

Анализ системной аварии 2016 г. в ЕЭС России, вызванной повреждением оборудования на Рефтинской ГРЭС

ВОРОПАЙ Н.И., ОСАК А.Б., СМИРНОВ С.С.

Представлен анализ системной аварии 22.08.2016 г. в ЕЭС России, вызванной повреждением оборудования на Рефтинской ГРЭС. Представлены обработанные данные по частоте в Иркутской энергосистеме во время данной аварии, полученные на основе замеров, выполненных в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. Эта информация позволяет исследовать причину разделения энергообъединения ЕЭС/ОЭС на четыре несинхронно работающих части, что привело к широкомасштабному отключению потребителей, даже удаленных на несколько тысяч километров от Рефтинской ГРЭС. Полученные результаты позволяют сделать вывод о необходимости усовершенствования средств первичного и вторичного регулирования частоты в ЕЭС России. Данная авария показала необходимость более широкого оснащения энергосистем средствами противоаварийной автоматики с функцией автоматической разгрузки при перегрузке по мощности, которые должны препятствовать недопустимому увеличению перетоков по межсистемным сечениям в случае неравномерного изменения мощности генераторов в разных частях ЕЭС/ОЭС при аварийном небалансе мощности.

Ключевые слова: системная авария, нарушение устойчивости, частота, Рефтинская ГРЭС

Описание аварии в ЕЭС России, произошедшей 22.08.2016 г., базируется на информации, имеющейся в открытых источниках в виде официальных сообщений подразделений Министерства энергетики РФ [1–3] и публикаций в журналах [4, 5].

Для анализа аварии также используются замеры частоты для интервалов 0,2 с, которые выполняются в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН в течение последних 10 лет [6, 7] с использованием измерительного комплекса TOPAS 1015 производства фирмы LEM. Эти измерения могут использоваться при анализе работы общего первичного регулирования частоты (ОПРЧ) и противоаварийной автоматики (ПА), а также настройке устройств ПА и автоматической системы регулирования частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ), от которых во многом зависит безаварийная работа ЕЭС России [8, 9]. Эти измерения отражают процессы изменения частоты в энерго-

системе, связанные с балансом мощностей и колебаниями мощностей по межсистемным связям. Анализ характера изменения частоты позволяет выполнить более глубокие исследования процессов, происходивших при развитии аварии, по сравнению с описательной информацией о ее протекании.

На рис. 1 показан график изменения частоты, зафиксированной указанным прибором за время аварийного режима, вызванного повреждением оборудования на Рефтинской ГРЭС 22.08.2016 г., где начало отсчета — 30 с до первичного возмущения, продолжительность зафиксированного аварийного режима — 2313 с (38 мин 33 с).

В 14:12 по московскому времени на Рефтинской ГРЭС из-за разрушения конденсатора связи ВЛ 220 кВ произошел выброс масла и дальнейшее возгорание с возникновением короткого замыкания (КЗ) на открытом распределительном устройстве (ОРУ) 220 кВ ГРЭС [1, 2]. В ЕЭС России сработали технологические защиты энергоблоков на электростанциях, устройства релейной защиты (РЗ) и ПА, произошли каскадные отключения энергоблоков и линий электропередачи (ЛЭП).

Вследствие отказа основных и резервных РЗ поврежденного присоединения 220 кВ первоначально возникшее КЗ было устранено лишь защитами дальнего резервирования Рефтинской ГРЭС. Помимо упомянутого отказа РЗ присоединения 220 кВ произошел отказ резервных защит дальнего резервирования АТ 500/220 кВ, в результате чего



Рис. 1. Изменение частоты в г. Иркутске во время аварии 22.08.2016 г.



