

DOI 10.5862/JEST.243.10

УДК

О.Н. Соколова

СРАВНЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ В ЭЭС РОССИИ И ENTSO-E ПРИ ГЕОМАГНИТНЫХ БУРЯХ

O.N. Sokolova

COMPARING THE EFFECTIVENESS OF SECURITY CONTROL METHODS DURING GEOMAGNETIC DISTURBANCES IN UPS OF RUSSIA AND IN ENTSO-E

Требования к качеству электроснабжения схожи в ЭЭС России и ENTSO-E, но принципы управления различаются, что обусловлено различной архитектурой энергосистем. В энергосистеме Европы преобладают короткие линии электропередач, в то время как ЭЭС России представлена длинными линиями электропередач и слабыми межсистемными связями. Проект по объединению Единой энергосистемы России (ЭЭС России) и ENTSO-E стартовал более 10 лет назад. Одним из требований является использование одинаковых принципов управления. Геомагнитные бури – явления, характеризующиеся низкой вероятностью большим прямым и косвенным ущербом. Их особенность в том, что они носят глобальный характер и приводят к одновременному отключению нескольких сетевых элементов. В статье дается анализ преимуществ и недостатков методов управления в ЭЭС и ENTSO-E с целью предотвращения межсистемных аварий, вызванных геомагнитными бурями.

ЭНЕРГОСИСТЕМА; НАДЕЖНОСТЬ; УПРАВЛЕНИЕ; ГЕОМАГНИТНАЯ БУРЯ; УПРАВЛЯЮЩИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ; ОПЕРАЦИОННЫЕ ЛИМИТЫ.

The quality standards for power supply are nearly the same in ENTSO-e and UPS of Russia, but the control principles are different. The differences are basically originating from the architecture of the power grids. The European grid mainly consists of short transmission lines. The UPS of Russia is characterized by the prevalence of long and weak interconnections. The project concerning the possibility of integrating ENTSO-e and UPS of Russia started more than 10 years ago. Such integration requires using the same or nearly the same control principles. Geomagnetic disturbances are the so-called high-impact low-frequency events. They affect large geographic areas and provoke simultaneous outage of several network elements. The strengths and weaknesses of the control methods employed by ENTSO-E and UPS of Russia for ensuring stability during geomagnetic disturbances have been analyzed in the article.

POWER SYSTEM; SECURITY; CONTROL; GEOMAGNETIC DISTURBANCE; CONTROL ACTIONS; OPERATION LIMITS.

Введение

Характерная особенность режимов работы энергосистем (ЭС) – наличие непрерывного потока возмущений, часть из которых представляет угрозу для устойчивой работы ЭС. Под возмущением понимается изменение состояния сетевого элемента, которое не могло быть пред-

усмотрено заранее. Возмущения, удовлетворяющие оптимальному уровню надежности электроснабжения, называются нормативными. Их перечень приведен в [1]. Опыт эксплуатации ЭС позволил составить нормативную базу стандартов и требований по проектированию и диспетчеризации ЭС.

