергетика

РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ

Технические требования к объектам генерации на базе ветроэнергетических установок

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2019

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Ветроэнергетическая отдельная генерирующая компания» (АО «ВетроОГК»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 016 «Электроэнергетика»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 22 августа 2019 г. № 519-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, оформление, 2019

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Обозначения и сокращения 2
5 Общие требования 2
6 Требования к ветроэнергетическим установкам по допустимой длительности работы в различных диапазонах частот 3
7 Требования к ветроэнергетическим установкам и ветроэлектрическим станциям по допустимой длительности работы в различных диапазонах напряжения 3
8 Требования к участию ветроэлектрических станций в общем первичном регулировании частоты . . 4
9 Требования к участию ветроэлектрических станций в регулировании активной и реактивной мощности 5
10 Требования к автоматизированной системе управления технологическим процессом на ветроэлектрической станции 5
11 Требования к схеме выдачи мощности ветроэлектрической станции 7
12 Требования к обеспечению устойчивости ветроэнергетических установок 8
13 Требования к условиям включения и/или синхронизации ветроэнергетических установок 8
Приложение А (справочное) Оформление результата оценки расчетных значений снижения напряжения в точке подключения группы ветроэлектрических установок к электрической сети при нормативных возмущениях 9
Библиография 10

Введение

Настоящий стандарт разработан с целью обеспечения проектирования, строительства (реконструкции, модернизации, технического перевооружения) и эксплуатации ветроэнергетических установок, предназначенных для производства электрической энергии, ветроэлектрических станций, в том числе входящих в их состав групп ветроэнергетических установок.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Электроэнергетика

РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ

Технические требования к объектам генерации на базе ветроэнергетических установок

Electric power industry. Distributed generation.
Technical requirements for generating facilities using wind-driven power generators

Дата введения — 2020—01—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает технические требования к ветроэнергетическим установкам, предназначенным для производства электрической энергии, ветроэлектрическим станциям, в том числе входящим в их состав группам ветроэнергетических установок, при их работе в составе Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем.

1.2 Положения настоящего стандарта распространяются на ветроэлектрические станции электрической мощностью более 5 МВт на базе ветроэнергетических установок всех типов технологического исполнения системы генерирования электроэнергии.

1.3 Настоящий стандарт предназначен для применения собственниками и иными законными владельцами ветроэлектрических станций и ветроэнергетических установок, иными организациями, осуществляющими их эксплуатацию, проектными, научно-исследовательскими и другими организациями, осуществляющими проектирование строительства, реконструкции, модернизации, технического перевооружения ветроэлектрических станций, разработку их схем выдачи мощности.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 51237 Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Термины и определения

ГОСТ Р 54418.1 (МЭК 61400-1:2005) Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Часть 1. Технические требования

ГОСТ Р 55890 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования

ГОСТ Р 57382 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений

ГОСТ Р 58084 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Определение общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования. Испытания. Общие требования

Издание официальное

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 51237, ГОСТ Р 54418.1, ГОСТ Р 55890, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **ветроэлектрическая станция:** Группа или совокупность групп ветроэнергетических установок, находящаяся у одного лица на праве собственности или на ином законном основании, присоединенная к одному или нескольким соединенным (авто)трансформаторной связью распределительным устройствам и/или объединенная единой коллекторной сетью, представляющая собой единый технологический комплекс, имеющий общую локально внедренную автоматизированную систему управления.

3.2 **группа ветроэнергетических установок:** Одна ветроэнергетическая установка и более, связанные между собой совокупностью электросетевого оборудования и электрических связей, подключаемые к электрической сети посредством общего выключателя.

3.3 **коллекторная сеть:** Совокупность элементов электрической сети, включающая в себя линии электропередачи и электросетевое оборудование, расположенное между выводными клеммами ветроэлектрической установки и распределительным устройством высшего напряжения, через которое осуществляется выдача мощности электростанции в сеть.