Рис. 2. Схема разделения ЕЭС России на четыре несинхронно работающие части [10]

КЗ отключилось защитами ВЛ 500 кВ, отходящих от Рефтинской ГРЭС. Это наложение отказов привело к увеличению времени ликвидации КЗ и длительной просадке напряжения в сети собственных нужд энергоблоков ГРЭС, вследствие чего началось аварийное отключение генераторов Рефтинской ГРЭС от действия технологических защит [5]. Отключение ВЛ 500 кВ и длительное время ликвидации КЗ (более 5 с) привели к возникновению асинхронного режима и отключению дополнительных ВЛ 500 кВ от автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР). В итоге отключились ВЛ 500 кВ, связывающие энергосистемы Урала и Тюмени (Рефтинская ГРЭС–Тагил, Южная – Рефтинская ГРЭС, Тюмень–Нелым, Тюмень–Луговая, Курган–Беркут) [3] и всех энергоблоков Рефтинской ГРЭС с суммарной нагрузкой 2,3 ГВт. В результате отключений Тюменская энергосистема выделилась на изолированную от ЕЭС России работу с избытком мощности 1,4 ГВт [1, 2].

Из-за отключения генераторов Рефтинской ГРЭС и отделения избыточной Тюменской ЭЭС в ЕЭС России произошло снижение частоты до 49,742 Гц [5], возникли синхронные качания (рис. 1), на фоне которых наблюдалось неудовлетворительное участие тепловых и гидроэлектростанций в ОПРЧ и вторичном регулировании частоты. Вследствие этого произошло увеличение перетоков активной мощности выше максимально допустимых перетоков (МДП) в ряде контролируемых сечений ОЭС Сибири с последующим наруше-

нием статической устойчивости и возникновением асинхронного режима. В результате в 14:20 в объединенной энергосистеме Сибири (ОЭС Сибири) произошло отключение действием АЛАР [3, 5] транзитных ВЛ 500 кВ (Саяно-Шушенская ГЭС–Новокузнецкая, Алтай–Итатская, Беловская ГРЭС–Ново-Анжерская) и шунтирующих их ВЛ 110–220 кВ, при этом восточная часть ОЭС Сибири выделилась на изолированную от ЕЭС России работу с избытком мощности 2,1 ГВт.

В результате работы устройств РЗ и ПА с воздействием на отключение ЛЭП произошло разделение ЕЭС России на несколько несинхронно работающих частей (рис. 2). Действием автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) и автоматической частотной разгрузки (АЧР) произошло отключение потребителей в азиатских регионах России (Тюменской, Кемеровской, Омской и Новосибирской областях, Алтайском и Забайкальском краях, республиках Бурятия и Алтай), а также в Монголии и Казахстане [2, 5]. Суммарная мощность ограничения нагрузки составляла несколько ГВт. Только спустя примерно пять с половиной часов с момента начала аварии всем аварийно отключенным потребителям было подано напряжение [1]. Среднечасовое изменение генерации и потребления ЕЭС России, ОЭС Урала и ОЭС Сибири за 22.08.2016 г. по данным [11–13] показано на рис. 3. Среднечасовая генерация в период с 14:00 до 15:00 снизилась в ЕЭС России примерно на 3 ГВт, а в ОЭС Сибири – более чем на 2 ГВт.