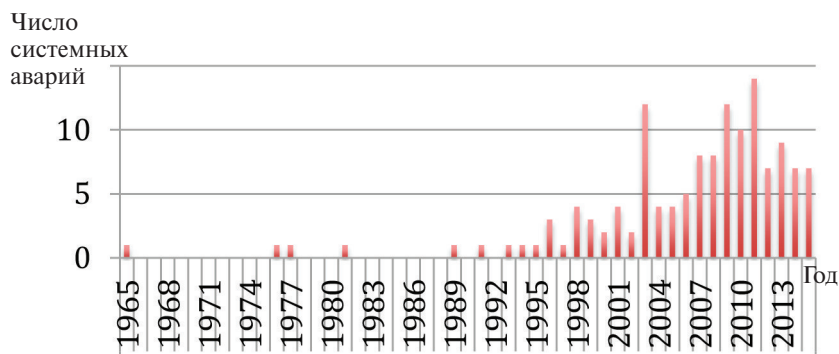


Рис. 1. Статистика числа системных аварий за последние 50 лет

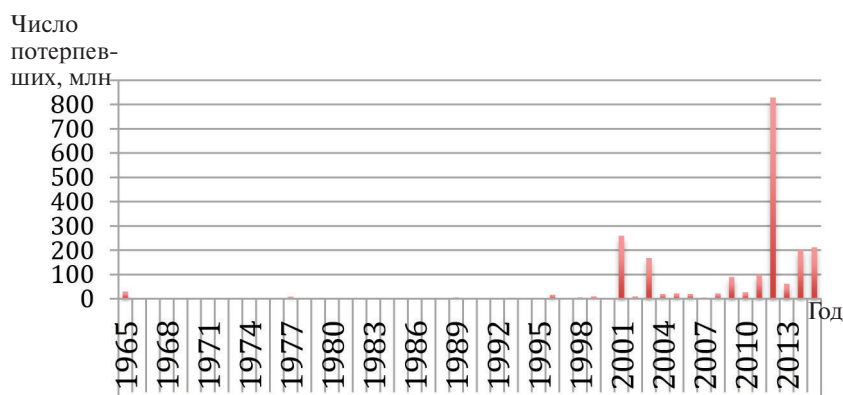


Рис. 2. Число людей (млн. чел.), потерпевших от недоотпуска электроэнергии

Анализ системных аварий за последние 50 лет наглядно свидетельствует не только о росте числа аварий (рис. 1), но и об увеличении процента населения, пострадавшего от недоотпуска электроэнергии (рис. 2).

Введение в эксплуатацию новых средств контроля и защиты также сопровождается ростом интенсивности отказов вводимых средств (табл. 1), обусловленных недостаточной магнитной совместимостью этих средств с энергетическим оборудованием [2]. Естественно, число отказов новых технических средств также снижает надежность ЭС.

Одним из видов возмущений природного характера являются геомагнитные бури (ГМБ). Современная электроэнергетика пока имеет малый опыт эксплуатации ЭС при воздействии геомагнитных бурь, в отличие от других возмущений природного характера (молнии, ледяной дождь, землетрясения и т.д.) что увеличивает сложность разработки базы управляющих воз-

действий для минимизации влияния (ГМБ) на режим работы ЭС. Наиболее характерно воздействие ГМБ на ЭС, расположенные в северных широтах (Канада, США, Скандинавия, Россия). Примерами энергоаварий, вызванных геомагнитными бурями, являются: Railroad storm (13 мая 1921), Hydro Quebec blackout (13/14 марта 1989), Halloween storm (29/30 октября 2003) и др..

В настоящей статье дается сравнительный анализ управляющими воздействиями (УВ) для обеспечения устойчивой работы ЭС и их эффективности при минимизации влияния ГМБ на режим работы ЭС, используемых Единой Энергетической Системой России (ЕЭС России) и Европейским сообществом операторов магистральных электрических сетей в области электроэнергетики (ENTSO-E). Этот анализ представляет особый интерес в связи с началом проекта по возможному объединению ЕЭС России и ENTSO-E несколько лет назад [3] и оценке устойчивости виртуальной объединенной ЭС.

Таблица 1

Рост интенсивности отказов с введением в эксплуатацию новых типов компонент

Начало ввода в эксплуатацию	Вид реле	Общее количество реле	Повреждение					
			Общее количество		Относительное количество, %*		Среднегодовое относительное количество, %**	Годовая интенсивность повреждений***
			2007 г.	2008 г.	2007 г.	2008 г.		
1970–1975	Электромеханические Различных типов	2312	1	4	0,043	0,173	0,11	1
1975–1980	Статические различных типов	2745	8	8	0,291	0,291	0,291	2,6
1990–1995	Микропроцессорные, тип 1	1423	19	25	1,33	1,76	1,54	14
2000–2005	Микропроцессорные, тип 2	342	6	5	1,75	1,46	1,61	14,6
2003–2005	Микропроцессорные, тип 3	49	3	1	6,12	2,04	4,08	37
2005–2008	Микропроцессорные, тип 4	10	3	1	30	10	20	182

*Относительное количество повреждений – отношение количества повреждений реле данного типа к общему количеству реле этого типа, находящихся в эксплуатации.

**Среднегодовое количество повреждений – среднее за два года (2007–2008) количество относительных повреждений.

***Годовая интенсивность отказов – отношение среднегодового относительного количества повреждений реле различных видов к такому же за единицу.

Операционные лимиты

Режим, реализуемый в энергосистеме, характеризуется рядом параметров, в числе которых активные и реактивные мощности станций (P_{Gi} , Q_{Gi}) и потребителей (P_{Hi} , Q_{Hi}), перетоки мощностей P_p , Q_p , токи I_i элементов электрической сети, напряжения U_i узлов. Для обеспечения надлежащего уровня надежности электрооборудования при работе оборудования в длительно допустимых режимах набор M этих величин (U , P , I , и т. д.) регламентируется для характерных и наиболее вероятных режимов ЭС с учетом технических ограничений эксплуатации.

Минимально допустимые снижения напряжения в ЭС определяются условиями устойчивой работы генераторов и устойчивостью узлов нагрузки и составляют порядка 10–15 % в послеаварийном режиме. Выбор наибольшего рабочего напряжения диктуется условиями надежной

эксплуатации изоляции сетевого оборудования [4], так как повышение напряжения сверх допустимого вызывает ускоренное старение изоляции и выход оборудования из строя:

Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ
220	245** / 252*
330*	363
400**	420
500*	525
750*	787

* Класс напряжения, принятый в ЕЭС России.