4 Обозначения и сокращения

4.1 В настоящем стандарте применены следующие обозначения:

K_U — коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки;

$U_{ном}$ — номинальное напряжение, кВ.

4.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АРМ — автоматизированное рабочее место;

АСУ — автоматизированная система управления;

АСУТП — автоматизированная система управления технологическим процессом;

ВЭС — ветроэлектрическая станция;

ЗН — заземляющий нож;

ИБП — источник бесперебойного питания;

КЗ — короткое замыкание;

ЛЭП — линия электропередачи;

ОПРЧ — общее первичное регулирование частоты;

ПС — подстанция;

РЗА — релейная защита и автоматика;

РУ — распределительное устройство;

СОТИАССО — система обмена технологической информацией с автоматизированной системой субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

5 Общие требования

5.1 Тип, количество и номинальную мощность трансформаторов (автотрансформаторов) связи, тип и количество ветроэнергетических установок, которые могут быть присоединены к одному блочному трансформатору (автотрансформатору), наличие или отсутствие дополнительных ступеней пре-

образования напряжения, электрической энергии или частоты, типы первичных схем РУ ВЭС следует определять при проектировании.

5.2 Рекомендуется использовать типовые первичные схемы РУ ПС, через которую осуществляется выдача мощности ВЭС.

5.3 Все электросетевое оборудование и ЛЭП классом напряжения 110 кВ и выше, входящие в состав ВЭС, а также отходящие от ВЭС ЛЭП классом напряжения 110 кВ и выше, должны быть защищены от всех видов КЗ в соответствии с требованиями [1] и [2] (раздел 3) в части, не противоречащей требованиям [1].

Все электросетевое оборудование и ЛЭП классом напряжения ниже 110 кВ, входящие в состав ВЭС, а также отходящие от ВЭС ЛЭП классом напряжения ниже 110, кВ должны быть защищены от всех видов КЗ в соответствии с требованиями [2] (раздел 3).

5.4 Состав и требования к устройствам РЗА электросетевого оборудования и ЛЭП, входящим в состав ВЭС, а также прилегающей к ВЭС электрической сети, должны определяться при проектировании и удовлетворять требованиям 12.1.

5.5 На электростанции должна обеспечиваться возможность снижения выдаваемой в электрическую сеть активной мощности ВЭС вплоть до полного ее отключения, в том числе посредством управляющих воздействий от устройств противоаварийной автоматики с целью предотвращения нарушения устойчивости и/или предотвращения и ликвидации нарушения параметров электроэнергетического режима.

5.6 При вводе в эксплуатацию должны быть проведены комплексные испытания генерирующего оборудования ВЭС в соответствии с ГОСТ Р 58084, по результатам которых должны быть определены общесистемные технические параметры и характеристики генерирующего оборудования ВЭС.

6 Требования к ветроэнергетическим установкам по допустимой длительности работы в различных диапазонах частот

6.1 Ветроэнергетические установки должны длительно работать без отключения от сети при изменении частоты электрического тока в диапазоне значений 51,0—49,0 Гц, включая верхнюю границу диапазона по частоте.

6.2 Ветроэнергетические установки должны кратковременно работать без отключения от сети в диапазоне частот электрического тока (включая верхнюю границу указанных диапазонов по частоте):

- 55,0—51,0 Гц, а также ниже 46 Гц — продолжительность работы должна устанавливаться заводом — изготовителем ветроэнергетической установки;
- 49,0—48,0 Гц — продолжительность работы не менее 5 мин;
- 48,0—47,0 Гц — продолжительность работы не менее 40 с;
- 47,0—46,0 Гц — продолжительность работы не менее 1 с;
- 46 Гц — продолжительность работы не менее 1 с.