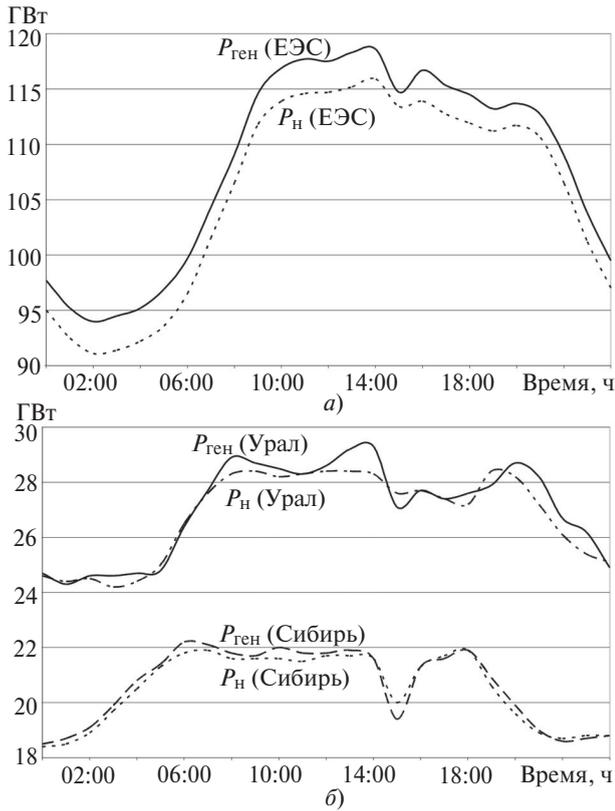


Рис. 3. Генерация и потребление ЕЭС России (а) в ОЭС Урала и ОЭС Сибири (б) 22.08.2016 [11–13]

Анализ изменения частоты по замерам в г. Иркутске. В связи с разделением ЕЭС России на несколько несинхронно работающих частей в каждой выделившейся подсистеме изменение частоты проходило по-разному. Режимы изменения частоты в восточной части ОЭС Сибири, и в частности в Иркутской ЭЭС, не нашли отражения в ранее опубликованных материалах об аварии. В то же время, именно изменения частоты в ЕЭС, а также выделяемых на изолированную работу частях ОЭС Сибири привели к тому, что авария в ОЭС Урала затронула другие ОЭС. В частности, после повышения частоты до 51,3 Гц в отделившейся восточной части ОЭС Сибири в результате действия ОПРЧ и увеличения нагрузки (в соответствии с регулирующим эффектом нагрузки по частоте) произошло изменение потокораспределения. В результате этого в условиях возникшего длительного переходного

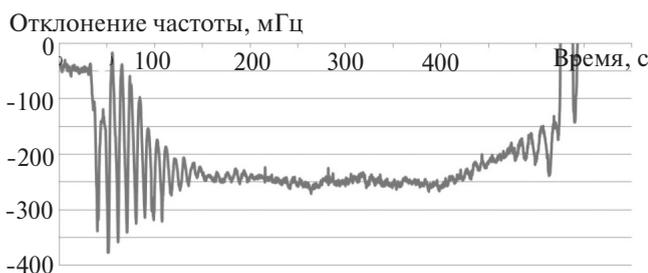


Рис. 4. Изменение частоты за первые 10 мин

процесса, сопровождавшегося качаниями активной мощности (рис. 4 и 5), произошло нарушение устойчивости в сечении «Иркутск – Бурятия» с отключением от действия РЗ и АЛАР ВЛ 220 кВ и последующим отделением Бурятской и Забайкальской ЭЭС на изолированную работу [4].

Рассмотрим подробнее описанные аварийные события с позиции изменения частоты по замерам в г. Иркутске (рис. 1). Время основных событий во время аварии отражено в таблице.

№ п/п	Событие	Время	Отклонение частоты, мГц
1	Начало регистрации частоты	0	-45,2
2	Отключение энергоблоков на Рефтинской ГРЭС и отделение от ЕЭС энергосистемы Тюмени	30 с	-48,2
3	Конец быстрых колебаний частоты	154 с (2 мин 34 с)	-234,0
4	Начало восстановления частоты	400 с (6 мин 40 с)	-262,0
5	Выделение восточной части ОЭС Сибири на изолированную работу	525 с (8 мин 45 с)	1400,0
6	Конец выброса частоты	538 с (8 мин 58 с)	0
7	Провал частоты после выброса, отделение энергосистем Республики Бурятия и Забайкальского края	539 с (8 мин 59 с)	-124,0
8	Окончание колебаний частоты	560 с (9 мин 20 с)	213,0
9	Максимальное значение частоты	900 с (15 мин)	314,0
10	Синхронизация с ЕЭС по одной связи	1500 с (25 мин)	-80,0
11	Восстановление связи с ЕЭС	1800 с (30 мин)	-110,0
12	Восстановление частоты в ЕЭС	2313 с (38 мин 33 с)	0

В режиме изменения частоты выделены следующие этапы.