** Класс напряжения, принятый в ENTSO-E.

Из этих данных видно, что значения максимально допустимого рабочего напряжения в ЕЭС России выше, чем в Европе, что объясняется архитектурой сети и большей протяженностью линий электропередач.

Максимальная токовая нагрузка сетевых элементов регламентируется [7] в ЕЭС России и в ЭС Европы [5]. Согласно [11] при определении допустимой токовой нагрузки силовых трансформаторов учитываются только погодные условия и температура окружающего воздуха. В то время как в [12] регламентируется учет сверх этого таких параметров, как тип изоляции, температура масла и срок эксплуатации силового трансформатора. В случае недопустимой токовой перегрузки в ENTSO-E предусмотрена подача команды на отключение перегруженного сетевого элемента. В отечественной практике применяется более гибкое управление: многоступенчатое устройство противоаварийного управления по контролируемому току с выдержкой по времени, осуществляющее ввод последующих ступеней по току/времени до достижения в контролируемом элементе сети длительно допустимого значения тока.

Частота энергосистемы – один из основных параметров, определяющих условия устойчивой работы генераторов электростанций. Принципы управления и контроля частоты и допустимые пределы отклонения параметра существенно различаются в ЕЭС России и ENTSO-E. В [5] предусмотрен контроль частоты средствами первичного (primary control), вторичного (secondary control), третичного (tertiary control) и временного (time control) контроля. Отклонение частоты от номинального значения (50 Гц) на величину $\pm 0,2$ мГц приводит в действие систему первичного контроля. При снижении

частоты ниже 49,0 Гц подается команда на отключение нагрузки. При меньшем колебании частоты используются системы регулирования генераторов электрических станций. Через 15–30 секунд после срабатывания системы первичного контроля частоты активируются средства вторичного контроля для восстановления установленных (договором по покупке/продаже электроэнергии) перетоков мощности. Задачами системы третичного контроля являются: обеспечение резерва генерации для целей вторичного контроля, распределение между генераторами управляющих воздействий (УВ) системы вторичного контроля по условиям экономичности режима. Система временного контроля обеспечивает синхронизацию всех устройств контроля частоты в ЭС по времени. Центр управления находится в Лауфенбурге, Швейцария. Согласно [5] допустимыми колебаниями частоты в течение месяца считаются, когда в 90–99 % измерений отклонение частоты получалось не более 0,04–0,06 мГц.

В ЕЭС России контроль частоты в ЭС организуется в соответствии с [6], его обеспечивают следующие подсистемы: автоматический частотный ввод резерва (АЧВР) при снижении частоты ниже минимально допустимых значений, но до верхних уставок АЧР; автоматическая частотная разгрузка (АЧР) при снижении частоты ниже 49,0 Гц; дополнительная автоматическая частотная разгрузка (ДАР) при местных дефицитах активной мощности с большой скоростью снижения частоты; введение электростанций (энер-

Таблица 2

Сравнительный анализ параметров контроля частоты в ЕЭС России и ENTSO-E

Параметр	ENTSO-E	ЕЭС России
Минимально допустимое значение частоты, Гц	49,0	49–49,2
Первая ступень АЧР, Гц	48,7 (48,5)*	48,8
Вторая ступень АЧР, Гц	48,4 (48,0)*	48
Выделение электростанций на питание собственных нужд или на сбалансированную нагрузку в случае неэффективности действия АЧР, Гц	47,5	46
Автоматическое повторное включение отключенных потребителей при нормализации частоты, Гц	49,8	49–49,5

*Grid code of France [9].

глобков) на питание собственных нужд или на сбалансированную нагрузку с помощью частотной делительной автоматики (ЧДА) в случае неэффективности действия АЧР; частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ) отключенных потребителей при нормализации частоты. В табл. 2 приведен сравнительный анализ частот по ступеням ОН.

Показатели качества частоты напрямую влияют на качество электроснабжения, что предъявляет высокие требования к управляющим воздействиям, эффективность которых должна быть подтверждена многочисленными тестовыми расчетами.

Принципы обеспечения устойчивой работы энергосистем. Виды и принципы применения управляющих воздействий

Различия методов управления в ЕЭС России и в ENTSO-E обусловлены разной архитектурой ЭС, принятой на стадии их проектирования и строительства. В ЭС Европы преобладают короткие линии электропередач, в то время как ЕЭС России представлена длинными линиями электропередач и слабыми межсистемными связями, что приводит к невозможности использования принципа « $N-1$ » (« $N-1$ » principle). Принцип работы ЭС « $N-1$ » гарантирует, что в случае аварийного отключения одного сетевого элемента устойчивость ЭС не нарушится и значения параметров режима не превысят допустимых значений (с учетом возможных управляющих воздействий). Устойчивая работа ЕЭС России регламентируется [1] и основывается на использовании коэффициентов запаса по активной мощности (K_p) и по напряжению (K_u) и обеспечивается при воздействии трёх групп нормативных возмущений.