7 Требования к ветроэнергетическим установкам и ветроэлектрическим станциям по допустимой длительности работы в различных диапазонах напряжения

7.1 Должна быть обеспечена длительная работа ВЭС без отключения ветроэнергетических установок при отклонениях напряжения на шинах РУ 110 кВ и выше, посредством которого осуществляется выдача мощности ВЭС, от минимально допустимого напряжения до наибольшего рабочего напряжения. Наибольшее рабочее напряжение определяют в соответствии с ГОСТ Р 57382. Минимально допустимое напряжение $U_{мин}$, В, вычисляют по формуле

$$U_{мин} = 0,7 \cdot U_{ном}(1 + K_U), \quad (1)$$

где K_U — коэффициент запаса устойчивости по напряжению, равный 0,15.

7.2 Должна быть обеспечена длительная работа ВЭС без отключения ветроэнергетических установок при отклонениях напряжения на шинах РУ 110 кВ и выше, через которое осуществляется выдача мощности ВЭС, от минимально допустимого напряжения до аварийно допустимого напряжения продолжительностью не менее 20 мин. Возможность работы ветроэнергетических установок при указанных

условиях продолжительностью более 20 мин должна определяться в соответствии с документацией завода — изготовителя ветроэнергетических установок. Аварийно допустимое напряжение $U^{ав}_{мин}$, В, вычисляют по формуле

$$U^{ав}_{мин} = 0{,}7 \cdot U_{ном}(1 + K_U), \quad (2)$$

где K_U — коэффициент запаса устойчивости по напряжению, равный 0,1.

7.3 Ветроэнергетические станции должны оставаться в работе при кратковременных повышениях уровней напряжения на шинах распределительного устройства, посредством которого осуществляется выдача мощности ВЭС свыше наибольшего рабочего напряжения в соответствии с ГОСТ Р 57382.

8 Требования к участию ветроэлектрических станций в общем первичном регулировании частоты

8.1 На ВЭС должна быть обеспечена возможность снижения выдаваемой в электрическую сеть активной мощности с целью участия в ОПРЧ при увеличении частоты.

8.2 Участие ВЭС в ОПРЧ должно осуществляться путем снижения мощности группы или совокупности групп ветроэнергетических установок, присоединенной к одному РУ, средствами регулирования активной мощности генерирующего или преобразовательного оборудования, либо посредством автоматического отключения группы или совокупности групп ветроэнергетических установок, присоединенной к одному РУ, в соответствии с техническими решениями, принятыми при проектировании.

8.3 Требования к совокупности групп ветроэнергетических установок, присоединенных к одному РУ, участвующей в ОПРЧ

8.3.1 Для участия в ОПРЧ совокупность групп ветроэнергетических установок, присоединенная к одному РУ, должна соответствовать следующим требованиям:

- «мертвая полоса» первичного регулирования не должна превышать (50,0 ± 0,1) Гц;
- статизм первичного регулирования должен находиться в пределах от 4,0 % до 5,0 %.

8.3.2 При участии в ОПРЧ совокупность групп ветроэнергетических установок, присоединенная к одному РУ, должна обеспечивать снижение выдаваемой активной мощности при изменении частоты на значение требуемой первичной мощности $P_{т.п}$, МВт, вычисляемое по формуле

$$P_{т.п} = -(100/S) \cdot (P_{исх}/f_{ном}) \cdot \Delta f_р, \quad (3)$$

где S — статизм первичного регулирования, %;

$P_{исх}$ — исходная (на момент начала участия в ОПРЧ) мощность совокупности групп ветроэнергетических установок, присоединенной к одному РУ, МВт;

$\Delta f_р$ — расчетное значение отклонения частоты, Гц, определяемое следующим образом:

$\Delta f_р = 0$ при отклонениях частоты, не превышающих «мертвую полосу» [(50,00 ± $f_{м.п}$), Гц] первичного регулирования или при снижении частоты;

$\Delta f_р = f - (50{,}00 + f_{м.п}) > 0$ при повышении частоты выше верхней границы «мертвой полосы» первичного регулирования.