1. Отключение Рефтинской ГРЭС и отделение от ЕЭС энергосистемы Тюмени с последующими

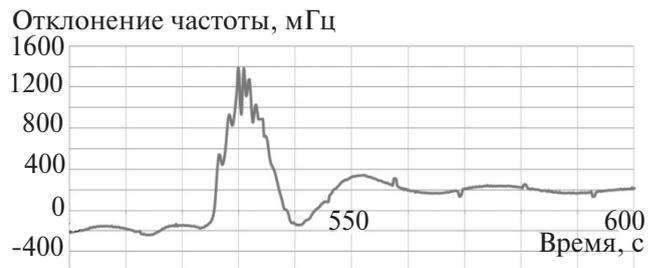


Рис. 5. Резкий подъем частоты, связанный с выделением восточной части ОЭС Сибири на изолированную работу (отделение от ЕЭС России)

колебаниями передаваемой мощности по межсистемным связям ОЭС Сибири.

2. Резкий подъем частоты в восточной части ОЭС Сибири, связанный с выделением ее на изолированную работу (отделение от ЕЭС России), с последующим отделением энергосистем Бурятии и Забайкальского края от энергосистемы Иркутской области.

3. Изменение частоты в восточной части ОЭС Сибири в изолированном режиме и отделение энергосистем Республики Бурятии и Забайкальского края.

4. Восстановление связи ОЭС Сибири с ЕЭС России.

Восстановление частоты в ЕЭС России.

Далее более подробно рассматриваются эти этапы процесса. В результате аварийного отключения Рефтинской ГРЭС и отделения Тюменской ЭЭС возник затухающий колебательный режим по межсистемным связям с длительностью 120 с, периодом 20 с и размахом колебаний 350 мГц, частота стабилизировалась на уровне 49,75 Гц (рис. 4).

Начиная с 400 с началось восстановление частоты, которое продолжалось до момента 540 с и привело к возобновлению синхронных качаний, росту перетока из Сибири на Урал с последующим нарушением статической устойчивости и отключением межсистемных ЛЭП 500 кВ и к выделению восточной части ОЭС Сибири на изолированную работу от ЕЭС, о чем упоминалось ранее.

На рис. 5 показан выброс частоты в момент отделения восточной части ОЭС Сибири от ЕЭС России. Максимальное значение частоты — 51,4 Гц, длительность импульса повышения частоты — 12,2 с. После импульса повышения частоты последовали провал частоты на 133 мГц вследствие ОНРЧ и отключения нескольких генераторов на ГЭС действием автоматики ограничения повышения частоты (АОПЧ). Резкий подъем частоты в восточной части ОЭС Сибири привел к снижению выработки на ТЭС в Бурятской и Забайкальской энергосистемах от действия автоматических регуляторов скорости турбин, росту межсистемного перетока по транзиту Иркутск — Бурятия выше допустимого значения, в результате чего произошло нарушение устойчивости с отделением этих энергосистем действием РЗ и ПА от Иркутской энергосистемы с дефицитом мощности и с последующим отключением потребителей действием АЧР и дополнительной автоматической разгрузки. Успешная и эффективная работа АОПЧ и автоматики ограничения снижения частоты (АОСЧ) уменьшила дефицит мощности, что позволило по окончании цикла автоматического повторного включения (АПВ) с контролем и улавливанием синхронизма восстановить параллельную работу Иркутской, Бу-

рятской и Забайкальской ЭЭС. Переходный процесс, связанный с отключением и восстановлением транзита Иркутск—Бурятия, занял 35 с.

Через 440 с после выделения восточной части ОЭС Сибири на изолированную работу произошло повышение частоты до 50,314 Гц. К моменту синхронизации с ЕЭС через 1500 с частота снизилась. Снижение частоты составило 110 мГц при норме 50 мГц. Частота восстановилась до 50 Гц через 38 мин от начала аварии. Выбросы частоты при отключении межсистемных ЛЭП являются значительными. Аналогичный выброс частоты на 1200 мГц произошел при отключении в Сибири 24.07.2016 г.