Нормативные возмущения подразделены на группы исходя из степени тяжести их воздействия на режим ЭС. В нормальном режиме УВ выбираются с целью восстановления сбалансированного режима ЭС после воздействия всех трёх групп нормативных возмущений, в ремонтных – только первой и второй группы. Анализ крупных системных аварий ЕЭС России показывает, что это требование может быть жесто-

чено, так как большинство нарушений устойчивой работы произошло в ремонтных режимах. В [5] возмущения также разделены на три группы в соответствии со степенью их тяжести, но степень тяжести возмущения определяется в соответствии с региональными особенностями ЭС и может различаться в разных региональных диспетчерских управлениях (РДУ). Таким образом, возмущения разделены на следующие группы: нормативные (normal), особые (exceptional) и ненормативные (out-of-range). Список особых возмущений составляется каждым РДУ в дополнение к перечню нормативных напряжений (общих для всей ENTSO-E) в соответствии с принципом отсутствия лавины напряжения и частоты за границами зоны диспетчеризации. В Приложении приведен сравнительный перечень нормативных возмущений. Зелёным цветом выделены возмущения, которые в [4] относятся к особым.

Для обеспечения устойчивой работы ЭС в ENTSO-E используется два вида УВ: восстанавливающие (curative remedial actions) и предупреждающие (preventive remedial actions). Объем и место действия восстанавливающих УВ должны быть определены заранее, а их эффективность – доказана тестовыми расчетами. Они применяются сразу после воздействия нормативного возмущения с целью восстановления сбалансированного режима ЭС. После нормативного возмущения режим N' характеризуется тем, что не все его параметры находятся в области допустимых значений. Таким образом, восстанавливающие УВ используются для обеспечения нового нормального режима $N_{\text{нов}}$ ЭС, отвечающего всем требованиям по надежности эксплуатации и качеству электроснабжения. Предупреждающие УВ применяются в случае неэффективности или невозможности применения восстанавливающих УВ.

УВ влияют на потокораспределение мощностей в ЭС, восстанавливая тем самым сбалансированный режим ЭС. В табл. 3 приведены сравнительный анализ УВ, их характеристик и сферы применения в ENTSO-E (первая строка) и ЕЭС России (вторая строка).

Таблица 3

Сравнительный анализ управляющих воздействий в ЭЭС России и ENTSO-E

Тип УВ	Время действия	В/П*	А/Р**	Контролируемый параметр сети
1	2	3	4	5
Деление сети	Несколько секунд	В/П	Р	Мощность, напряжение
			А/Р	
Фазовое управление мощностью электропередач переменного тока	Несколько минут	В/П	А/Р	Мощность, напряжение
			Р	Напряжение
Форсировка возбуждения синхронных машин	Несколько минут		Р	Мощность, напряжение
			А/Р	
Ввод резерва генерирующей мощности	Зависит от типа генератора	П	Р	Мощность, напряжение
			А/Р	
Отключение генераторов	Несколько секунд	П	Р	Мощность, напряжение
			А/Р	
Отключение нагрузки	Несколько миллисекунд	В	А/Р	Мощность, напряжение
			А/Р	
Ограничение продажи электроэнергии	Несколько минут	П	Р	Мощность, напряжение
		-		
Форсировка устройств продольной компенсации ЛЭП, включение / отключение шунтирующих реакторов	Несколько минут	П	Р	Напряжение
			А/Р	

* В/П – восстанавливающие/ предупредительное УВ.

** А/Р – автоматическое/ ручное управление.

Характер влияния геомагнитных бурь на режим работы ЭС

Природные геомагнитные бури связаны с нерегулярными процессами в солнечном ветре и на Солнце. Каждая геомагнитная буря уникальна по своим индивидуальным характеристикам. Тем не менее в поведении геомагнитных бурь отмечается ряд статистических закономерностей [13]. Токковые системы в форме геомагнитно индуцированных токов (ГИТ), оказывающие воздействие на ЭС, являются реакцией на колебания геомагнитного поля в широком диапазоне частот (от 10^{-5} до 10^0 Гц).