8.3.3 При увеличении частоты свыше верхней границы «мертвой полосы» первичного регулирования не более чем через 10 с должно обеспечиваться снижение активной мощности совокупности групп ветроэнергетических установок, присоединенной к одному РУ, на значение требуемой первичной мощности. Значение требуемой первичной мощности определяют исходя из значения отклонения частоты от верхней границы «мертвой полосы» первичного регулирования на момент начала снижения активной мощности совокупности групп ветроэнергетических установок, присоединенной к одному РУ. При этом снижение активной мощности в процессе первичного регулирования должно происходить не более чем за 5 с и носить устойчивый апериодический характер.

8.3.4 На все время, пока квазиустановившееся значение частоты превышает верхнюю границу «мертвой полосы» первичного регулирования, должно устанавливаться ограничение максимальной нагрузки совокупности групп ветроэнергетических установок, присоединенной к одному РУ, равное разности между фактической мощностью на момент начала участия в ОПРЧ и значением требуемой пер-

вичной мощности. При увеличении отклонения частоты за пределами «мертвой полосы» первичного регулирования ограничение максимальной нагрузки должно изменяться в соответствии с изменением значения первичной мощности, пропорционального текущему отклонению частоты.

8.3.5 После снижения квазиустановившегося значения частоты ниже верхней границы «мертвой полосы» первичного регулирования должно автоматически ликвидироваться ограничение максимальной нагрузки совокупности групп ветроэнергетических установок, присоединенной к одному РУ.

9 Требования к участию ветроэлектрических станций в регулировании активной и реактивной мощности

9.1 ВЭС должны обеспечивать возможность снижения активной мощности в пределах регулировочного диапазона со скоростью не менее 10 % от номинальной мощности ВЭС в минуту. Снижение активной мощности может осуществляться как в отношении отдельных ветроэнергетических установок, так и путем отключения группы или совокупности групп ветроэнергетических установок в зависимости от технических решений, принятых при проектировании.

9.2 Максимальная скорость набора активной мощности ВЭС должна быть не более 10 % от номинальной мощности ВЭС в минуту.

9.3 ВЭС должны участвовать в регулировании реактивной мощности в соответствии с требованиями технической документации завода — изготовителя ветроэнергетических установок, входящих в состав ВЭС, и проектной документации.

10 Требования к автоматизированной системе управления технологическим процессом на ветроэлектрической станции

10.1 ВЭС должна быть оснащена АСУТП.

10.2 АСУТП ВЭС должна обеспечивать:

- надежную и эффективную работу основного и вспомогательного оборудования;
- своевременное обнаружение отклонений технологических параметров от заданных (требуемых) значений в штатных (нормальных) режимах работы;
- выполнение установленных заданий по объему и качеству выработки электрической энергии.

10.3 АСУТП ВЭС должна обеспечивать выполнение информационных, управляющих и вспомогательных функций.

10.3.1 К информационным функциям относятся:

- измерение, преобразование и передача параметров технологического процесса и информации о состоянии оборудования в виде унифицированных аналоговых, дискретных и цифровых сигналов в подсистему сбора и первичной обработки информации,
- сбор и передача информации в режиме реального времени о доступном фактическом диапазоне регулирования:

а) активной мощности ВЭС с учетом фактической текущей скорости ветра и иных влияющих параметров;

б) реактивной мощности ВЭС с учетом зависимости от фактической текущей активной мощности и иных влияющих параметров;

- сбор и первичная обработка информации о технологических параметрах и состоянии оборудования, необходимой при выполнении функций мониторинга и управления;
- информационно-вычислительные и аналитические функции для решения информационно-аналитических и расчетных задач, возникающих при эксплуатации оборудования;
- технологическая сигнализация, обеспечивающая своевременное (в автоматическом режиме) предоставление оперативному персоналу информации об отклонениях в технологическом процессе;
- регистрация событий собственными средствами или посредством информационного обмена с автономными системами РЗА, регистраторами аварийных событий (процессов) и др. для констатации происходящих на объекте и в АСУТП событий, накопления полученной информации в архиве и последующего представления этой информации на устройствах отображения;
- архивирование информации, используемое для накопления и последующего представления данных об истории протекания технологических процессов, работе средств АСУТП, действиях опера-

тора; протоколирование информации, обеспечивающее автоматическое формирование и печать технических протоколов, отчетов, рапортов и иных документов в заданной форме, ведение оперативной базы данных, суточной ведомости и оперативного журнала;

- обмен информационными и (или) управляющими сигналами с внешними автоматизированными системами.