Выводы. 1. Замеры частоты (рис. 1) показывают, что балансирующая автоматика ЕЭС России, несмотря на ряд недостатков, в конечном итоге успешно справилась с системной аварией и достаточно быстро (менее 40 мин) восстановила режим, несмотря на разделение ЕЭС на части. Это подтвердило правильность эшелонированного построения системы противоаварийного управления.

2. Основной причиной перехода аварии от региональной (КЗ и повреждение оборудования было только на одном энергообъекте) к общесистемной является задержка на 500 с восстановления частоты в ЕЭС после ее снижения из-за неудовлетворительного участия электростанций в ОНРЧ и вторичном регулировании частоты. Это в свою очередь привело к неравномерному по ЕЭС изменению мощности генераторов и, как следствие, к существенному изменению межсистемных и внутрисистемных перетоков, в результате произошла перегрузка системных транзитов выше аварийно-допустимых перетоков с последующим нарушением статической устойчивости, возникновению асинхронных режимов и разделению ЕЭС на несколько частей действием АЛАР.

3. Во время разделения ЕЭС на несинхронно работающие части возможно резкое повышение частоты (в данном случае свыше 1 Гц при длительности периода повышения частоты более 10 с), что приводит к более быстрой разгрузке блоков тепловых электростанций по сравнению с блоками гидроэлектростанций, что при наложении регулирующего эффекта нагрузки по частоте также приводит к незапланированному изменению межсистемных и внутрисистемных перетоков, которые могут привести к качаниям и нарушению статической устойчивости (что и произошло во время данной аварии).

4. В аварийных режимах в АРЧМ необходим учет возможного неравномерного изменения по ЕЭС мощности генераторов в рамках первичного и вторичного регулирования для минимизации уже средствами АРЧМ отклонения межсистемных пе-

перетоков и недопущения нарушения статической устойчивости с отключением межсистемных ЛЭП и последующим разделением ЕЭС/ОЭС/ЭЭС на несколько несинхронно работающих частей.

5. Для предотвращения нарушения устойчивости вследствие недопустимого увеличения перетоков по межсистемным сечениям при неудовлетворительном участии электростанций в первичном и вторичном регулировании частоты необходимо более широкое оснащение средствами ПА с функцией автоматической разгрузки при перегрузке по мощности [14].

Работа выполнена в рамках проекта III.17.4.2 программы фундаментальных исследований СО РАН, рег. № АААА—А17—117030310438-1.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ФГБУ «САЦ» Минэнерго России. Справка-доклад: О нарушении электроснабжения в Свердловской области (22 августа 2016 г.): https://сацминэнерго.рф/_layouts/download.aspx?SourceUrl=/emergency_info/09000001806e77c4.pdf
2. ФГБУ «САЦ» Минэнерго России. Об аварийных и нестандартных ситуациях на объектах ТЭК в период с 17 по 24 августа 2016: <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/5022/64534>
3. Основные результаты функционирования объектов электроэнергетики в 2016 году. Итоги прохождения ОЗП 2016–2017 годов. Задачи на среднесрочную перспективу/Под ред. заместителя Министра энергетики Российской Федерации А.В. Черезова, 2017, 104 с.: <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/6224/71992>
4. Милина А. Стресс-тест для системы. — Энергия без границ, 2016, № 5 (40), с. 10–13.
5. Непша Ф.С., Захаров С.А., Бродт В.А. Разработка мероприятий по повышению надежности работы ЕЭС России (по итогам рассмотрения аварии на Рефтинской ГРЭС). — Вестник ВСГУТУ, 2017, № 3 (66), с. 5–13.
6. Смирнов С.С., Осака А.Б. Статистические свойства частоты в Единой энергетической системе. — Электричество, 2012, № 7, с. 2–9.
7. Смирнов С.С., Осака А.Б. Статистические свойства частоты в 2013–2014 годах. — Сб. статей всероссийской конференции. Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление. — Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015, с. 203–208.
8. ГОСТ Р 55890-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования. — М.: Стандартинформ, 2014, 43 с.
9. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.100.003-2012. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования: http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/sto_frequency_2012_izm_2017_3101.pdf
10. Фаддеев А.М. Оценка уязвимости энергосистем России, стран Ближнего Зарубежья и Европы. — Вестник Московского Университета. Серия 5. География, 2016, № 1, с. 46–52.
11. Генерация и потребление в ЕЭС России 22.08.2016 г.: http://so-ups.ru/index.php?id=972&tx_ms1cdu_pi1%5Bkpo%5D=1019&tx_ms1cdu_pi1%5Bdt%5D=22.08.2016
12. Генерация и потребление в ОЭС Урала 22.08.2016 г.: http://so-ups.ru/index.php?id=1185&tx_ms1cdu_pi1%5Bdt%5D=22.08.2016
13. Генерация и потребление в ОЭС Сибири 22.08.2016 г.: http://so-ups.ru/index.php?id=1179&tx_ms1cdu_pi1%5Bdt%5D=22.08.2016
14. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2017. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики разгрузки при перегрузке по мощности. Нормы и требования: http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/sto_auto_unload_power__over.pdf