Отличие геомагнитных бурь от других возмущений природного характера:

геомагнитные бури оказывают воздействие на ЭС на больших расстояниях, меняя параметры геомагнитного поля Земли на больших площадях;

ГИТ носят глобальный характер и приводят к одновременному отключению нескольких сетевых элементов, что делает неэффективным используемые методы противоаварийного управления;

Геомагнитные бури не могут быть визуализированным. Непосредственным сигналом о начале геомагнитной бури являются показания датчиков геомагнитных обсерваторий; он клас-

сифицируется по силе с помощью системы геомагнитных индексов [14]. Превентивным сигналом являются данные о параметрах солнечного ветра, зарегистрированные спутниками, расположенными в первой точке Лагранжа (L1);

временной промежуток между моментом изменения геомагнитного поля и началом развития системной аварии недостаточен для применения осмысленных УВ диспетчерами ЭС. Например, временной промежуток при системной аварии в ЭС Квебека в 1989 году был равен 92 секундам [15];

частота ГИТ мала по сравнению с номинальной частотой ЭС, равной 50 Гц, что позволяет рассматривать ГИТ как квазипостоянные токи. Главное отличие ГИТ от постоянной составляющей тока короткого замыкания заключается в том, что ГИТ может протекать в энергосистеме в интервале от нескольких минут до нескольких дней с постоянно изменяющейся амплитудой. Пример изменения параметров ГИТ во время системной аварии в Квебеке 13-14 марта 1989 приведен [15];

В энергоэнергетических системах пока мал опыт оперирования при геомагнитных бурях. Геомагнитных бурь характерна низкая общественная осведомленность о принципах воздействия на энергосистемы, что приводит к неточной классификации причин энергоаварий.

Геомагнитные бури по силе воздействия классифицируются с помощью системы индексов. Наиболее распространено использование индекса K_p , который представляет среднее трехчасовое значение изменения магнитного поля Земли в наноТеслах, измеренное на 13 выбранных геомагнитных обсерваториях. Шкала индекса логарифмически ранжирована от 1 до 9 по принципу шкалы Рихтера. Hydro Quebec blackout (13-14 марта 1989) и Halloween event (29-30 октября 2003) соответствуют сильным геомагнитным бурям уровня $K_p=9$, в то время как выход из строя силовых трансформаторов в ЮАР был спровоцирован рядом умеренных бурь ($K_p=5-7$), приведших к ускоренному старению изоляции [16]. Таким образом, можно различить три возможных вида ГМБ воздействующих ГМБ на ЭС:

ГМБ, приводящие к системным авариям и повреждению высоковольтного оборудования ЭС;

ГМБ, приводящие к системным авариям, но не приводящие к повреждению высоковольтного оборудования ЭС;

ГМБ, не приводящие к системным авариям, но приводящее к повреждению высоковольтного оборудования ЭС.

В ЭС Hydro Quebec преобладают линии электропередачи класса напряжения 735 кВ и, как следствие, однофазные трансформаторы. В [17] показано, что класс напряжения и конструкция силового оборудования являются критическими факторами уязвимости энергосистемы. Блэкаут был вызван возмущением геомагнитного поля, равным 400 нТ/мин., вызвавшее одно полупериодное насыщение силовых трансформаторов, что впоследствии проявилось в возросшем дефиците реактивной мощности и ненормированном распределении высших гармоник. Ненормально высокий уровень высших гармоник спровоцировал ложное срабатывание средств релейной защиты, отключившее емкостные средства компенсации реактивной мощности. Совокупность этих факторов привела к лавине напряжения и потере 22 ГВт нагрузки [15]. Дополнительно вышли из строя два силовых трансформатора 735 кВ на подстанции LG4, а также шунтирующий реактор и выключатель на подстанции Nemicaui из-за недопустимо высокой нагрузки.

ГМБ в ЭС Швеции приводили к энергоавариям всех трёх типов. Полный перечень аварий приведен в [17]. Наибольший эффект на экономику Швеции имел так называемый Halloween blackout (30 октября 2003 года), вызванный возмущением геомагнитного поля, равным 470 нТ/мин. В 20:04 30 октября 2003 года значение электрического поля Земли выросло до 2 В/км. Системный оператор ЭС Швеции был проинформирован учеными Института физики космоса (Лунд, Швеция) в 20:05, но это не позволило предотвратить блэкаут в энергосистеме на юге Швеции в 20:07. Энергоавария была вызвана ложным срабатыванием устройств релейной защиты, установленных на линиях 135 кВ, имеющих более высокую чувствительность к токам третьей гармоники, чем основной. Как и при аварии в ЭС Квебека, ГМБ привело к дефициту

реактивной мощности и ненормированному распределению высших гармоник.