10.3.2 К управляющим функциям относятся:

- автоматическое регулирование, обеспечивающее непрерывное поддержание заданных значений параметров технологического процесса и нагрузки ВЭС;
- логическое управление, обеспечивающее автоматическое и/или автоматизированное управление оборудованием и автоматическими устройствами, не осуществляемое средствами непрерывного управления и автоматического регулирования, в том числе блокировки, пошаговое логическое управление;
- дистанционное управление, предусматривающее передачу команд управления, сформированных оперативным персоналом в АРМ АСУТП, на привод исполнительного механизма, коммутационное оборудование, регуляторы и т. д.;
- дистанционное управление, предусматривающее прием и реализацию внешних команд управления на коммутационное оборудование или изменение нагрузки ВЭС.

10.3.3 К вспомогательным функциям относятся:

- непрерывный автоматический контроль программных и технических средств и контроль выполнения информационных и управляющих функций АСУТП;
- тестирование и самодиагностика программных, аппаратных компонентов АСУТП, в том числе каналов ввода-вывода и передачи информации;
- предоставление рекомендаций, справочной информации при настройке, наладке и эксплуатации программных и технических средств АСУТП;
- защита программного обеспечения компонентов АСУТП от воздействия вредоносного программного обеспечения и несанкционированного вмешательства.

10.4 АСУТП ВЭС должна выполняться как единая система, включающая в себя комплекс программных и технических средств для решения задач контроля и управления основным и вспомогательным оборудованием, технологическими процессами, а также инструментальных систем для модификации и обслуживания самой АСУТП.

Структура АСУТП должна представлять собой многоуровневую иерархическую систему, соответствующую технологической структуре объекта управления. Должна быть обеспечена интеграция[1)] АСУТП с внешними автоматизированными системами (локальными системами управления, АСУ субъекта электроэнергетики и др.) с использованием стандартных протоколов.

10.5 Не допускается реализация функций релейной защиты и противоаварийной автоматики с использованием технических средств АСУТП ВЭС.

10.6 При создании АСУТП ВЭС следует учитывать требования нормативных документов в области защиты информации. Должны быть разработаны мероприятия по защите и обеспечению сохранности информации (обеспечению информационной безопасности), в том числе по защите информации от несанкционированного доступа с учетом требований законодательства Российской Федерации и нормативных документов, устанавливающих требования к обеспечению безопасности информационных технологий. В объеме указанных мероприятий должен быть проведен анализ угроз информационной безопасности и разработаны решения по обеспечению информационной безопасности, в том числе решения по управлению доступом, регистрации и учету, обеспечению целостности программных средств защиты информации, антивирусной защите информационных ресурсов, обеспечению сетевой безопасности, управлению средствами защиты информации.

10.7 Электроснабжение технических средств АСУТП ВЭС должно осуществляться, как правило, от двух независимых внешних источников электроснабжения (в качестве основного и резервного), и дополнительно должно предусматриваться гарантированное электропитание от ИБП с собственными аккумуляторными батареями, обеспечивающими функционирование средств АСУТП в течение не менее 0,5 ч при отключении внешних источников электроснабжения. Если выдача мощности ВЭС осущест-

---

[1)] Степень интеграции и объем обмена информацией определяют при проектировании по согласованию между разработчиками (поставщиками) АСУ и собственником ВЭС.

Пользователю АСУ (эксплуатирующей организации) должно быть представлено описание протоколов обмена информацией между АСУТП и внешними устройствами [системами (подсистемами) управления, измерительными и исполнительными устройствами и т. п.].