[18.12.2017]

А в т о р ы: Воронай Николай Иванович окончил Ленинградский политехнический институт (ныне С.-Петербургский государственный политехнический университет) в 1966 г. Член-корр. Российской Академии наук (РАН). Научный руководитель Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (ИСЭМ СО РАН).

Осак Алексей Борисович окончил энергетический факультет Иркутского государственного технического университета в 1998 г. Научный сотрудник ИСЭМ СО РАН.

Смирнов Сергей Сергеевич окончил электроэнергетический факультет Московского энергетического института в 1962 г. В 2001 г. в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (ИСЭМ СО РАН) защитил докторскую диссертацию «Методы исследования и нормализации режимов высших гармоник в сетях высокого напряжения». Ведущий научный сотрудник ИСЭМ СО РАН.

Elektrichestvo (Electricity), 2018, No. 3, pp. 27–32

DOI:10.24160/0013-5380-2018-3-27-32

Analysis of the 2016 System Accident in the UES of Russia Caused by Equipment Damage at Reftinskaya Power Plant

VOROPAI Nikolai I. (*Institute of Power Systems named L.A. Melent'yev of the Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPSM SB RAS), Irkutsk, Russia*) — *Corresponding Member of RAS, Scientific Leader*

OSAK Aleksei B. (*IPSM SB RAS, Irkutsk, Russia*) — *Scientific Researcher*

SMIRNOV Sergei S. (*IPSM SB RAS, Irkutsk, Russia*) — *Leading Scientific Researcher, Dr. Sci. (Eng.)*

The paper presents an analysis of a system accident on August 22, 2016 in the unified energy system (UES) of Russia, caused by damage to equipment at Reftinskaya thermal power plant (TPP). The data of

frequency measurement in the Irkutsk power system during this accident are presented. Frequency measurement was carried out at the Institute of Power Systems named after L.A. Melentiev, SB RAS. This information allows to investigate the reason for the separation of the UES/IPS into four parts that do not operate synchronously, which led to a large-scale disconnection of consumers, including consumers, several thousand kilometers distant from Reftinskaya TPP. The results obtained allow us to conclude that there is a need to improve the means of primary and secondary frequency control in the UES of Russia. This accident has shown the need for more extensive equipping of power systems with emergency control devices with function of automatic unloading in case of overload (ARPM), which should prevent an unacceptable increase of active power flows over interconnections in case of uneven generator power variations in different parts of the UES during an emergency power imbalance.

Key words: system accident, stability violation, frequency, Reftinskaya power plant

REFERENCES

1. FGBU «CAC» of the Ministry of Energy of Russia. Reference report: On the violation of power supply in the Sverdlovsk region (on August 22, 2016): https://сацминэнерго.рф/_layouts/download.aspx?SourceUrl=/emergency_info/09000001806e77c4.pdf
2. FGBU «CAC» of the Ministry of Energy of Russia. On emergency and abnormal situations at the fuel and energy complex in the period from August 17 to 24, 2016: <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/5022/64534>
3. *Osnovnye rezultaty funktsionirovaniya ob'yektov energetiki v 2016 godu.../Pod red. Zam. Ministra energetiki RF A.V. Cherezov.* The main results of the operation of power facilities in 2016. Results of the OZP 2016–2017. Tasks for the medium term. Ed. Deputy Minister of Energy of the Russian Federation A.V. Cheresov. 2017, 104 p.: <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/6224/71992>
4. Milina A. *Energiya bez granits – in Russ. (Energy without boundaries)*, 2016, No. 5 (40), pp. 10–13.
5. Nepsha F.S., Zakharov S.A., Brodt V.A. *Vestnik VSGUTU – in Russ. (ESSUTM Bulletin)*, 2017, No. 3 (66), pp. 5–13.
6. Smirnov S.S., Osak A.B. *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2012, No. 7, pp. 2–9.
7. Smirnov S.S., Osak A.B. *Statisticheskiye svoystva chastoty v 2013–2014 godakh. Sbornik statei Vserossiiskoi konferentsii «Energetika Rossii v XXI veke. Innovatsionnoye rasvitiye i upravleniye»* (Statistical Properties of Frequency in 2013–2014. Collection of articles All-Russian Conference «Energy of Russia in XXI century. Innovative Development and Control»), September 1–3, 2015, Irkutsk: ESI SB RAS, 2015, pp. 203–208.
8. GOST R 55890–2013. *Yedinaya energeticheskaya sistema i izolirovanno rabotayushchiye energosistemy. Operativno-dispatcherskoye upravleniye. Regulirovaniye chastoty i peretokov aktivnoi moshchnosti. Normy i trebovaniya (United power system and isolated power systems. Operative-dispatch management. Frequency control and control of active power. Norms and requirements)*. M.: Standartinform, 2014, 43 p.
9. Standards JSC «SO UPS» STO 59012820.27.100.003-2012. *Regulirovaniye chastoty i peretokov aktivnoi moshchnosti v EES Rossii. Normy i trebovaniya:* http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/sto_frequency_2012_izm_2017_3101.pdf
10. Faddeyev A.M. *Vestnik Moscovskogo Universiteta, seriya 5. Geografiya – in Russ. (Moscow University Bulletin. Series 5. Geography)*, 2016, No. 1, pp. 46–52.
11. *Generatsiya i potrebleniye v EES Rossii 22.08.2016 g.* (Generation and consumption in the UES of Russia for August 22, 2016): http://so-ups.ru/index.php?id=972&tx_ms1cdu_pi1%5Bkpo%5D=1019&tx_ms1cdu_pi1%5Bdt%5D=22.08.2016
12. *Generatsiya i potrebleniye v OES Urala 22.08.2016 g.* (Generation and consumption in the ISP of the Urals for August 22, 2016): http://so-ups.ru/index.php?id=1185&tx_ms1cdu_pi1%5Bdt%5D=22.08.2016
13. *Generatsiya i potrebleniye v OES Sibiri 22.08.2016 g.* (Generation and consumption in the IPS of Siberia for August 22, 2016): http://so-ups.ru/index.php?id=1179&tx_ms1cdu_pi1%5Bdt%5D=22.08.2016
14. Standards JSC «SO UPS» STO 59012820.29.020.002-2017. *Releinaya zashchita i avtomatika. Avtomaticheskoye protivoavariinoye upravleniye rezhimami... Normy i trebovaniya (Relay protection and automation. Automatic emergency control of power system modes. Devices for automatic unloading in case of active power overloading. Norms and requirements)*: http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/sto_auto_unload_power_over.pdf

[18.12.2017]