Сравнительный анализ управляющих воздействий

При выборе УВ необходимо сравнивать стоимость реализации УВ и суммарную стоимость ущерба в случае системной аварии. Таким образом, для обеспечения качественного электроснабжения сначала необходима реализация УВ наименьшей стоимости. При использовании УВ типа отключение нагрузки (ОН) следует помнить, что это средство – наименее желательное, так как снижает основной показатель надежности электроснабжения потребителей и увеличивает экономический ущерб. Вместе с тем в современных условиях во многих случаях отказаться от ОН практически невозможно. В [5] предусмотрен ОН в объеме 50 % от суммарной нагрузки ЭС, что равно нагрузке, при которой ЭС может функционировать без использования УВ и с обеспечением принципа «N–1». В США после блэкаута в 2003 году объем нагрузки был снижен до 30 %. Несмотря на то что вероятность использования полного объема нагрузки, введенного под ОН, низка, возможность его реализации всегда должна быть обеспечена. Для выполнения принципа «N–1» в ЭС Европы используется «циркульная» разгрузка. В ЕЭС России под систему автоматического отключения нагрузки заводятся крупные нагрузочные фидеры. Два раза в год выполняются контрольные замеры нагрузки.

Анализ зарегистрированных аварий показал, что существующие меры противоаварийного контроля не оптимальны при ГМБ. В ЕЭС России в качестве УВ используется также деление сети на несинхронно работающие части [7]. Представляется целесообразным введение в практику оперирования ENTSO-E таких УВ, как деление сети и выделение электростанции на сбалансированную нагрузку, которые не учтены в существующем стандарте по диспетчеризации ENTSO-E [5]. Применение этих УВ позволит межсистемные связи сократить экономический ущерб как от недоотпуска электроэнергии, так и от потери оборудования. За счет снижения нагрузки на команду на деление сети следует подавать по

поступлению информации от геомагнитных обсерваторий о критическом изменении параметров геомагнитного поля Земли. В дополнение рекомендуется увеличить число генераторов станции, находящихся в горячем резерве.

В настоящее время устойчивая работа ЭС обеспечивается при потере одного сетевого элемента. При этом в [1] указывается, что допускается неэффективная работа средств противоаварийной автоматики в случае потери двух сетевых элементов. Ввиду того, что ГМБ приводят к одновременному отключению нескольких сетевых элементов на больших географических расстояниях, рекомендуется предусмотреть разработку стандартов оперирования на базе принципа N–2 как минимум в ЭС мегаполисов во время сильных ГМБ.

Выводы

ГМБ – это явления, характеризующиеся низкой вероятностью, но потенциально угрожающие значительными экономическими потерями. Совокупность параметров ГМБ и ЭС может приводить к трём сценариям системных аварий, различающимся по степени прямого и косвенного ущерба. Общим для всех трёх сценариев является малый временной промежуток между изменением параметра геомагнитного поля и моментом начала системной аварии. По результатам выполненных исследований, можно заключить, что для организации противоаварийного управления необходимо обеспечить взаимодействие диспетчеров с центрами прогнозирования космической погоды.

ГМБ носят глобальный характер и приводят к единовременному отключению нескольких сетевых элементов, что делает не эффективным используемые методы противоаварийного управления. Наибольший потенциал, как мера противоаварийного управления, имеет УВ – деление сети, направленное на выделение электростанции на сбалансированную нагрузку. Автор рекомендует введение такой практики в ENTSO-E по примеру ЕЭС России.

В заключение отметим, что обеспечение надежного и качественного электроснабжения является результатом внедрения также превентивных и конструирующих мер.

Перечень нормативных возмущений

Возмущения	Группы нормативных возмущений в сетях разного номинального напряжением, кВ			
	110–220 кВ	330–500 кВ	750 кВ	1150 кВ
КЗ на сетевом элементе, кроме системы (секции) шин:				
Отключение сетевого элемента основными ¹ защитами при однофазном КЗ с успешным АПВ (для сетей 330 кВ и выше – ОАПВ, 110–220 кВ – ТАПВ)	I	I	I	I
То же, но с неуспешным АПВ ²	I	I	I, II	II
Отключение сетевого элемента основными защитами при трехфазном КЗ с успешным и неуспешным АПВ ²	II	–	–	–
Отключение сетевого элемента резервными защитами при однофазном КЗ с успешным и неуспешным АПВ	II	-	-	-
Отключение сетевого элемента основными защитами при двухфазном КЗ на землю с неуспешным АПВ	–	II	III	III
Отключение сетевого элемента действием УРОВ при однофазном КЗ с отказом одного выключателя	II	III	III	III
То же, но при двухфазном КЗ на землю	–	III	III	–
То же, но при трехфазном КЗ	III	–	–	–
Одновременное отключение двух ВЛ, расположенных в общем коридоре более чем на половине длины более короткой линии, в результате возмущения группы I	III	III	III	III
Возмущения групп I и II с отключением элемента сети или генератора, которые вследствие ремонта одного из выключателей приводят к отключению другого элемента или генератора, подключенного к тому же распределительству	III	III	III	III
КЗ на системе (секции) шин				
Отключение СШ с однофазным КЗ, не связанное с разрывом связей между узлами сети	I	I	II	II
То же, но с разрывом связей	III	III	–	–
Значение аварийного небаланса мощности				
Мощность генератора или блока генераторов, подключенных к сети общими выключателями	II	II	-	-
мощность двух генераторов АЭС, подключенных к одному реакторному блоку	II	II	-	-