вляется по одной отходящей от шин электростанции ЛЭП, допускается электроснабжение технических средств АСУТП ВЭС от одного внешнего источника с гарантированным электропитанием от ИБП.

10.8 Состав функций системы дистанционного управления оборудованием ВЭС определяется при проектировании собственником оборудования. При этом если дистанционное управление ВЭС осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления, состав функций системы дистанционного управления оборудованием ВЭС согласовывается субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Система дистанционного управления в общем случае должна обеспечивать:

- управление активной мощностью посредством внешних команд управления, в том числе снижение активной мощности от текущего значения до нуля действием на коммутационные аппараты ВЭС или группы ветроэнергетических установок, с возвратом права управления к АСУТП после окончания периода ограничения по активной мощности (с предоставлением в режиме реального времени информации о доступном фактическом диапазоне регулирования с учетом зависимости от скорости ветра и иных влияющих параметров);
- управление реактивной мощностью посредством внешних команд управления (с предоставлением в режиме реального времени информации о доступном фактическом диапазоне регулирования с учетом зависимости от текущей активной мощности, напряжения и иных влияющих параметров);
- управление коммутационными аппаратами ВЭС, ЗН и устройствами РЗА посредством внешних команд управления, а также технологическим режимом работы оборудования;
- блокировку команд управления, исключающую одновременное поступление команд из АРМ объекта и внешних команд управления;
- администрирование прав осуществления дистанционного управления коммутационными аппаратами ВЭС, ЗН, функциями устройств РЗА, технологическим режимом работы оборудования, в том числе генерирующего, из АРМ объекта и от внешних команд управления;
- формирование принципа единоличного управления коммутационными аппаратами ВЭС, ЗН, функциями устройств РЗА, технологическим режимом работы оборудования, в том числе генерирующего, определяющего возможность выполнения команд управления единовременно только от одного источника команд: АРМ объекта или внешних команд управления;
- наличие блокировок, исключающих ошибочные воздействия оперативного и диспетчерского персонала, при осуществлении дистанционного управления коммутационными аппаратами ВЭС, ЗН, устройствами РЗА, а также технологическим режимом работы оборудования, в том числе генерирующего, из АРМ объекта и от внешних команд управления.

10.9 Для обеспечения информационного обмена с диспетчерскими центрами Системного оператора ВЭС должна быть оснащена СОТИАССО.

10.10 СОТИАССО ВЭС может быть выполнена как функциональная подсистема в составе АСУТП или как отдельная АСУ.

10.11 Требования к СОТИАССО электростанций определены действующими регламентами оптового рынка электроэнергии и мощности Российской Федерации.

11 Требования к схеме выдачи мощности ветроэлектрической станции

11.1 В нормальной схеме электрической сети на год ввода каждой очереди электростанции и перспективу пять лет после ввода последней очереди должна обеспечиваться выдача максимальной располагаемой мощности ВЭС.

11.2 Допускается выдача мощности ВЭС по одной отходящей от шин электростанции ЛЭП классом напряжения 220 кВ и ниже (в случае отсутствия нарушений допустимых параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы при отключении данной ЛЭП).

11.3 Не допускается выдача мощности ВЭС по отходящим от шин электростанции ЛЭП, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от ЛЭП классом напряжения 330 кВ и выше.

11.4 Допускается выдача мощности ВЭС по отходящим от шин электростанции ЛЭП, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от ЛЭП классом напряжения 220 кВ с односторонним питанием.

11.5 Выдача мощности ВЭС по отходящим от шин электростанции ЛЭП, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от транзитных ЛЭП классом напряжения 220 кВ, допуска-

ется при наличии обоснования технической невозможности реализации выдачи мощности по схеме «заход-выход» или непосредственно на шины ПС 220 кВ.

11.6 Не допускается выдача мощности ВЭС по отходящим от шин электростанции ЛЭП, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от ЛЭП классом напряжения 220 кВ и выше, к которым на момент технологического присоединения электростанции уже присоединены отпайками (ответвлениями) другие генерирующие или электросетевые объекты.

11.7 В нормальной схеме электрической сети допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение или снижение выработки активной мощности группы ветроэнергетических установок при возникновении одного нормативного возмущения, приводящего к недопустимым перегрузкам ЛЭП или электросетевого оборудования и/или нарушению статической устойчивости энергосистемы.

11.8 При анализе перспективных режимов работы электрических сетей и формировании требований к пропускной способности сети 35 кВ и выше, прилегающей к группе ветроэнергетических установок, в том числе, необходимо рассматривать режимы зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня.

11.9 Схемы РУ напряжением 330 кВ и выше, через которые осуществляется выдача мощности ВЭС, должны позволять отдельно отключать любое основное электротехническое оборудование без необходимости дополнительного отключения другого основного оборудования, за исключением схем с присоединением трансформаторов (автотрансформаторов) к системам (секциям) шин без выключателей.

11.10 При разработке схемы выдачи мощности должен быть учтен регулировочный диапазон по реактивной мощности ВЭС. В случае недостаточности регулировочного диапазона по реактивной мощности ВЭС для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется рассматривать необходимость установки дополнительных средств компенсации реактивной мощности.

12 Требования к обеспечению устойчивости ветроэнергетических установок

12.1 Ветроэнергетические установки не должны отключаться от сети при всех нормативных возмущениях в прилегающей электрической сети, за исключением случаев, когда в результате ликвидации КЗ на электросетевом элементе происходит отделение ветроэнергетических установок от энергосистемы.

12.2 Оценку выполнения требований 12.1 необходимо осуществлять путем сравнения расчетных значений снижения напряжения при нормативных возмущениях со значениями установок технологических защит ветроэнергетических установок, действующих на их отключение при снижении напряжения. Оформление результата оценки приведено в приложении А.

12.3 Выполнение требований 12.1 при проектировании может обеспечиваться разработкой мероприятий по обеспечению сохранения ветроэнергетических установок в работе, предусматривающих установку/реконструкцию устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики, коммутационного оборудования, источников реактивной мощности, в том числе на смежных объектах электроэнергетики.

13 Требования к условиям включения и/или синхронизации ветроэнергетических установок