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методические указания по устойчивости энергосистем. Приказ Минэнерго, от 30 июня 2003, №277. [Электр. ресурс] URL: <http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/orders/pr277-300603me.pdf> (Дата обращения: 20.05.2016)
2. Митюгин А.А., Яковлев В.И. Исследование высоковольтных электромагнитных помех в электрической сети при отключении тока короткого замыкания // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. 2012. №1 (142). С. 70–79/
3. Техничко-экономическое обоснование: Синхронное объединение ЕЭС/ОЭС и УСТЕ. [Электр. ресурс] URL: http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/international/ucte-ees/Obzor_osnovnykh_rabot_i_rezultatov_Proekta.pdf (Дата обращения: 20.05.2016)
4. ГОСТ 721-77. Системы электроснабжения, сети, источники и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В / Утв. постановлением № 1376 Госстандарта СССР от 27 мая 1977 г.
5. UCTE Operation Handbook final v. 2.5 E, 24.06.2004. [Электр. ресурс]. URL: <http://www.ucte.org> (Дата обращения: 20.05.2016)
6. Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка) / Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» от 31 декабря 2009 г. СТО 59012820.29.240.001-2010 [Электр. ресурс] URL: http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/STO_59012820.pdf (Дата обращения: 20.05.2016)
7. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия организации объекта. Нормы и требования / стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» от 19 апреля 2011 г. СТО 59012820.29.240.001-2011 [Электр. ресурс] URL: http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/Emergency_control2011.pdf (Дата обращения: 20.05.2016).
8. Best protection practices for HV and EHV transmission systems of ENTSO-E CE area electrical grids. [Электр. ресурс] URL: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/RG_SOC_CE/120425_RG_CE_TOP_06.3_D.2_best_protection_practices_report_1_.pdf (Дата обращения: 20.05.2016)
9. Documentation technique de référence. Réseau de transport d'électricité, France, version applicable du 1er février 2009 [Электр. ресурс] URL: http://clients.rte-france.com/html/fr/mediatheque/telecharge/reftech/12-10-15_complet.pdf (Дата обращения: 20.05.2016)
10. Cepin M. Assessment of power system reliability: methods and applications, London: Springer, 2011
11. ENTSO-E Subgroup “System protection and dynamics” [Электр. ресурс] URL: https://docs.entsoe.eu/pt_BR/dataset/subgroup-system-protection-and-dynamics/resource/74071a94-b406-4f72-bd14-e75e8f143dbb (Дата обращения: 20.05.2016)
12. Инструкция по эксплуатации трансформаторов / Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» от 2 марта 2012 г. СТО56947007-29.180.01.116-2012 [Электр. ресурс] URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO-56947007-29.180.01.116-2012.pdf> (Дата обращения: 20.05.2016)
13. Bothmer V., Daglis I. Space Weather Physics and Effects, Springer, 2007
14. Yermolaev Yu. I., I. G. Lodkina, N. S. Nikolaeva, M. Yu. Yermolaev, Influence of the interplanetary driver type on the durations of the main and recovery phases of magnetic storms, Journal of Geophysical Research: Space Physics, DOI: 10.1002/2014JA019826
15. Kappenman J.G. Geomagnetic storms and their impacts on the US power grid (Tech. Rep, Meta-R-319), Metatech Corp., Goleta, CA, 2010
16. Gaunt C.T., G. Coetzee (2007) Transformer failures in regions incorrectly considered to have low GIC-risk, IEEE PowerTech, Lausanne 2007
17. Wik et al (2009) Space weather events in July 1982 and October 2003 and the effects of geomagnetically induced currents on Swedish technical system, Ann. Geophys., 27, 1775-1787, 2009.

REFERENCES

1. Metodicheskiye ukazaniya po ustoychivosti energosistem. Prikaz Minenergo, ot 30 iyunya 2003, №277 [Methodical principles of power system stability ensuring. Order no.277 from 30 June 2003, Minenergo]. Available: <http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/orders/pr277-300603me.pdf> (Accessed: 20.05.2016). (rus)
2. Mityugin A.A., Yakovlev V.I. Issledovaniye vysokovoltnykh elektromagnitnykh pomekh v elektricheskoy seti pri otklyuchenii toka korotkogo zamykaniya [Analysis of high voltage electromagnetic noise in electric networks while short circuit current shut-down] // St.Petersburg State Polytechnical University Journal. St.Petersburg: SPbGPU Publ. 2012. № 1 (142). P. 70–79. (rus)
3. Tekhniko-ekonomicheskoye obosnovaniye: Sinkhronnoye obyedineniye YeES/OES i UCTE.

[Technical-economic justification: Synchronous integration of UPS of Russia and UCTE] Available: http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/international/ucte-ees/Obzor_osnovnykh_rabot_i_rezultatov_Proekta.pdf (Accessed: 20.05.2016). (rus)

4. Mezhgosudarstvennyy standart GOST 721-77 «Sistemy elektrosnabzheniya, seti, istochniki i priyemniki elektricheskoy energii. Nominalnyye napryazheniya svyshe 1000 V» [GOST 721-77 «Power supply systems, networks, power sources and loads. Nominal voltage higher than 1000 V»], Moscow: Gosstandart, 1977

5. UCTE Operation Handbook final v. 2.5 E, 24.06.2004. Available: <http://www.ucte.org> (Accessed: 20.05.2016)

6. Tekhnicheskiye pravila organizatsii v YeES Rossii avtomaticheskogo ogranicheniya snizheniya chastoty pri avariynom defitsite aktivnoy moshchnosti (avtomaticheskaya chastotnaya razgruzka): standart organizatsii OAO «SO YeES» ot 31 dekabrya 2009 g. STO 59012820.29.240.001-2010 [Technical regulations for automatic frequency control organisation while active power deficit in UPS of Russia. Standard of SO UPS, 31 December 2009, STO 59012820.29.240.001-2010] Available: http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/STO_59012820.pdf (Accessed: 20.05.2016). (rus)

7. Avtomaticheskoye protivovariynoye upravleniye rezhimami energosistem. Protivovariynaya avtomatika energosistem. Usloviya organizatsii protsessa. Usloviya organizatsii obyektu. Normy i trebovaniya: standart organizatsii OAO «SO YeES» ot 19 aprelya 2011 g. STO 59012820.29.240.001-2011 [Automatic emergency control of power system states. Power system emergency control. Processes organization. Requirements and conditions. SO UPS standard, 19 April 2011, STO 59012820.29.240.001-2011] URL: http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/Emergency_control2011.pdf (Accessed: 20.05.2016). (rus)

8. Best protection practices for HV and EHV transmission systems of ENTSO-E CE area electrical grids. [Elektr. resurs] Available: <https://www.entsoe.eu/>

fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/RG_SOC_CE/120425_RG_CE_TOP_06.3_D.2_best_protection_practices_report_1_.pdf (Accessed: 20.05.2016)

9. Documentation technique de référence. Réseau de transport d'électricité, France, version applicable du 1er février 2009 Available: http://clients.rte-france.com/html/fr/mediatheque/telecharge/reftech/12-10-15_complet.pdf (Accessed: 20.05.2016)

10. Cepin, M., Assessment of power system reliability: methods and applications, London: Springer, 2011

11. ENTSO-E Subgroup "System protection and dynamics" Available: https://docs.entsoe.eu/pt_BR/dataset/subgroup-system-protection-and-dynamics/resource/74071a94-b406-4f72-bd14-e75e8f143dbb (Accessed: 20.05.2016)

12. Instruktsiya po ekspluatatsii transformatorov [Tekst]: standart organizatsii OAO «FSK YeES» ot 2 marta 2012 g. STO56947007-29.180.01.116-2012 [Power transformer maintenance requirements, FGC UES Standard, 2 March 2012 STO56947007-29.180.01.116-2012] Available: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO-56947007-29.180.01.116-2012.pdf> (Accessed: 20.05.2016) (rus)

13. **Bothmer V., Daglis I.** Space Weather Physics and Effects, Springer, 2007

14. **Yermolaev Yu. I., Lodkina I. G., N. S. Nikolaeva M. Yu.** Yermolaev, Influence of the interplanetary driver type on the durations of the main and recovery phases of magnetic storms, Journal of Geophysical Research: Space Physics, DOI: 10.1002/2014JA019826

15. **Kappenman J.G.** Geomagnetic storms and their impacts on the US power grid (Tech. Rep, Meta-R-319), Metatech Corp., Goleta, CA, 2010

16. **Gaunt C.T., G. Coetzee** (2007) Transformer failures in regions incorrectly considered to have low GIC-risk, IEEE PowerTech, Lausanne 2007

17. Wik et al (2009) Space weather events in July 1982 and October 2003 and the effects of geomagnetically induced currents on Swedish technical system, Ann. Geophys., 27, 1775-1787, 2009

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ/AUTHORS

СОКОЛОВА Ольга Николаевна – аспирант Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.

195251, Россия, г. Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

E-mail: sokolova.olga87@gmail.com

SOKOLOVA Olga N. – Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University.

29 Politechnicheskaya St., St. Petersburg, 195251, Russia.

E-mail: sokolova.olga87@gmail.com