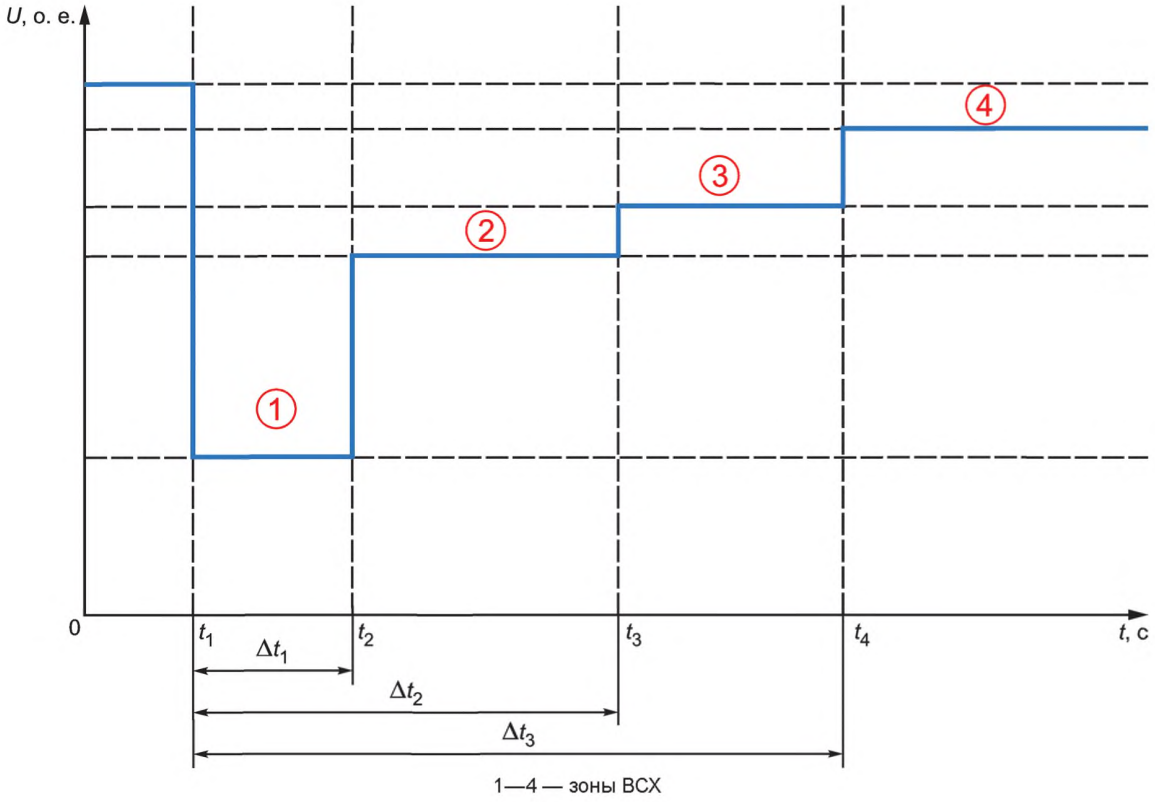
13.1 Включение и/или синхронизация ветроэнергетических установок с энергосистемой должны осуществляться при длительно допустимых уровнях частоты и напряжения, установленных в разделах 6 и 7 соответственно.

13.2 Автоматическое включение ветроэнергетических установок, отключенных действием защит вследствие недопустимого снижения/повышения частоты за пределы диапазонов, указанных в 6.2, не допускается.

Приложение А
(справочное)

Оформление результата оценки расчетных значений снижения напряжения в точке подключения группы ветроэлектрических установок к электрической сети при нормативных возмущениях

А.1 Результат оценки выполнения требования 12.1 оформляется в виде вольт-секундной характеристики (далее — ВСХ), общий вид которой показан на рисунке А.1.



1—4 — зоны ВСХ

Рисунок А.1 — Общий вид ВСХ

А.2 ВСХ отражает зависимость напряжения в электрической сети (U, о. е.) от времени (t, с) и содержит координаты характерных точек, определяемых на этапе проектирования с учетом моделирования нормативных возмущений в электрической сети.

А.3 В общем случае ВСХ имеет четыре зоны:

- зона № 1: параметры ВСХ определяются наибольшим снижением напряжения в точке подключения группы ветроэлектрических установок к электрической сети при трехфазном КЗ в прилегающей сети 110—220 кВ или двухфазном КЗ на землю в прилегающей сети 330 кВ и выше с отключением сетевого элемента основной защитой;
- зона № 2: параметры ВСХ определяются снижением напряжения в точке подключения группы ветроэлектрических установок к электрической сети при однофазном КЗ в прилегающей к группе ветроэлектрических установок сети 110 кВ и выше;
- зона № 3: параметры ВСХ определяются отклонением напряжения согласно 7.2;
- зона № 4: параметры ВСХ определяются длительно допустимым отклонением напряжения согласно 7.1.

Библиография

[1] Требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики (утверждены приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. № 101)

[2] Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание 7 (утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 8 июля 2002 г. № 204)

УДК 621.311:006.354 ОКС 27.180

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, ветроэнергетические установки, технические требования

БЗ 9—2019/80

Редактор *Л.В. Коретникова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Е.Д. Дульнева*
Компьютерная верстка *А.Н. Золотаревой*

Сдано в набор 23.08.2019. Подписано в печать 16.09.2019. Формат 60 × 84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 1,86. Уч.-изд. л. 1,70.
Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru