

ПОДПИСКА



2009

II ПОЛУГОДИЕ

ДОРОГИЕ ДРУЗЬЯ! МЫ ПРЕДЛАГАЕМ ВАМ РАЗЛИЧНЫЕ ВАРИАНТЫ ДЛЯ ОФОРМЛЕНИЯ ПОДПИСКИ НА ЖУРНАЛЫ ИЗДАТЕЛЬСКОГО ДОМА «ПАНОРАМА»

1 ПОДПИСКА НА ПОЧТЕ



ОФОРМЛЯЕТСЯ В ЛЮБОМ ПОЧТОВОМ ОТДЕЛЕНИИ РОССИИ

Для этого нужно правильно и внимательно заполнить бланк абонемента (бланк прилагается). Бланки абонементов находятся также в любом почтовом отделении России или на сайте ИД «Панорама» – www.panor.ru.

Подписные индексы и цены наших изданий для заполнения абонемента на подписку есть в каталогах: «Газеты и журналы» агентства «Роспечать», каталог Российской Прессы «Почта России». Цены в каталогах указаны с учетом почтовой доставки.

Подписные цены, указанные в данном журнале, применяются при подписке в любом почтовом отделении России.



2 ПОДПИСКА В РЕДАКЦИИ



Подписаться на журнал можно непосредственно в Издательстве с любого номера и на любой срок, доставка – за счет Издательства. Для оформления подписки необходимо получить счет на оплату, прислав заявку по электронному адресу podpiska@panor.ru или по факсу (495) 250-7524, а также позвонив по телефонам: (495) 749-2164, 211-5418.

Внимательно ознакомьтесь с образцом заполнения платежного поручения и заполните все необходимые данные (в платежном поручении, в графе «Назначение платежа», обязательно укажите: «За подписку на журнал» (название журнала), период подписки, а также точный почтовый адрес (с индексом), по которому мы должны отправить журнал.

Оплата должна быть произведена до 15-го числа предподписного месяца.

РЕКВИЗИТЫ ДЛЯ ОПЛАТЫ ПОДПИСКИ

Получатель: НП ИД «Панорама». ИНН 7702558751 / КПП 770201001, р/сч. № 40703810038180133849
Вернадское ОСБ №7970 г. Москва
Банк получателя: Сбербанк России ОАО, г. Москва.
БИК 044525225, к/сч. № 30101810400000000225

3 ПОДПИСКА В СБЕРБАНКЕ



ОФОРМЛЯЕТСЯ В ЛЮБОМ ОТДЕЛЕНИИ СБЕРБАНКА РОССИИ

Частные лица могут оформить подписку в любом отделении Сбербанка России (окно «Прием платежей»), заполнив и оплатив квитанцию (форма ПД-4) на перевод денег по указанным реквизитам ООО ИД «Панорама» по льготной цене подписки через редакцию, указанную в настоящем журнале.

В графе «Вид платежа» необходимо указать издание, на которое Вы подписываетесь, и период подписки, например 6 месяцев.

Не забудьте указать на бланке ваши Ф.И.О. и подробный адрес доставки.

4 ПОДПИСКА НА САЙТЕ



ПОДПИСКА НА САЙТЕ www.panor.ru

На все вопросы, связанные с подпиской, вам с удовольствием ответят по телефону (495) 211-5418.

На правах рекламы

Образец платежного поручения

Поступ. в банк плат.		Списано со сч. плат.		XXXXXXX	
ПЛАТЕЖНОЕ ПОРУЧЕНИЕ №			Дата	электронно Вид платежа	
Сумма прописью	ИНН	КПП	Сумма	Сч. №	
				БИК	
Плательщик	Банк плательщика		Сч. №	БИК	Сч. №
ИНН 7702558751	КПП 7702011001	Сч. №	40703810038180133849		
НП ИД «Панорама»		Вид оп.	01	Срок плат.	
		Наз. пл.		Очер. плат.	6
Получатель		Код		Рез. поле	
Оплата за подписку на журнал _____ (экз.)					
на _____ месяцев, в том числе НДС (10%) _____					
Адрес доставки: индекс _____, город _____,					
ул. _____, дом _____, корп. _____, офис _____					
телефон _____					
Назначение платежа		Подписи		Отметки банка	
М.П.		_____		_____	

**Журнал
«ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ.
ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА
И ПОДДЕРЖАНИЕ ЕГО
КВАЛИФИКАЦИИ»
№2/2009**

Редакционный совет:
В.П. Будовский, к.т.н., доцент
В.Т. Воронин, к.т.н.
Ю.Г. Кононов, д.т.н.
М.Ш. Мисриханов, д.т.н.

Главный редактор:
Валерий Павлович Будовский
тел.: +7 8 (916) 497-07-95
+7 (495) 621-99-98

e-mail: dispatcher@inbox.ru
http://oue.promtransizdat.ru

Издательский дом «ПАНОРАМА»
107031, Москва, а/я 49

По вопросам подписки
тел. +7 (495) 621-99-98,
625-96-11



Все статьи настоящего номера отражают личную точку зрения авторов, которая может не совпадать с мнением редакции.

Подписано в печать 20.03.09.
Формат 60x88/8.
Бумага офсетная.
Печ. л. 7.
Печать офсетная.
Заказ №



ГЛАВНЫЕ ТЕМЫ НОМЕРА

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

Электроэнергетика. Термины и определения. (Стандарт РАО «ЕЭС России»)
Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» «Электроэнергетика. Термины и определения» (далее Стандарт) устанавливает рекомендуемую терминологию в сфере электроэнергетики, в том числе в организационной, экономической и инженерно-технической деятельности. Стандарт определяет основные понятия в указанных сферах деятельности. Приведенные в Стандарте термины и определения заимствованы из действующих нормативных документов, в том числе федеральных законов, государственных терминологических и иных стандартов, а также справочников, энциклопедий и других источников. Вместе с тем стандарт содержит вновь вводимые термины и определения, которых нет в нормативных документах.

Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. (Стандарт РАО «ЕЭС России»)
Стандарт регламентирует порядок действий диспетчерского и оперативного персонала в электроэнергетике по предотвращению развития и ликвидации наиболее характерных аварийных нарушений нормального режима электрической части Единой энергетической системы России, а также технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, расположенных на территории Российской Федерации.

Синхронное объединение ЕЭС/ОЭС с UCTE.
Обзор основных работ и результатов Проекта. (ноябрь-2008, неофициальный перевод с английского)
В статье описываются результаты предварительных исследований возможности синхронного объединения энергосистем стран СНГ и Балтии с энергосистемами стран, входящих в Союз по координации передачи электроэнергии (UCTE).

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

45	К читателям	3
ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ		
	Электроэнергетика. Термины и определения	4
	Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем	19
АВАРИИ, АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ		
	Диспетчерские задачи	25
ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ		
	В.П. Будовский Методы оценки надежности электроэнергетических систем методами теории рисков	26
ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ		
	Синхронное объединение ЕЭС/ОЭС с UCTE. Обзор основных работ и результатов Проекта. (ноябрь 2008, неофициальный перевод с английского)	42
	Бернард Юкер, Петер Леупп, Том Сьоквист Электроэнергия	53
ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ		
	Роман Тян Методы нумерации узлов сети в режимном тренажере диспетчера Финист	58
	ОТВЕТЫ НА ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ЗАДАЧИ	64

Карельское РДУ**К читателям****Уважаемые коллеги!**

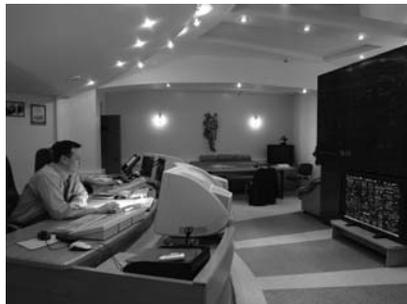
В рубрике «Официальные и нормативно-технические документы» продолжаем публикацию стандарта «Электроэнергетика. Термины и определения», а также завершаем публикацию стандарта ОАО «СО ЕЭС» «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем».

Надеемся, что наших читателей заинтересует материал рубрики «Диспетчерское управление за рубежом», посвященный синхронному объединению ЕЭС России и энергообъединения UCTE западной Европы.

Финансовые трудности не миновали и наше издательство. По всей видимости, со 2-го полугодия наш журнал не будет издаваться. Надеемся, что наше общение на страницах журнала было для вас, дорогие читатели, и интересным и полезным.

Всего вам самого доброго. Может быть, еще встретимся.

**Главный редактор журнала
«Оперативное управление в электроэнергетике»**

Кольское РДУ**РДУ Коми****ОДУ Северо-Запада****Архангельское РДУ****Балтийское РДУ****Ленинградское РДУ****Новгородское РДУ**

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ»
СТО 17330282.27.010.001-2008**

**«ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА.
ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ»**

Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам

Дата введения — 2008.06.20

(Данная публикация не является официальным документом)

(Продолжение, начало в № 5 за 2008 год)

Предисловие

Настоящий Стандарт устанавливает рекомендуемую терминологию в сфере электроэнергетики, включая управленческую, экономическую и инженерно-техническую деятельность, а также применяемую технику и технологии.

Стандарт разработан в соответствии с требованиями Федерального закона «О техническом регулировании» от 27.12.2002 № 184-ФЗ.

2. Техника и технология

2.1. Основные технические понятия в электротехнике и электроэнергетике. Электрические станции (электрическая часть). Релейная защита и автоматизация энергосистем. Электрические сети и системы. Надежность электроэнергетических систем

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.635	Лампа газоразрядная	Лампа, создающая световой поток при электрическом разряде в газе	Gas discharge lamp
2.1.636	Лампа галогенная	Лампа, внутри (или в) замкнутого (замкнутом) пространства содержится инертный газ, галогены или его соединения	Halogen lamp
2.1.637	Лампа дневного света	Электрическая лампа, свет которой по своему спектральному составу в видимой области спектра приближается к дневному свету	Day light lamp
2.1.638	Лампа дуговая	Разрядная лампа, в которой свет излучается дуговым разрядом или электродами	Arclamp
2.1.639	Лампа люминесцентная	Разрядная лампа, в которой свет излучается в основном слое люминесцирующего вещества, возбуждаемого ультрафиолетовым излучением электрического разряда	Fluorescent
2.1.640	Лампа накаливания	Электрическая лампа, в которой свет излучается проводником, раскаленным в результате прохождения через него электрического тока	Incandescent (electric) lamp
2.1.641	Лампа разрядная	Электрическая лампа, в которой свет возникает в результате электрического разряда в газе, парах металлов или в смеси газа с парами	Discharge lamp
2.1.642	Лампа с горячим катодом	Разрядная лампа, в которой свет создается положительным столбом дугового разряда	Hot-cathode lamp
2.1.643	Лампа с холодным катодом	Разрядная лампа, в которой свет создается тлеющим разрядом с положительным свечением	Cold cathode lamp
2.1.644	Лампа ультрафиолетовая	Ртутная лампа низкого давления ультрафиолетового излучения, световые качества которой представляют второстепенное значение	Ultraviolet lamp

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.645	Лампа электрическая (лампа)	Источник оптического излучения, создаваемого в результате преобразования электрической энергии	Lamp
2.1.646	Лампа электронная	Устройство, в котором электрический ток между электродами, расположенными в колбе, обусловлен электронами, движущимися в вакууме, или ионами, движущимися в газовой среде	Electronic tube
2.1.647	Лингвистическое обеспечение автоматизированной системы	Совокупность средств и правил формализации естественного языка, используемых при общении пользователей и эксплуатационного персонала автоматизированной системы с комплексом средств автоматизации при функционировании автоматизированной системы	Automated system linguistic support
2.1.648	Линейная плотность электрического заряда	Скалярная величина, характеризующая распределение электрического заряда вдоль линии, равная пределу отношения электрического заряда к элементу линии, который содержит этот заряд, когда длина этого элемента стремится к нулю	Line density of electric charge
2.1.649	Линейная плотность электрического тока	Векторная величина, равная пределу произведения плотности электрического тока проводимости, протекающего в тонком слое у поверхности тела, и толщины этого слоя, когда последняя стремится к нулю	Linear current density
2.1.650	Линейный изолятор	Изолятор, предназначенный для подвешивания проводов на опорах воздушных линий электропередачи	Line insulator
2.1.651	Линия питающая	Электрическая линия, снабжающая электрической энергией одну или более питаемых (распределительных) подстанций	Main feed line
2.1.652	Линия постоянного тока униполярная	Линия электропередачи постоянного тока, в качестве второго полюса которой используется земля	Monopolar d.c. link
2.1.653	Линия потребителя питающая	Линия, отходящая от распределительной сети к электроустановке потребителя	Transmission feeder
2.1.654	Линия электропередачи (ЛЭП)	Электроустановка, состоящая из проводов, кабелей, изолирующих элементов и несущих конструкций, предназначенная для передачи электрической энергии между двумя пунктами энергосистемы с возможным промежуточным отбором.	Electric line
2.1.655	Линия электропередачи воздушная	Устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным с помощью изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т.п.)	Overhead transmission line
2.1.656	Линия электропередачи газоизолированная	Линия электропередачи, токоведущие части которой заключены в металлический кожух, заполненный изолирующим газом	Gas insulated line
2.1.657	Линия электропередачи двухцепная	Линия электропередачи, имеющая два комплекта фазных или разнополярных электрических проводов, расположенных на общих опорах	Double-circuit transmission line
2.1.658	Линия электропередачи кабельная	Линия для передачи электроэнергии, состоящая из одного или нескольких, соединенных между собой без коммутационных аппаратов параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями	Cable transmission line
2.1.659	Линия электропередачи компактная	Линия электропередачи с большим, чем традиционно, расщеплением фаз, более сближенных между собой, расстояние между которыми может фиксироваться изолирующими распорками	Compact transmission line

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.660	Линия электропередачи многоцепная	Линия электропередачи, имеющая более двух комплектов фазных или разнополярных электрических проводов	Multicircuit transmission line
2.1.661	Линия электропередачи многоцепная комбинированная	Линия электропередачи, на опорах которой подвешено несколько комплектов фазных или разнополярных проводов разных номинальных напряжений	Combined transmission line
2.1.662	Линия электропередачи одноцепная	Линия электропередачи, имеющая один комплект фазных или разнополярных электрических проводов	Single-circuit transmission line
2.1.663	Линия электропередачи радиальная	Линия электропередачи, в которую электрическая энергия поступает только с одной стороны	Radial feeder
2.1.664	Ложное срабатывание релейной защиты	Срабатывание защиты при отсутствии повреждения в электроэнергетической системе	Misoperation of protection in the absence of power system fault
2.1.665	Магистраль воздушной линии	Участок линии от питающей трансформаторной подстанции до концевой опоры	Highway of overhead line
2.1.666	Магистраль заземления (зануления)	Заземляющий (нулевой защитный) проводник с двумя или более ответвлениями.	Earthing (grounding) line
2.1.667	Магнетик	Вещество, основным свойством которого является способность намагничиваться	Magnetic susceptibility
2.1.668	Магнитная восприимчивость	Величина, характеризующая свойство вещества намагничиваться в магнитном поле	Magnetic induction
2.1.669	Магнитная индукция	Векторная величина, характеризующая магнитное поле и определяющая силу, действующую на движущуюся электрически заряженную частицу со стороны магнитного поля	Critical field density of superconductor
2.1.670	Магнитная индукция сверхпроводника критическая	Магнитная индукция, характеризующая обратимый переход сверхпроводника из нормального состояния в сверхпроводящее и равная магнитной индукции, при которой при данной температуре сопротивление сверхпроводника составляет половину его нормального сопротивления	Space (vacuum) permeability
2.1.671	Магнитная постоянная	Коэффициент, применяемый в расчетных выражениях и равный $4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м.	Permeance
2.1.672	Магнитная проводимость	Скалярная величина, равная отношению магнитного потока в рассматриваемом участке магнитной цепи к разности скалярных магнитных потенциалов на этом участке	Magnetic permeability
2.1.673	Магнитная проницаемость	Величина, характеризующая изменение магнитной индукции среды при воздействии магнитного поля	Magnetic system of rotating electric machine
2.1.674	Магнитная система вращающейся электрической машины	Совокупность элементов вращающейся электрической машины, предназначенных для проведения основного магнитного потока	Magnetic system of transformer
2.1.675	Магнитная система трансформатора	Комплект пластин или других элементов из электротехнической стали или другого ферромагнитного материала, собранных в определенной геометрической форме, предназначенный для локализации в нем основного магнитного поля трансформатора	Magnetic system of electrotechnical device (equipment)
2.1.676	Магнитная система электротехнического изделия (устройства)	Часть электротехнического изделия (устройства), представляющая совокупность ферромагнитных деталей, предназначенную для проведения в ней основной части магнитного потока	Magnetic circuit
2.1.677	Магнитная цепь	Совокупность устройств, содержащих ферромагнитные тела, электромагнитные процессы в которых могут быть описаны с помощью понятий магнитодвижущей силы, магнитного потока и разности магнитных потенциалов	

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.678	Магнитное поле	Одна из двух форм (сторон) электромагнитного поля, характеризующаяся воздействием на движущуюся электрически заряженную частицу с силой, пропорциональной заряду этой частицы и ее скорости	Magnetic field
2.1.679	Магнитное поле рассеяния обмоток	Часть магнитного поля трансформатора, созданная той частью магнитодвижущих сил всех его основных обмоток, геометрическая сумма векторов которых в каждой фазе обмоток равна нулю <i>Примечание.</i> Предполагается наличие тока не менее чем в двух основных обмотках	Leakage magnetic field of transformer
2.1.680	Магнитное поле токов нулевой последовательности	Часть магнитного поля трансформатора, созданная геометрической суммой магнитодвижущих сил токов нулевой последовательности всех его основных обмоток	Magnetic field of zero string currents
2.1.681	Магнитное поле трансформатора	Магнитное поле, созданное в трансформаторе совокупностью магнитодвижущих сил всех его обмоток и других частей, в которых протекает электрический ток <i>Примечание.</i> Для расчетов, определения параметров и проведения исследований магнитное поле трансформатора может быть условно разделено на взаимосвязанные части: основное поле, поле рассеяния обмоток, поле токов нулевой последовательности и т.д.	Magnetic field of transformer
2.1.682	Магнитное сопротивление	Скалярная величина, равная отношению разности скалярных магнитных потенциалов на рассматриваемом участке магнитной цепи к магнитному потоку в этом участке	Reluctance
2.1.683	Магнитный материал	Материал, обладающий свойствами ферромагнетика или ферримагнетика	Magnetic material
2.1.684	Магнитный поток	Скалярная величина, равная потоку магнитной индукции	Magnetic flux
2.1.685	Магнитный стержень электротехнического изделия (устройства)	Сердечник (магнитопровод) электротехнического изделия (устройства), имеющий форму призмы или цилиндра	Magnetic core of electrotechnical device (equipment)
2.1.686	Магнитодвижущая сила (вдоль контура)	Скалярная величина, равная линейному интегралу напряженности магнитного поля вдоль рассматриваемого контура и равная полному току, охватываемому этим контуром	Magnetomotive force
2.1.687	Магнитопровод электротехнического изделия (устройства)	Магнитная система электротехнического изделия(устройства) или совокупность нескольких ее частей в виде отдельной конструктивной машины	Coil flux guide
2.1.688	Магнитостатическое поле	Магнитное поле неподвижных намагниченных тел	Magnetic static field
2.1.689	Максимально допустимый переток	Наибольший переток в сечении электрической сети, удовлетворяющий всем установленным требованиям надежности в нормальном режиме	Maximum allowed power flow
2.1.690	Максимум нагрузки энергосистемы	Наибольшее значение активной нагрузки энергосистемы за определенный период времени.	Maximum load of power system
2.1.691	Максимум нагрузки энергоустановки (группы энергоустановок) (максимум нагрузки)	Наибольшее значение нагрузки энергоустановки потребителя (группы энергоустановок) за установленный интервал времени	Maximum load of power plant (of a set of power plants)
2.1.692	Маслоприемник	Емкость, предназначенная для сбора масла в случае его утечки из трансформатора или другого маслонаполненного оборудования	Oil leakage sump
2.1.693	Маслоуказатель трансформатора	Указатель уровня масла или другого жидкого диэлектрика в трансформаторе или его расширителе	Oil gauge glass of transformer

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.694	Математическое обеспечение автоматизированной системы	Совокупность математических методов, моделей и алгоритмов, примененных в автоматизированной системе	Automated system mathematical support
2.1.695	Материал диэлектрический	Электротехнический материал, обладающим большим удельным электротехническим сопротивлением и способностью поляризоваться	Dielectric material
2.1.696	Матрица главных контуров	Матрица контуров, записанная для главных контуров графа электрической цепи, направление обхода которых принимают совпадающим с направлением ветви связи главного контура графа.	Matrix of main circuits
2.1.697	Матрица главных сечений	Матрица сечений, записанная для главных сечений, направления которых принимают совпадающими с направлением ветви дерева главного сечения	Matrix of main sections
2.1.698	Матрица инцидентий	Матрица, отражающая топологию электрической сети, например матрица инцидентий узловых ветвей, матрица инцидентий контурных ветвей	Incidence matrix
2.1.699	Матрица контурных сопротивлений	Матрица, описывающая связь между контурными напряжениями и токами	Mesh impedance matrix
2.1.700	Матрица контуров	Прямоугольная матрица, строки которой соответствуют связям графа, а столбцы — ветвям направленного графа электрической цепи, элементы которой равны нулю, единице или минус единице, если данная ветвь соответственно не принадлежит данному контуру, принадлежит данному контуру и ее направление совпадает с направлением обхода контура или принадлежит данному контуру и ее направление противоположно направлению обхода контура графа электрической цепи	Loop matrix
2.1.701	Матрица полных сопротивлений	Обратная матрица узловых проводимостей	Bus impedance matrix; Z bus matrix
2.1.702	Матрица сечений	Прямоугольная матрица, строки которой соответствуют ветвям дерева, а столбцы — ветвям направленного графа электрической цепи и элементы которой равны нулю, единице или минус единице, если при образовании замкнутой поверхности, разрезающей только одну данную ветвь дерева и связи графа, ветвь соответственно не разрывается, разрывается и направлена к поверхности согласно данной ветви дерева, разрывается и направлена к поверхности против данной ветви дерева	Section matrix
2.1.703	Матрица узловых проводимостей	Матрица, описывающая зависимость между входными токами узлов и узловыми потенциалами.	Bus admittance matrix; Y bus matrix
2.1.704	Машина асинхронизированная синхронная	Неявнополюсная синхронная машина с продольно-поперечным возбуждением, у которой обмотки возбуждения присоединяются к преобразователю частоты	Asynchronized synchronous machine
2.1.705	Машина асинхронная	Электромеханический преобразователь энергии, у которого частота вращения ротора не равна частоте вращения магнитного поля статора	Asynchronous machine
2.1.706	Машина асинхронная с короткозамкнутым ротором (короткозамкнутая машина)	Асинхронная машина, у которой ротор выполнен в виде беличьей клетки	Short circuit machine
2.1.707	Машина асинхронная с фазным ротором (машина с фазным ротором)	Асинхронная машина, у которой обмотка ротора присоединена к контактным кольцам	Wound rotor machine
2.1.708	Машина бесконтактная	Вращающаяся электрическая машина, в которой все электрические связи обмоток, участвующих в основном процессе преобразования энергии, осуществляются без применения коммутирующих или скользящих электрических контактов	Contactless electric machine

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.709	Машина бесщеточная	Вращающаяся электрическая машина, в которой все электрические связи обмоток, участвующих в основном процессе преобразования энергии, осуществляются без скользящих электрических контактов	Machine without collectors
2.1.710	Машина вентильная	Бесщеточная машина постоянного тока, обмотка якоря которой связана с внешними цепями через вентильное коммутирующее устройство	Value controller machine
2.1.711	Машина индукторная	Синхронная машина, у которой статор выполняет функции якоря и индуктора и у которой процесс преобразования энергии обусловлен пульсациями магнитной индукции вследствие зубчатости ротора	Inductor machine
2.1.712	Машина коллекторная	Вращающаяся электрическая машина, у которой хотя бы одна из обмоток, участвующих в основном процессе преобразования энергии, соединена с коллектором	Commutator machine
2.1.713	Машина неявнополюсная	Разноименнополюсная машина с равномерным основным воздушным зазором	Round rotor machine
2.1.714	Машина параллельного возбуждения	Машина с самовозбуждением, цепь обмотки возбуждения которой соединена с цепью якоря параллельно непосредственно или через преобразовательное устройство	Machine with shunt excitation
2.1.715	Машина переменного тока вращающаяся	Вращающаяся электрическая машина, основной процесс преобразования энергии в которой обусловлен потреблением или генерированием переменного электрического тока. <i>Примечание.</i> В зависимости от числа фаз внешних цепей, к которым подключаются электрические машины, применяют термины: «однофазная машина», «двухфазная машина», «многофазная машина»	Ac rotating machine
2.1.716	Машина последовательного возбуждения	Машина с самовозбуждением, обмотка возбуждения которой соединена с цепью якоря последовательно непосредственно или через преобразовательное устройство	Machine with series excitation
2.1.717	Машина постоянного тока вращающаяся	Вращающаяся электрическая машина, основной процесс преобразования энергии в которой обусловлен потреблением или генерированием только постоянного электрического тока	Dc rotating machine
2.1.718	Машина разноименнополюсная	Вращающаяся электрическая машина, у которой нормальная составляющая магнитной индукции в различных участках основного воздушного зазора имеет разные знаки	Heteronymously-pole machine
2.1.719	Машина с комбинированным возбуждением	Вращающаяся электрическая машина, возбуждаемая постоянными магнитами и обмотками возбуждения, питаемыми электрическим током	Machine with combined excitation
2.1.720	Машина с контактными кольцами	Вращающаяся электрическая машина, у которой хотя бы одна из обмоток, участвующих в основном процессе преобразования энергии, соединена с контактными кольцами	Machine with collectors
2.1.721	Машина с независимым возбуждением	Машина с электромагнитным возбуждением, все обмотки возбуждения которой питаются от посторонних источников электрического тока	Machine with independent excitation
2.1.722	Машина с самовозбуждением	Машина с электромагнитным возбуждением, обмотки возбуждения которой питаются током якоря или частью тока якоря	Machine with self-excitation

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.723	Машина с электромагнитным возбуждением	Вращающаяся электрическая машина с одной или несколькими обмотками возбуждения, питаемыми электрическим током	Machine with electro-magnetic excitation
2.1.724	Машина синхронная	Бесколлекторная машина переменного тока, у которой в установившемся режиме отношение частоты вращения ротора к частоте тока в цепи, подключенной к обмотке якоря, не зависит от нагрузки в области допустимых нагрузок	Synchronous machine
2.1.725	Машина смешанного возбуждения	Машина с самовозбуждением, имеющая по меньшей мере две обмотки возбуждения, одна из которых соединена с цепью якоря последовательно непосредственно или через преобразовательное устройство, а остальные — параллельно	Machine with compound (mixed) excitation
2.1.726	Машина униполярная	Одноименнополюсная бесколлекторная машина постоянного тока, якорь которой связан с внешними цепями скользящими контактами	Unipolar machine
2.1.727	Машина электрическая	Устройство для взаимного преобразования механической и электрической энергии	Electrical machine
2.1.728	Машина электрическая вращающаяся	Электротехническое устройство, предназначенное для преобразования энергии на основе электромагнитной индукции и взаимодействия магнитного поля с электрическим током, содержащее по крайней мере, две части, участвующие в основном процессе преобразования и имеющие возможность вращаться или поворачиваться относительно друг друга	Electrical rotating machinery
2.1.729	Машина явнополюсная	Разноименнополюсная машина, в которой полюса выступают в сторону основного воздушного зазора	Salient-pole machine
2.1.730	Мгновенное значение параметра электрической энергии (мгновенное значение)	Значение параметра электрической энергии в рассматриваемый момент времени	Instantaneous value of electricity parameter (instantaneous value)
2.1.731	Мгновенное значение электрического тока	Значение электрического тока в рассматриваемый момент времени <i>Примечание.</i> Аналогично определяют мгновенные значения электрического напряжения, электродвижущей силы, магнитного потока и т.д.	Instantaneous current value
2.1.732	Межсистемный переток	Мощность, передаваемая по межсистемной связи	Interconnection tie flow
2.1.733	Метод исследования надежности, аналитический	Метод исследования надежности, основанный на использовании функциональных соотношений	Analytical reliability technique
2.1.734	Метод исследования надежности, вероятностный	Метод расчета надежности, основывающийся на теоретико-вероятностных формулировках	Probabilistic reliability technique
2.1.735	Метод исследования надежности, детерминистический	Метод расчета надежности, основывающийся на рассмотрении конкретных (граничных или заданных по тяжести) сценариев воздействия на объект без учета их вероятностных характеристик	Deterministic reliability technique
2.1.736	Метод исследования надежности, статистический	Методы исследования надежности, в которых процесс функционирования объекта представляется вероятностной моделью, многократно применяемой.	Statistical reliability technique
2.1.737	Метод определения надежности экспериментальный	Метод, основанный на статистической обработке данных, получаемых при испытаниях или эксплуатации объекта в целом	Experimental reliability assessment
2.1.738	Метод оценки надежности расчетный	Метод, основанный на вычислении показателей надежности по справочным данным о надежности компонентов и комплектующих элементов объекта, по данным о надежности объектов-аналогов, по данным о свойствах материалов и другой информации, имеющейся к моменту оценки надежности	Analytical reliability assessment

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.739	Методическое обеспечение автоматизированной системы	Совокупность документов, описывающих технологию функционирования автоматизированной системы, методы выбора и применения пользователями технологических приемов для получения конкретных результатов	Automated system methodical support
2.1.740	Минимум нагрузки энергосистемы	Наименьшее значение активной нагрузки за определенный период времени	Minimal load of power system
2.1.741	Минута системная	Мера тяжести незапланированных отключений нагрузки в определенный период (обычно один год), выраженная в МВт × мин., определяемая путем деления величины недоотпущенной электроэнергии за рассматриваемый период на максимальную нагрузку (МВт) в этот период	System minute
2.1.742	Многokrатное автоматическое повторное включение	Автоматическое повторное включение, которое повторяется два или три раза	Multiple automatic reclosure
2.1.743	Многополюсник	Часть электрической цепи, имеющая более двух выделенных выводов	Multiterminal network
2.1.744	Многофазная система электрических токов	Совокупность синусоидальных электрических токов одной частоты, сдвинутых друг относительно друга по фазе, действующих в многофазной системе электрических цепей <i>Примечание.</i> Аналогично определяют многофазные системы электрических напряжений, электродвижущих сил, магнитных потоков и т.д.	Polyphase current system
2.1.745	Многофазная система электрических цепей	Совокупность электрических цепей, в которых действуют синусоидальные электродвижущие силы одной и той же частоты, сдвинутые друг относительно друга по фазе, создаваемые общим источником электрической энергии	Polyphase system of circuits
2.1.746	Многофазный реактор	Реактор, включаемый в многофазную электрическую цепь, части которого, относящиеся к разным фазам, существенно связаны между собой конструктивно или электромагнитным полем <i>Примечание.</i> Многофазный реактор, предназначенный для включения в трехфазную цепь с практически симметричной в номинальном режиме системой токов или напряжений, называется трехфазным	Multiphase reactor
2.1.747	Модуль выключателя	Часть выключателя, имеющая законченное конструктивное оформление и рассчитанная на определенное напряжение или ток, которая при соединении с такими же частями создает возможность выполнения полюса на более высокие номинальные напряжения или токи	Switch module
2.1.748	Молниеотвод	Металлический провод или стержень и шина, помещаемые на сооружении для отвода тока молнии в землю	Lightning conductor
2.1.749	Мониторинг надежности	Систематические наблюдения, регистрация, анализ и прогнозирование показателей надежности с целью оценки их текущего и ожидаемого уровня, подготовки информации для обоснования и выбора мероприятий по обеспечению эффективного функционирования и развития систем электроэнергетики	Reliability monitoring
2.1.750	Мощность генерирующая установленная суммарная	Суммарная номинальная активная мощность генераторов электростанций, входящих в состав электроэнергетической системы	Total installed generating capacity

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.751	Мощность (двухполюсника) мгновенная	Скорость поступления в двухполюсник электромагнитной энергии в рассматриваемый момент времени, равная произведению мгновенных значений электрического напряжения и электрического тока на входе двухполюсника	Instantaneous power (of two-terminal device)
2.1.752	Мощность автотрансформатора номинальная	Номинальная проходная мощность обмоток, имеющих общую часть <i>Примечание.</i> Под обмотками понимаются обмотки высшего и низшего напряжения в двухобмоточном и обмотки высшего и среднего напряжения в трехобмоточном автотрансформаторе	Rated power of auto-transformer
2.1.753	Мощность автотрансформатора проходная	Мощность, передаваемая автотрансформатором из одной сети в другую, равная сумме его электромагнитной и электрической мощностей	Throughput power of autotransformer
2.1.754	Мощность автотрансформатора электрическая	Мощность, непосредственно передаваемая автотрансформатором из одной сети в другую электрическим путем благодаря гальванической связи между соответствующими обмотками, равная произведению напряжения общей обмотки на ток последовательной обмотки автотрансформатора и коэффициент, учитывающий число фаз	Electric power of auto-transformer
2.1.755	Мощность автотрансформатора электромагнитная	Мощность, передаваемая автотрансформатором из одной сети в другую посредством электромагнитной индукции, равная мощности общей или последовательной обмотки автотрансформатора	Electromagnetic power of autotransformer
2.1.756	Мощность агрегата (электростанции) располагаемая (располагаемая мощность)	Установленная мощность генерирующего агрегата (электростанции), за вычетом ограничений его мощности	Available power station capacity
2.1.757	Мощность активная (двухполюсника)	Величина, равная среднearифметическому значению мгновенной мощности двухполюсника за период изменения переменного тока	Two-terminal network active power
2.1.758	Мощность генерирующая максимально доступная	Часть установленной мощности объектов по производству электрической и тепловой энергии за исключением мощности, не используемой для производства электрической и тепловой энергии по причине технической неисправности таких объектов	Maximum accessible generating capacity
2.1.759	Мощность генерирующая рабочая	Часть максимально доступной мощности объектов по производству электрической и тепловой энергии, за исключением мощности объектов электроэнергетики, выведенных в установленном порядке в ремонт и из эксплуатации.	Operating generating power
2.1.760	Мощность двухобмоточного трансформатора номинальная	Номинальная мощность каждой из обмоток трансформатора <i>Примечание.</i> В трансформаторе с расщепленной обмоткой номинальная мощность — это мощность нерасщепленной обмотки или равная ей суммарная мощность частей расщепленной обмотки	Rated power of two-winding transformer
2.1.761	Мощность двухполюсника полная	Величина, равная произведению действующих значений электрического напряжения и электрического тока на входе двухполюсника	Total power of two-terminal network
2.1.762	Мощность комплексная (двухполюсника)	Комплексная величина, равная произведению комплексного действующего значения синусоидального электрического напряжения и сопряженного комплексного действующего значения синусоидального электрического тока двухполюсника	Complex power (of two-terminal device)

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.763	Мощность конденсатора номинальная	Реактивная мощность, на которую рассчитан конденсатор, при номинальном напряжении, номинальной емкости и номинальной частоте	Capacitor nominal power
2.1.764	Мощность короткого замыкания	Условная величина, равная увеличенному в $\sqrt{3}$ раз произведению тока трехфазного короткого замыкания на номинальное напряжение соответствующей электрической цепи	Short-circuit power
2.1.765	Мощность обмотки (ответвления обмотки) номинальная	Указанное на паспортной табличке трансформатора значение полной мощности на основном (данном) ответвлении, гарантированное изготовителем в номинальных условиях места установки и охлаждающей среды при номинальной частоте и номинальном напряжении обмотки (ответвления) <i>Примечание.</i> Если на паспортной табличке трансформатора указаны несколько мощностей, соответствующих различным способам охлаждения, то за номинальную принимают наибольшую из этих мощностей	Rated winding power
2.1.766	Мощность обмотки трансформатора	Полная мощность, подводимая к этой обмотке от внешней цепи или отводимая от нее во внешнюю цепь	Power of transformer winding
2.1.767	Мощность первичного регулирования нагрузки потребителей	Значение изменения мощности нагрузки потребителей в процессе первичного регулирования	Power of primary control of consumers load
2.1.768	Мощность первичного регулирования электростанций	Значение изменения мощности электростанций в процессе первичного регулирования	Power of primary control of electric power station
2.1.769	Мощность первичного регулирования энергосистемы, области регулирования	Сумма абсолютных значений мощностей первичного регулирования электростанций и нагрузки потребителей в процессе первичного регулирования	Power control of power system, control area
2.1.770	Мощность полезная	Мощность, отдаваемая устройством в определенной форме и для определенной цели, равна полной мощности за вычетом затрат мощности на приведение в действие вспомогательных агрегатов или механизмов, необходимых для его работы.	Useful capacity
2.1.771	Мощность потерь конденсатора	Активная мощность, потребляемая конденсатором при переменном напряжении, включая потери в предохранителях и разрядных резисторах, встроенных в конденсатор.	Capacitor power of losses
2.1.772	Мощность потребляемая	Общая мощность, получаемая устройством или совокупностью устройств	Input power
2.1.773	Мощность реактивная (двухполюсника)	Величина, равная при синусоидальных электрическом токе и электрическом напряжении произведению действующего значения напряжения на действующее значение тока и на синус сдвига фаз между напряжением и током двухполюсника	Reactive capacity (of two-terminal network)
2.1.774	Мощность ступени конденсаторной установки	Значение мощности, на которую можно изменить мощность конденсаторной установки в пределах суммарной мощности	Stage power
2.1.775	Мощность трехобмоточного трансформатора номинальная	Наибольшая из номинальных мощностей отдельных обмоток трансформатора	Rated power of three-winding transformer
2.1.776	Мощность электроприемников установленная	Сумма номинальных мощностей электроприемников	Installed capacity of collectors
2.1.777	Мощность электростанции рабочая (рабочая мощность)	Располагаемая мощность электростанции, за вычетом мощности оборудования, выведенного в ремонт	Operating capacity of electric power station
2.1.778	Мощность электроустановки установленная (установленная мощность)	Наибольшая электрическая мощность, с которой электроустановка может длительно работать без перегрузки в соответствии с техническими условиями или паспортом на оборудование	Installed capacity of electric power plant

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.779	Мощность электроустановки (группы электроустановок)	Суммарная мощность, отдаваемая генераторами или потребляемая энергопринимающими устройствами в данный момент времени	Capacity of power plant (of a set of power plants)
2.1.780	Мощность электроустановки заявленная	Предельная величина мощности в текущем периоде регулирования, исчисляемая в мегаваттах (МВт) и определенная в договоре оказания услуг по передаче электроэнергии между сетевой организацией и потребителем услуг по передаче электрической энергии. Величина заявленной мощности не может превышать максимальную мощность определенную техническими условиями и актом о технологическом присоединении	Claimed (announced) capacity of power plant
2.1.781	Мощность электроустановки присоединенная (присоединенная мощность)	Сумма номинальных мощностей приемников электрической энергии потребителя, подключенных к электрической сети	Associated power of electrical installation
2.1.782	Мощность электроустановки резервная (резервная мощность)	Разность между рабочей мощностью генерирующей электроустановки и мощностью, генерируемой в установленный момент времени	Reserve power
2.1.783	Мощность энергосистемы включенная	Суммарная располагаемая мощность генераторов энергосистемы, находящихся в данный момент в работе	Real capacity of power system
2.1.784	Муфта концевая	Устройство, устанавливаемое на конце кабеля для обеспечения его электрического соединения с другими частями системы и для защиты изоляции кабеля до точки присоединения	Termination
2.1.785	Муфта переходная	Устройство, обеспечивающее соединение двух кабелей, имеющих изоляцию разных типов	Transition joint
2.1.786	Муфта разделительная	Муфта, герметически присоединенная к многожильному кабелю, обеспечивающая возможность использования отдельных жил в качестве одножильных кабелей без нарушения изоляции жилы	Dividing box splitter box
2.1.787	Муфта соединительная	Устройство, обеспечивающее соединение между двумя кабелями с целью обеспечения непрерывности цепи	Straight joint
2.1.788	Муфта соединительная тройниковая	Устройство для соединения между трехжильным кабелем и тремя одножильными кабелями.	Trifurcating joint
2.1.789	Муфта стопорная	Устройство для соединения двух кабелей, при котором электроизоляционная среда в каждом кабеле отделяется от электроизоляционной среды другого кабеля с помощью устойчивого к давлению барьера	Stop joint
2.1.790	Муфта электромагнитная	Устройство, передающее момент с одного вала на другой электромагнитными средствами	Electromagnetic muft (joint)
2.1.791	Нагрузка генератора	Электрическая мощность производимая генератором электростанции	Generator loading
2.1.792	Нагрузка генераторов электростанции суммарная	Электрическая мощность, вырабатываемая электростанцией	Gross output of a power station
2.1.793	Нагрузка потребителей	Суммарная электрическая мощность потребителей системы (района, узла и т.д.)	Load
2.1.794	Нагрузка трансформатора тока вторичная	Полное сопротивление внешней вторичной цепи трансформатора тока	Secondary load of current transformer
2.1.795	Нагрузка электрическая расчетная	Значение мощности (тока), по которой производится выбор параметров электрооборудования, выполняются расчеты режимов распределения мощности и напряжении в электрической сети	Calculated load

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.796	Нагрузка электростанции	Суммарная мощность всех генераторов электростанции в какой-либо момент времени	Net output of a power station
2.1.797	Нагрузка энергосистемы	Сумма нагрузок потребителей энергосистемы, сальдо-перетока по внешним связям и потерь в электрических сетях в какой либо момент времени	Load in a system
2.1.798	Нагрузка энергоустановки потребителя (нагрузка потребителя)	Значение мощности или количества тепла, потребляемых энергоустановкой в установленный момент времени	Load of consumer's power plant
2.1.799	Нагрузочная способность трансформатора	Совокупность допустимых нагрузок и перегрузок трансформатора	Load capacity of transformer
2.1.800	Надежность	Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования <i>Примечание.</i> Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств.	Reliability/Dependability
2.1.801	Надежность балансовая	Способность энергосистемы обеспечивать совокупную потребность в электрической мощности и энергии потребителей с учетом ограничений в виде плановых и неплановых отключений элементов энергосистемы, ограничений на поставку энергоресурсов.	Adequacy
2.1.802	Надежность краткосрочная	Надежность объекта, обеспечиваемая на краткосрочном интервале времени (от нескольких недель до суток или долей часа) при его эксплуатации. <i>Примечание.</i> Краткосрочная надежность имеет несколько подвидов, характеризующихся длительностями интервалов времени: эксплуатационная надежность (до суток), оперативная надежность (до часа), коммутационная надежность (на время оперативных переключений)	Short-time reliability
2.1.803	Надежность работы энергосистемы	Способность энергосистемы обеспечивать бесперебойность энергоснабжения потребителей и поддержание в допустимых пределах показателей качества электрической энергии и тепла	Reliability of power system operation
2.1.804	Надежность системная	Надежность системы как сложного технического или производственного объекта	System reliability
2.1.805	Надежность электроснабжения	Способность системы электроснабжения, в составе которой работают энергопринимающие установки потребителей, при определенных условиях обеспечить им поставку электрической энергии (мощности) в соответствии с заявленными величинами и договорными обязательствами при соблюдении установленных норм качества электроэнергии	Uninterrupted ability

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.806	Надежность электроэнергетической системы	Комплексное свойство (способность) электроэнергетической системы выполнять функции по производству, передаче, распределению и электроснабжению потребителей электрической энергией в требуемом количестве и нормированного качества путем технологического взаимодействия генерирующих установок, электрических сетей и электроустановок потребителей, в том числе: — удовлетворять в любой момент времени (как текущий, так и на перспективу) общий спрос на электроэнергию; — противостоять возмущениям, вызванными отказами элементов энергосистемы, включая каскадное развитие аварий и наступление форс-мажорных условий; — восстанавливать свои функции после их нарушения	Power system security Power system reliability
2.1.807	Надежность энергосистемы	Способность энергосистемы при определенных условиях выполнять функцию снабжения потребителей электрической энергией и теплом в заданном объеме (по энергии и мощности) при соблюдении установленных требований по качеству энергии, не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды	Reliability
2.1.808	Надежность энергосистемы режимная	Способность энергосистемы при определенных условиях противостоять внезапным возмущениям, таким как короткие замыкания, непредвиденные потери крупных элементов энергосистемы, каскадные отказы работоспособности и др.	Security
2.1.809	Намагниченность	Векторная величина, характеризующая магнитное состояние вещества, равная пределу отношения магнитного момента, связанного с элементом объема вещества, к объему этого элемента, когда объем и все размеры этого элемента стремятся к нулю	Magnetization
2.1.810	Намагничивание	Создание в веществе намагниченности	Magnetization
2.1.811	Напряжение в месте короткого замыкания	Напряжение какой-либо фазы или полюса электроустановки в месте короткого замыкания	Voltage in the place of short circuit
2.1.812	Напряжение в месте короткого замыкания остаточное	Напряжение какой-либо фазы или полюса электроустановки в рассматриваемой точке сети, удаленной от места короткого замыкания	Residual voltage in the place of short circuit
2.1.813	Напряжение в энергосистеме критическое	Предельное наименьшее значение напряжения в узлах энергосистемы по условиям статической устойчивости	Critical voltage in power system
2.1.814	Напряжение восстанавливающееся	Напряжение, появляющееся на контактах одного полюса коммутационного аппарата в переходном режиме непосредственно после погасания в нем дуги	Restoring voltage
2.1.815	Напряжение диэлектрика пробивное	Минимальное, приложенное к диэлектрику электрическое напряжение, приводящее к его пробую	Dielectric puncture voltage
2.1.816	Напряжение испытательное	Напряжение заданной амплитуды, формы и длительности, которое прикладывается к изоляции для определения ее нормированных характеристик и проверки ее способности выдерживать грозовые и внутренние перенапряжения	Tested voltage
2.1.817	Напряжение испытательное выпрямленное	Амплитудное значение напряжения, прикладываемого к электрооборудованию в течение заданного времени при определенных условиях испытания	Test rectifier voltage

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.818	Напряжение конденсатора остаточное	Напряжение на выводах конденсатора в определенный момент после отключения от сети в определенный момент времени	Capacitor residual voltage
2.1.819	Напряжение короткого замыкания пары обмоток трансформатора	Приведенное к расчетной температуре линейное напряжение, которое нужно подвести при номинальной частоте к линейным зажимам одной из обмоток пары, чтобы в этой обмотке установился ток, соответствующий меньшей из номинальных мощностей обмоток пары при замкнутой накоротко второй обмотке пары и остальных основных обмотках, не замкнутых на внешние цепи	Fault voltage of transformer's paired windings
2.1.820	Напряжение короткого замыкания трансформатора (напряжение короткого замыкания)	Напряжение короткого замыкания пары обмоток для двухобмоточного и три значения напряжения короткого замыкания для трех пар обмоток: высшего и низшего, высшего и среднего, среднего и низшего напряжения — для трехобмоточного трансформатора	Short circuit voltage
2.1.821	Напряжение линейное	Напряжение между фазными проводниками электрической сети	Phase-to-phase voltage (line to line voltage)
2.1.822	Напряжение на заземляющем устройстве	Напряжение, возникающее при стекании тока с заземлителя в землю между точкой ввода тока в заземлитель и зоной нулевого потенциала	Earthing device voltage
2.1.823	Напряжение номинальное	Напряжение, на которое спроектирована сеть или оборудование и к которому относят их рабочие характеристики	Nominal voltage
2.1.824	Напряжение пониженное	Напряжение, значение которого меньше допустимого для нормальной работы электротехнических изделий (устройств) и электрооборудования	Undervoltage
2.1.825	Напряжение разрядника остающееся	Напряжение на разряднике после прохождения разрядного тока	Residual voltage (of an arrester)
2.1.826	Напряжение разрядное	Испытательное напряжение, которое вызывает полный разряд	Discharge voltage
2.1.827	Напряжение смещения нейтрали	Напряжение между реальной или искусственной нейтралью и землей или корпусом электротехнического, оборудования	Neutral point displacement voltage
2.1.828	Напряжение трансформатора высшее	Наибольшее из номинальных напряжений обмоток трансформатора	Transformer higher voltage
2.1.829	Напряжение трансформатора напряжения вторичное	Напряжение, возникающее на выводах вторичной обмотки трансформатора напряжения, при приложении напряжения к его первичной обмотке	Secondary voltage
2.1.830	Напряжение трансформатора напряжения первичное	Напряжение, приложенное к первичной обмотке трансформатора напряжения и подлежащее трансформации	Primary voltage
2.1.831	Напряжение трансформатора низшее	Наименьшее из номинальных напряжений обмоток трансформатора	Transformer lower voltage
2.1.832	Напряжение трансформатора среднее	Номинальное напряжение, являющееся промежуточным между высшим и низшим номинальными напряжениями обмоток трансформатора. <i>Примечание.</i> При наличии более трех цепей и двух или более промежуточных напряжений эти напряжения, начиная с более высокого, следует именовать, «первое среднее», «второе среднее» и т. д.	Medium transformer voltage
2.1.833	Напряжение фазное	Напряжение между фазным проводом и нейтралью	Phase to neutral voltage
2.1.834	Напряжение электрическое	Скалярная величина, равная линейному интегралу напряженности электрического поля вдоль рассматриваемого пути	Voltage

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

№№	Термин	Определение	Английский термин
2.1.835	Напряжение электрической цепи максимальное (минимальное)	Наибольшее (наименьшее) значение напряжения, которое может возникнуть при нормальных режимах в какой-либо момент и какой-либо точке электрической цепи	Highest (lowest) voltage of system
2.1.836	Напряжение энергосистемы рабочее	Значение напряжения при нормальном режиме в рассматриваемый момент времени в данной точке энергосистемы	Operating voltage (in a system)
2.1.837	Напряженность магнитного поля	Векторная величина, равная геометрической разности между магнитной индукцией, деленной на магнитную постоянную, и намагниченностью	Magnetic-field strength
2.1.838	Напряженность электрического поля	Векторная величина, характеризующая электрическое поле и определяющая силу, действующую на заряженную частицу со стороны электрического поля	Electrical field strength
2.1.839	Наработка до отказа гамма-процентная	Наработка, в течение которой отказ объекта не возникнет с вероятностью γ , выраженной в процентах.	Gamma-percentile operating time to failure
2.1.840	Наработка до отказа, средняя	Математическое ожидание наработки объекта до первого отказа	Mean operating time to failure
2.1.841	Наработка на отказ средняя, (наработка на отказ)	Отношение наработки восстанавливаемого объекта к математическому ожиданию числа его отказов в течение этой наработки	Mean time between failure
2.1.842	Нарушение питающей сети переменного тока	Любое изменение питания сети электрической энергией, которое может вызвать ухудшение условий эксплуатации нагрузки	Supplying circuit breach
2.1.843	Нарушение электроснабжения	Перерыв в снабжении потребителей электроэнергией, вызванный отказом электрооборудования	Supply disconnection Electric power supply disturbance
2.1.844	Нарушение электроснабжения кратковременное (КНЭ)	Перерыв питания потребителей на время работы противоаварийной автоматики (доли секунды или секунды) <i>Примечание.</i> Основным средством предотвращения ущербов от перерывов такого рода должна быть отстройка потребителей, их электроприемников, технологических процессов производства с целью недопущения длительных перерывов работы, взрывов, пожаров, аварийных выбросов вредных веществ и т.п.	Short-time function failure

(Продолжение в следующем номере)

**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ»
СТО 17330282.29.240.004-2008**

**«ПРАВИЛА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ РАЗВИТИЯ
И ЛИКВИДАЦИИ НАРУШЕНИЙ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ»**

Дата введения — 2008.06.30

(Данная публикация не является официальным документом)

(Окончание, начало в №5 за 2008)

Предисловие

Задачи, основные принципы организации предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, а также стандартизации соответствующих правил установлены федеральными законами от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике».

7.3. Предотвращение и ликвидация аварий в схемах собственных нужд подстанций и электрических станций

Обесточение секции СН может быть вызвано:

- Отключением трансформатора СН,
- Коротким замыканием на секции (полусекции) СН,
- Отказом выключателя или защит при КЗ на присоединении секции (полусекции) СН.

7.3.1. Отключение источников питания СН

7.3.1.1. В случае отключения рабочего трансформатора СН по причине:

- отключения СШ, к которой подключен ТСН (энергоблок с ТСН), действием защит,
- отключения ТСН (энергоблока с ТСН) защитами от внутренних повреждений, а также технологическими защитами энергоблока,

необходимо проверить восстановление напряжения на секции (полусекциях) СН в результате действия устройства АВР.

Если напряжения на секции (полусекциях) нет, необходимо подать напряжение на обесточенные секцию (полусекции) от резервного трансформатора или секции с контролем отключенного положения выключателя рабочего ввода ТСН.

7.3.1.2. При невозможности включения отключившегося рабочего трансформатора и отсутствии резерва необходимо подать напряжение на обесточенные секции (полусекции) от рабочих трансформаторов других блоков (генераторов), если это допустимо по схеме и по условиям самозапуска электродвигателей. При необходимости следует отключить электродвигатели неотвественных механизмов СН.

7.3.2. Короткое замыкание на секции (полусекции) СН или неотключившееся короткое замыкание на ее присоединении

7.3.2.1. В случае отключения выключателя рабочего питания секции (полусекции) СН, отсутствия факта срабатывания

технологических защит блока, защит шин (см. п. 7.3.1.1) и неуспешного АВР следует предположить существование КЗ на шинах секции (полусекции) или неотключившееся КЗ на присоединении этой секции (полусекции).

В этом случае необходимо:

- проверить по указателям действие защит (работа дуговой защиты свидетельствует о наличии КЗ на секции (полусекции) или непосредственно за выключателем в ячейке КРУ). В случае обнаружения сработавшей защиты на отходящем присоединении с неотключившимся выключателем необходимо отключить его вручную и запитать секцию (полусекцию);
- осмотреть отключившуюся секцию (полусекцию);
- при отсутствии сработавших указателей защит (кроме защит, действующих на вводной или секционный выключатель) и признаков повреждения секции (полусекции), необходимо произвести отключение выключателей всех ее присоединений ключом управления, опробовать секцию (полусекцию) подачей напряжения от резервного трансформатора, предварительно замерив ее изоляцию, и поочередно включить присоединения после проверки сопротивления изоляции.

Аналогичные действия по подаче напряжения на собственные нужды производятся при работе защит, воздействующих на рабочий ввод и отказе в отключении выключателя рабочего ввода, после разборки его схемы.

7.3.2.2. При отсутствии резерва, если проверка показала, что отключение произошло не от внутренних повреждений, а вследствие перегрузки, внешнего КЗ, от токов небаланса или неисправностей в цепях защиты, допускается повторное включение трансформатора без внешнего осмотра.

7.3.3. Короткое замыкание на шинах 0.4 кВ щита СН

В случае отключения рабочего ввода трансформатора и неуспешного АВР предполагается возможность возникновения КЗ на секции или неотключившееся КЗ на присоединении этой секции.

В этом случае необходимо:

- осмотреть защиты трансформатора;
- осмотреть отключившуюся секцию;
- при обнаружении дефекта на секции перевести питание присоединений поврежденной секции на другую секцию и принять меры по ремонту поврежденной;
- если дефект не обнаружен, необходимо отключить все присоединения секции автоматами, а на тех присоединениях,

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

где их нет, рубильниками и проверить сопротивление изоляции секции и, если оно соответствует норме, подать напряжение на шины от резервного трансформатора. При успешной подаче напряжения необходимо поочередно измерять сопротивление изоляции присоединений и вводить в работу присоединения этой секции. При обнаружении дефектного присоединения должны быть приняты меры по его ремонту.

7.3.4. Исчезновение напряжения на щите постоянного тока аккумуляторной батареи

Исчезновение напряжения на щите постоянного тока аккумуляторной батареи может произойти в результате неселективного действия вводного автомата или КЗ на шинах. В этом случае необходимо:

- при повреждении одной секции шин постоянного тока всю нагрузку перевести на неповрежденную секцию шин;
- при повреждении аккумуляторной батареи перевести щит постоянного тока на питание от другой аккумуляторной батареи по схеме взаимного резервирования с помощью специального автомата. Если другой аккумуляторной батареи нет или она в ремонте, включить на шины зарядный двигатель-генератор, после чего установить причину отключения батареи и принять меры к устранению этой причины.
- При отсутствии зарядного двигатель-генератора (находится в ремонте) включить подзарядный агрегат и принять меры для ускорения ремонта аккумуляторной батареи и зарядного двигатель-генератора.

7.3.5. Отыскание замыкания на землю в электросети СН

7.3.5.1. При появлении сигнала о замыкании на землю в электросети СН необходимо по приборам контроля изоляции убедиться в наличии замыкания. При подтверждении наличия замыкания необходимо проанализировать отсутствие включения присоединений перед появлением замыкания. В случае отсутствия операций по включению необходимо на основании имеющейся информации определить причину замыкания.

Установив наличие замыкания, необходимо выяснить, не проводилось ли включение какого-либо высоковольтного электродвигателя, подключенного к секции, имеющей замыкание на землю, непосредственно перед появлением замыкания на землю. Если какой-либо высоковольтный двигатель поврежденной секции включался, то его надо отключить и вывести в ремонт.

При обнаружении оторванных элементов гибкой связи их следует отрезать и включить электродвигатель в работу.

7.3.5.2. Если непосредственно перед появлением замыкания на землю включений присоединений к поврежденной секции не производилось, определение места повреждения производится путем поочередного перевода питания присоединений с контролем наличия замыкания на землю.

7.3.5.3. Отыскание места замыкания на землю на секции следует вести поочередным отключением всех присоединений этой секции. Питание секции следует перевести на резервный трансформатор.

В последнюю очередь отключается трансформатор напряжения, при этом замыкание контролируется индикатором напряжения. Перед отключением трансформатора напряжения необходимо отключить защиту минимального напряжения электродвигателей и работающего трансформатора.

Если повреждение осталось, следует вывести секцию в ремонт.

7.4. Предотвращение и ликвидация нарушений на ЛЭП распределительных электрических сетей

Все ЛЭП с точки зрения питания потребителей делятся на две категории:

- тупиковые;
- транзитные.

Тупиковыми линиями электропередачи считаются:

- линии, получающие напряжение с одной стороны и питающие подстанции, к шинам которых не подключены электроподстанции;
- линии, получающие напряжение с одной стороны и питающие подстанции, к шинам которых подключены мелкие электроподстанции, оборудованные делительной автоматикой.

Транзитными считаются линии электропередачи, получающие напряжение с двух сторон.

7.4.1. При автоматическом отключении тупиковой ВЛ, вызвавшем обесточение энергопринимающих установок потребителей, выключатель отключившейся линии должен быть немедленно включен один раз вручную, в том числе и после неуспешного действия однократного АПВ. Перед включением необходимо вывести из действия устройство АПВ, если последнее не выводится автоматически.

Данные требования не распространяются на тупиковые ВЛ:

- оборудованные двукратными АПВ (целесообразность повторного включения таких линий определяется исходя из конкретной обстановки и местных условий);
- по которым возможно недопустимое несинхронное включение в случае отказа делительной автоматики на приемном конце, где подсоединена электроподстанция небольшой мощности;
- выключатели которых не имеют дистанционного управления и не допускают включения на месте после автоматического отключения (привод не отделен от выключателя прочной защитной стеной, а выключатель имеет недостаточную разрывную мощность);
- подача напряжения по которым после их автоматического отключения производится по согласованию с потребителем.

7.4.2. Если тупиковая линия отключалась после однократного АПВ, а также при последующем ее опробовании, то, как правило, она включается под напряжение после осмотра.

7.4.3. При отключении двух параллельных тупиковых линий с обесточиванием энергопринимающих установок потребителей обе линии включаются с соблюдением указаний пунктов 7.4.1 и 7.4.2 настоящего стандарта.

7.4.4. Если при выводе в ремонт одной из транзитных ВЛ подстанции переходят на питание от тупиковых ВЛ, то на питающем центре и на всех промежуточных подстанциях на ключах управления выключателями должны быть вывешены плакаты «Транзит разомкнут».

В этом случае на указанные ВЛ распространяются действия, предусмотренные для тупиковых линий.

7.4.5. Если на телеуправляемой подстанции в момент отключения линий нет обслуживающего персонала, то операции по включению линий производятся по телеуправлению персоналом района электрической сети или опорной подстанции.

7.4.6. Автоматически отключившаяся (в том числе и после неуспешного действия устройства АПВ) транзитная ВЛ опробуется напряжением и включается при:

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

- обесточивании энергопринимающих установок или ограничении электроснабжения потребителей;
- недопустимой перегрузке одной или нескольких транзитных линий;
- недопустимой перегрузке одного или нескольких трансформаторов, связывающих сети разных напряжений;
- ограничении мощности электростанции, если это недопустимо по режиму работы энергосистемы;
- недопустимом снижении напряжения в сети или ее части.

Если при опробовании такая транзитная линия отключится вновь, то через некоторое время допускается вторично включить линию под напряжение, если другими мерами восстановить питание потребителей, снять недопустимые перегрузки и повысить напряжение до приемлемого значения не удается.

При неуспешном двукратном АПВ допускается включить отключившуюся ВЛ еще один раз.

7.4.7. Опробуются напряжением транзитные линии, устройство АПВ на которых отключено или не установлено, за исключением коротких линий (длиной не более нескольких километров), проходящих в черте города, если их отключение не связано со случаями, перечисленными в п. 7.4.6 настоящего документа. Отключившиеся короткие транзитные ВЛ, проходящие в черте города, на которые не распространяются указания п. 7.4.6 настоящего стандарта, в случае неуспешного АПВ опробуются напряжением и включаются в транзит только после выяснения их состояния при обходе.

7.4.8. Транзитные ВЛ, отключение которых существенно снижает надежность питания энергопринимающих установок потребителей или ограничивает мощность электростанций, также опробуются напряжением, в том числе и после неуспешного АПВ.

7.4.9. Транзитные ВЛ, на которые не распространяются указания пунктов 7.4.6 и 7.4.8 настоящего стандарта, после неуспешного АПВ, как правило, опробуются по результатам осмотра.

7.4.10. На ВЛ, оборудованных фиксирующими измерительными приборами, осмотр следует начинать с места повреждения, указанного фиксирующим измерительным прибором.

7.4.11. Для определения места КЗ и в целях организации обхода отключившейся ВЛ должны регистрироваться показания фиксирующих приборов.

В случае неуспешного опробования линии, наряду с проверкой линии импульсным измерителем и регистрацией показаний фиксирующих приборов, используются данные автоматических осциллографов и регистраторов для уточнения места повреждения.

7.5. Предотвращение и ликвидация нарушений, связанных с возникновением замыканий на землю в электрических сетях

7.5.1. Предотвращение и ликвидация нарушений в электрических сетях с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов

7.5.1.1. При возникновении замыкания на землю необходимо немедленно приступить к отысканию места повреждения и устранить его в кратчайший срок. Задержка в определении места повреждения увеличивает вероятность перехода однофазного замыкания в двойное замыкание на землю.

При замыкании на землю в сети генераторного напряжения турбогенераторы мощностью 150 МВт и более, гидрогенера-

торы и СК, мощностью соответственно 50 МВт и 50 Мвар и более, автоматически отключаются от сети, а при отказе защит необходимо немедленно их разгрузить и отключить от сети.

Работа генераторов и СК меньшей мощности при замыкании на землю с токами замыкания в сети не более 5 А, допускается в течение не более 2 ч.

Если известно, что место замыкания не в обмотках генератора, а в сети, то, при необходимости по согласованию с техническим руководителем объекта, принимается решение о работе генератора, СК в сети с замыканием на землю в течение 6 ч.

В электрических сетях, нейтраль которых заземлена через заземляющие дугогасящие реакторы, время работы с замыканием на землю может также определяться и условиями работы этих реакторов (температурой верхних слоев масла).

7.5.1.2. Появление замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью определяется по приборам контроля изоляции, подключенным к трансформаторам напряжения шин РУ, приборам, действующим на основании измерений токов в цепи дугогасящих реакторов, высших гармонических составляющих тока и др.

Необходимо учитывать, что в некоторых случаях приборы контроля изоляции могут давать разные по фазам показания и при отсутствии замыкания на землю:

- при переключениях в сети (работе АВР), связанных с подключением к компенсированному участку сети некомпенсированного (недокомпенсированного) участка;
- в случаях, когда емкости фаз по отношению к земле значительно отличаются одна от другой;
- в сетях с резонансной настройкой дугогасящих реакторов при заземлении в соседней сети, электрически не связанной с первой, при наличии линий в двухцепном исполнении, каждая из которых включена в соответствующую сеть;
- при неотключении одной фазы радиальной линии, включенной на отдельный трансформатор;
- в случае обрыва фазы на стороне высокого напряжения силового трансформатора, обмотки которого соединены по схеме «звезда-треугольник». При этом приборы контроля изоляции на стороне низкого напряжения будут иметь искаженные показания: на одной фазе напряжение будет вдвое больше, чем на двух других;
- при перегорании плавких предохранителей на стороне высокого или низкого напряжения в случае использования в качестве устройств сигнализации реле минимального напряжения.

7.5.1.3. Если появление замыкания на землю совпало по времени с включением выключателя какого-либо присоединения, необходимо немедленно отключить этот выключатель и убедиться в исчезновении замыкания на землю.

Автоматическое отключение какой-либо ВЛ с успешным АПВ и появление замыкания на землю в этот момент в большинстве случаев являются признаком наличия такого замыкания на этой линии.

7.5.1.4. Отыскание замыкания на землю в замкнутой сети, если нет специальных приборов, указывающих на какой линии имеется замыкание на землю, производится, как правило, методом последовательного деления:

- замкнутая сеть делится на две части, электрически не связанные между собой. По приборам контроля изоляции оп-

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ределяется часть, в которой замыкание на землю сохранилось. Затем обе части электросети замыкаются на параллельную работу;

- часть электросети с замыканием на землю делится снова на две части, электрически не связанные между собой;
- деление сети производится до тех пор, пока заземление не будет найдено на ограниченном участке, т.е. на участке, состоящем из шин питающей подстанции (электростанции) с отходящими от них параллельными и одиночными тупиковыми линиями. Затем параллельные тупиковые линии поочередно отключаются с двух сторон: если заземление не пропадает, то производится осмотр РУ питающей подстанции и тупиковых подстанций;
- если заземление в РУ подстанций не обнаружено, то необходимо произвести кратковременное (1–2 с), согласованное с потребителем, поочередное погашение тупиковых подстанций, следя за показаниями приборов контроля изоляции.

Исчезновение замыкания на землю показывает, что данная тупиковая линия имеет повреждение;

- при невозможности получить согласие потребителей на обесточивание и при наличии на электростанции (подстанции) свободной СШ, нескольких трансформаторов и шиносоединительного выключателя, поврежденный элемент выявляется переводом на резервную СШ трансформатора с поочередным переводом на эту СШ тупиковых линий с последующим отключением ШСВ. После каждого перевода наличие замыкания на землю проверяется по показаниям приборов контроля изоляции;
- если выполнение операций согласно двум предыдущим методам не представляется возможным, необходимо, предупредив абонента, кратковременно (на 1–2 с) отключить тупиковую линию, если от нее не питаются потребители первой категории. Исчезновение замыкания на землю показывает, что данная линия имеет повреждение.
- Кратковременное (на 1–2 с) отключение энергопринимающих установок потребителя первой категории производится только после получения согласия абонента.

7.5.1.5. Перед делением сети на части необходимо проверить наличие источников питания в каждой части, возможность перегрузок транзитных элементов сети, ожидаемые уровни напряжения и значение настройки дугогасящих реакторов в каждой отделяемой части.

Метод последовательного деления сети на части должен быть разработан индивидуально для каждой сети, электростанции и подстанции. Указания по делению на части должны быть изложены в местных инструкциях. Там же должны быть указаны и примерные точки деления сети.

Деление сети производится кратковременным отключением выключателя с последующим его включением.

В зависимости от схемы сети, наличия дугогасящих реакторов и источников питания при делении сети на части допускается в некоторых случаях не замыкать на параллельную работу разделенные части.

Если поочередным отключением линий замыкание на землю не найдено, место замыкания на землю выявляется осмотром РУ электростанций (подстанций).

7.5.1.6. Последовательность действий при появлении замыкания на землю в сети генераторного напряжения электростанций:

— необходимо осмотреть панели защит от замыканий на землю (если таковые имеются) или использовать стационарный (переносный) прибор по отысканию однофазных замыканий, сообщить диспетчеру о появлении замыканий на землю и результатах осмотра защит или о показаниях прибора;

— если на основании анализа работы защиты или показаний прибора установлено наличие замыкания на землю на какой-либо линии, то необходимо не позже чем через 2 ч (в крайнем случае, через 6 ч с соответствующего разрешения) после возникновения замыкания на землю перевести нагрузку с поврежденной линии на неповрежденную.

После перевода нагрузки на неповрежденную линию поврежденная линия, по согласованию с потребителем, должна быть отключена и выведена в ремонт.

При задержке в переводе или снятии нагрузки с линии отходящей от РУ с секционированными шинами, секция (СШ) с линией с замыканием на землю электрически отделяется от остальной части электростанции или подстанции. При отделении не должны допускаться перегрузки оборудования и понижение напряжения. На отделяемой секции должен иметься источник питания (трансформатор) и, соответственно, настроенный дугогасящий реактор. Присоединение линии с замыканием на землю и РУ электрически отделенной секции должны быть осмотрены.

Допускается (по режиму работы и схеме электростанции) перевод питания линии с замыканием на землю от резервной СШ через выделенный трансформатор.

При отсутствии такой возможности впрямь до отключения линии с замыканием на землю рекомендуется перевести питание собственных нужд электростанции, подключенных к секции с линией с замыканием на землю, на резервный источник питания.

Если появилось замыкание на землю в сети генераторного напряжения, при отсутствии защит от замыкания на землю на линиях и прибора по отысканию однофазных замыканий на землю при секционированных шинах, следует путем разделения секций определить, на какой из них произошло замыкание на землю.

После этого необходимо перевести питание собственных нужд электростанции с секции (СШ) с замыканием на землю на резервный источник питания.

Затем производится осмотр секции (СШ), на которой появилось замыкание на землю, при этом обращается внимание на внешнее состояние аппаратуры, треск, ненормальное гудение оборудования, разряды (перекрытия) на кабельных воронках.

Если замыкание на землю обнаружено на шинах, спусках к шинным разъединителям и т.д., необходимо перейти на резервную СШ и отключить поврежденную. Если замыкание на землю в РУ не обнаружено, необходимо приступить к последовательному переводу линий на резервную СШ с включенным на нее трансформатором. При этом после каждого перевода линии на резервную СШ отключать ШСВ.

При отсутствии резервной СШ необходимо, путем поочередного кратковременного (1–2 с) отключения линий, определить поврежденную линию.

Этот метод эффективен только при радиальной сети.

7.5.1.7. После обнаружения поврежденной линии, если нагрузка этой линии не может быть немедленно снята без ущер-

ба для потребителей, поврежденная линия по возможности изолируется от основной сети для предотвращения перехода замыкания в междуфазное у потребителя, на кабельных линиях, обмотках высоковольтных электродвигателей собственных нужд электростанций.

Если замыкание на землю обнаружено на присоединении генератора, последний должен быть разгружен и отключен.

7.5.1.8. В случае обнаружения замыкания на землю между выключателем и губками шинных разъединителей присоединение переводится на резервную СШ с последующим отключением собственного, а затем шиносоединительного выключателя.

7.5.2. Отыскание замыканий на землю в сети постоянного тока электростанций и подстанций

7.5.2.1. На каждой установке постоянного тока должно быть устройство, сигнализирующее о понижении сопротивления изоляции электросети ниже допустимого значения и позволяющее определить значение этого сопротивления.

7.5.2.2. При возникновении замыкания на землю в сети постоянного тока следует немедленно приступить к его отысканию.

Основным методом отыскания места замыкания на землю является разделение сети постоянного тока на части, питающиеся от разных источников (батареи, двигатель-генераторы, выпрямители), с последующим кратковременным поочередным отключением отходящих линий.

Поиски должны вестись двумя лицами. Одно лицо отключает, а другое ведет наблюдение за показаниями устройства контроля.

Порядок операций должен быть определен местными инструкциями с соблюдением следующих положений:

- если замыкание на землю появится в момент включения какой-либо цепи, то необходимо отключить эту цепь и проверить, не исчезло ли замыкание;

- кольцевые и параллельные цепи предварительно размыкаются;

- при наличии двух СШ постоянного тока на резервную СШ включается резервный источник питания. Поочередным переводом присоединений на эту СШ определяется присоединение, на котором имеется замыкание на землю;

- при наличии двух секций постоянного тока, которые могут питаться от отдельных батарей, следует их разделить секционными разъединителями и вести поиски кратковременным отключением присоединений на той секции, где обнаружено место замыкания на землю;

- присоединение, на котором обнаружено место замыкания на землю, переводится на питание от резервного источника, если такая возможность имеется. Дальнейшие поиски места замыкания на землю следует продолжать на сборках или щитах методом кратковременного отключения отходящих линий, присоединенных к этим сборкам;

- если место замыкания на землю не обнаружено ни на одной из линий постоянного тока, то оно находится или на источнике питания, или на шинах постоянного тока. В этом случае к шинам подключается резервный источник питания, а основной отключается.

7.5.2.3. Поиски присоединения с замыканием на землю в сети постоянного тока питателей пыли производятся с кратковременным отключением сначала линий, питающих электро-

двигатели, а затем, после обнаружения линии, имеющей замыкание на землю, поочередным отключением каждого электродвигателя, присоединенного к этой линии.

7.5.2.4. Для оборудования, на котором установлены микроэлектронные или микропроцессорные устройства РЗА, использовать метод обнаружения места снижения сопротивления изоляции путем поочередного отключения отходящих линий постоянного тока не рекомендуется. Предпочтительно применение специальных устройств, позволяющих определить место снижения сопротивления изоляции в сети постоянного тока без отключения линий. Все действия при этом определяются стандартом организации, учитывающим указания руководства изготовителя по эксплуатации применяемого устройства.

8. Особенности ликвидации аварий при отказах средств связи и возникновении чрезвычайных ситуаций

8.1. Под отказом средств связи понимается не только нарушение всех видов связи, но и невозможность связаться с оперативным и диспетчерским персоналом более 2–3 мин. из-за плохой слышимости и перебоев в работе связи.

8.2. При отсутствии связи, наряду с производством операций, указанных в настоящем разделе, принимаются все меры к восстановлению связи. При этом используются любые виды связи (междугородная, сотовая, ведомственная и т.д.), а также передача сообщений через другие энергообъекты.

8.3. При отсутствии связи все разрешенные самостоятельные действия оперативно-диспетчерский персонал осуществляет при условии, что эти действия не приводят к развитию нарушений нормального режима из-за возможных перегрузок транзитных связей, отключения межсистемных линий, срабатывания противоаварийной автоматики, перегрузок оборудования, отключения потребителей.

8.4. Полный перечень действий, которые может выполнять и выполнение которых недопустимо оперативному и диспетчерскому персоналу при отказе средств связи, должен быть определен местными инструкциями, учитывающими объектный состав, особенности электроэнергетического режима и конфигурации электрической сети.

8.5. При отсутствии связи оперативный и диспетчерский персонал может выполнять следующие самостоятельные действия.

Оперативный персонал энергообъектов

- регулирование нагрузки электростанций в соответствии с утвержденным диспетчерским графиком;

- включение тупиковых линий электропередачи, если их отключение не вызвано действием противоаварийной автоматики;

- включение транзитных линий электропередачи, трансформаторов (автотрансформаторов), систем шин при появлении напряжения;

- выделение электростанции (энергоблока) на нагрузку собственных нужд в соответствии с пунктом 6.2.1.8.

Диспетчерский персонал (при потере связи с вышестоящим диспетчерским персоналом)

ОФИЦИАЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

- регулирование перетоков в контролируемых сечениях в своей области регулирования;
- регулирование напряжения в контрольных пунктах своей операционной зоны;
- регулирование сальдированного перетока своей области регулирования в соответствии с утвержденным диспетчерским графиком или в соответствии с последней командой вышестоящего диспетчера, отданной до потери связи.

8.6. При отсутствии связи оперативному персоналу энергообъектов не допускается выполнять следующие самостоятельные действия:

- выполнение плановых переключений.
- включение без проверки синхронизма транзитных линий электропередачи и трансформаторов,
- отключение коммутационных аппаратов транзитных линий электропередач и трансформаторов при исчезновении напряжения на шинах энергообъекта, за исключением случаев повреждения оборудования;
- включение потребителей, отключенных по графикам аварийного ограничения потребления, устройствами АЧР, загрузки, разгрузка, включение генераторов, автоматически разгруженных, загруженных, отключенных действием противоаварийной автоматики.

8.7. Включение в транзит отключившихся транзитных линий электропередачи производится только с проверкой синхронизма.

8.8. При исчезновении нагрузки по одной или нескольким транзитным линиям электропередачи, выключатели которых остались включенными, никаких операций с ними не производится, а только контролируется появление нагрузки на транзитных линиях электропередачи. Данное требование не распространяется на случаи повреждения шин, оборудования или отказа (повреждения) выключателя одного из присоединений. В этом случае поврежденное оборудование отделяется от схемы путем отключения его коммутационных аппаратов.

8.9. Местными инструкциями должны быть предусмотрены действия оперативного персонала электростанций, выделившихся на изолированную работу с частью нагрузки прилегающей электрической сети. Действия в том числе должны предусматривать мероприятия, выполняемые оперативным персоналом самостоятельно в части возможности отключения потребителей прилегающей сети в случае понижении частоты до опасного по работе СН уровня, а также при недопустимой перегрузке генераторов.

8.10. Действия персонала при возникновении или угрозе возникновения ЧС должны быть направлены на обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей, не затронутых ЧС, предотвращения угрозы жизни и здоровью людей и минимизации потерь материальных ресурсов.

9. Подтверждение соответствия Стандарту

9.1 Выполнение норм настоящего стандарта субъектами электроэнергетики, потребителями электроэнергии, добровольно принявшими на себя обязательства по его применению, контролируется при проведении проверок состояния эксплуатации оборудования, расследовании технологических аварий и инцидентов комиссиями, сформированными в уста-

новленном порядке. В составе комиссий, проверяющих в т.ч. выполнение норм настоящего стандарта, должны быть представители субъекта оперативно-диспетчерского управления.

9.2. При проверках выявляются нарушения местных инструкций, несоответствие местных инструкций требованиям настоящего стандарта.

9.3. Знание норм настоящего стандарта, использованных при подготовке местных инструкций, проверяется при проверках знаний по правилам технической эксплуатации и аттестации персонала.

10. Библиография

1. Методические указания по устойчивости энергосистем (утверждены Приказом Минэнерго России № 277 от 30.06.2003).
2. Правила устройства электроустановок. Раздел 1 (утверждены Приказом Минэнерго РФ №264 от 30.06.2003).
3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ (утверждены Приказом Минэнерго России № 229 от 19.06.2003. Зарегистрированы Минюстом РФ № 4799 20.06.2003).
4. Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем (основные положения) (утверждены Минэнерго СССР 23.09.1986).
5. Правила разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии и использования противоаварийной автоматики (утверждены Приказом Минпромэнерго России № 124 от 18.03.08).
6. UCTE Operation Handbook, June, 2004.
7. О повышении качества первичного и вторичного регулирования частоты электрического тока в ЕЭС России. Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 18.09.2002, № 524.
8. Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам, утвержден приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 31.08.2007 № 535.
9. Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем. Утв. Приказом Минэнерго РФ № 289 от 30.06.2003.
10. Инструкция по переключениям в электроустановках. Утв. Приказом Минэнерго РФ № 266 от 30.06.2003.
11. Инструкция по предупреждению и ликвидации аварий на тепловых электростанциях. Утв. Приказом Минэнерго РФ № 265 от 30.06.2003.
12. «Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций», СТО 1.1.1.01.0678–2007.
13. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок: ПОТ РМ-016-2001. РД 153-34.0-03.150-00. Утв. Приказом Минэнерго РФ № 163 от 27.12.2000.
14. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Утв. Приказом Минэнерго РФ № 281 от 30.06.2003.
15. Методика определения и установления величины технологической и аварийной брони электроснабжения потребителей электрической энергии. Утв. Приказом Минтопэнерго РФ № 262 от 4.08.1999.
16. Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей. РД 34.20.801-2000. Утв. Минэнерго РФ, РАО «ЕЭС России» 29.12.2000.
17. Сборник распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть.2002г. СПО ОРГРЭС, 2002.

Диспетчерские задачи

На рисунке представлено три двухтрансформаторных подстанции: ПС Заводская 110/35/10 кВ, ПС Береговая 110/10/10 кВ, ПС Тихая 110/10 кВ и одна однострансформаторная подстанция: ПС Восточная 110/10 кВ.

Подстанции соединены между собой и с энергосистемой линиями 110 кВ Л-12, Л-14, Л-17, Л-25, Л-34, Л-55, Л-63, Л-83, параметры линий приведены на рисунке. Линия 110 кВ Л-12 является тупиковой, потребитель не имеет резервного источника питания. Включение линии Л-12 может производиться без согласования с потребителем. На подстанциях Заводская, Береговая, Восточная организовано круглосуточное дежурство оперативного персонала. Подстанция Тихая обслуживается ОВБ. Линии 110 кВ Л-14, Л-17, Л-25, Л-34, Л-55, Л-63, Л-83 являются транзитными. Линия Л-55 от ПС Восточная на расстоянии 4 км проходит в пределах городской черты. На всех линиях АПВ однократного действия. Опробование линий 110 кВ, отходящих от ПС Заводская, производится с ПС Заводская. Опробование линии Л-55 производится с ПС Восточная.

Задание № 1

По плановой заявке выведена в ремонт линия 110 кВ Л-83 «Заводская-Восточная» с аварийной готовностью 3 часа.

Диспетчер получил сообщение о резком ухудшении погодных условий в виде усиления ветра до 25 м/с, местами мокрый снег с дождем, снижение температуры до -1°C .

По телесигнализации на диспетчерском щите диспетчер определил отключение линии Л-55. Отключилась линия Л-55 с неуспешным АПВ. Поступили сообщения от ДЭМ ПС Восточная об отключении выключатель Л-55 и ДЭМ ПС Береговая об отключении выключатель СМВ. После получения команд на осмотр панелей РЗА поступило сообщение от ДЭМ ПС Восточная: АПВ неуспешное, выпал блинкер работа 1 зоны ДЗ Л-55. Поступило сообщение от ДЭМ ПС Береговая: выпал блинкер работа 1 зоны ДЗ Л-55.

В результате отключения линии Л-55 токовая нагрузка по линии 110 кВ Л-25 стала превышать длительно допустимое значение для данной линии.

Какие меры и в какой последовательности необходимо предпринимать диспетчеру РДУ?

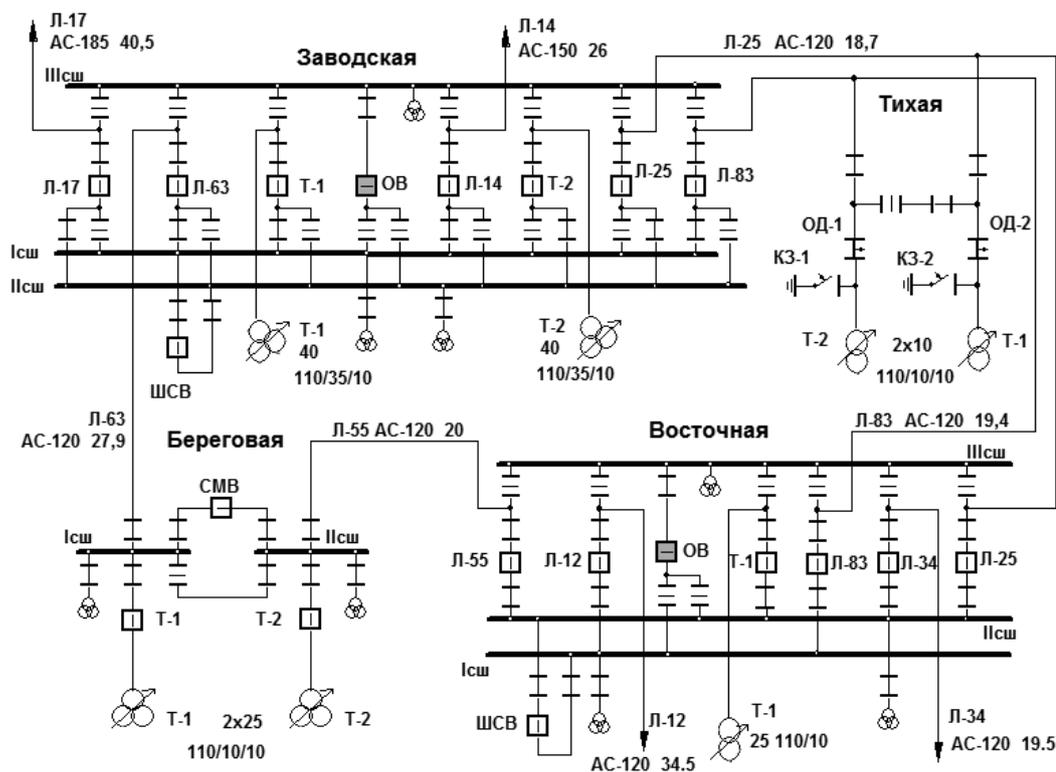
Задание № 2

По плановой заявке выводится в ремонт линия 110 кВ Л-83. Выполняя команду диспетчера «отключить» выключатель Л-83, ДЭМ ПС Заводская ключом управления подает импульс на отключение выключателя Л-83. Выключатель не отключился.

ДЭМ ПС Заводская докладывает об этом диспетчеру.

Выключатель Л-83 с противоположной стороны линии на ПС Восточная включен.

Какие действия необходимо предпринимать диспетчеру РДУ?



Ответы на задачи приведены на стр.64. Задачи разработаны специалистом ЦТПП филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга В.В. Поздняковым. Ждем задач от наших читателей.

Методы оценки надежности электроэнергетических систем методами теории рисков

В.П. Будовский
ОАО «СО ЕЭС»

Диспетчер в процессе своей деятельности постоянно производит выбор тех или иных решений:

- отклонение реального графика нагрузки от планового приводит к необходимости выбора генерирующего оборудования для компенсации этого отклонения;
- отключение генерирующего оборудования и ЛЭП приводит к необходимости выбора последующих действий для устранения данного технологического нарушения;
- поступление неотложной заявки на вывод в ремонт оборудования приводит к необходимости выбора как самого факта — «разрешить» или «отказать», так и времени реализации заявки;
- при рассмотрении плановых заявок на вывод того или иного оборудования в ремонт диспетчерской службой также приходится делать выбор, какую заявку разрешить, а какую отклонить или перенести на другой срок;
- возникновение аварийных ситуаций ставит перед диспетчером целый комплекс задач выбора действий по ликвидации этой ситуации.

Данный список можно продолжить, но уже из приведенных соображений ясно, что от диспетчера требуется умение заранее предугадать все типы рисков, с которыми он может столкнуться в процессе выбора того или иного решения, источники этих рисков и момент их возникновения. А оценив риски, разработать меры по сокращению этих рисков и минимизации потерь, которые они могут вызвать.

Выбор диспетчерского решения в условиях риска

С каждой альтернативой выбора A можно связать некоторую случайную характеристику X_A и функцию распределения этой характеристики F_A . В данном случае говорят о задаче выбора из альтернатив, представленных вероятностными распределениями. Такую задачу называют задачей выбора в условиях риска.

На рис.1 приведены примеры двух функций распределения F_A и F_B . Функция F_A имеет больший разброс, давая «более рискованное» распределение, поэтому, с точки зрения отвергающего риск лица, представляет менее выгодную альтернативу.

Так, если для компенсации отклонения диспетчерского графика требуется увеличить нагрузку одной из электростанций на величину m (в обозначениях рис. 1), но при выборе станции A из-за реальных ограничений на пропускную способность ЛЭП, режимов работы оборудования и др. реальная требуемая мощность будет иметь распределение F_A , при выборе станции B — F_B . В данных условиях диспетчер, стремящийся минимизировать риск, выберет для компенсации станцию B .

При выборе альтернативных решений используют как понятие критерия выбора, так и меры риска, которая представляет собой некоторую числовую функцию на множестве случайных величин или их функций распределения, позволяющих судить о величине или значимости риска, т.е. как-либо измерять риск. В экономике меры риска часто (хотя и не всегда) мыслятся в денежном выражении. В этом случае такая мера понимается как сумма, которую нужно резервировать под определенный риск для покрытия возможного убытка.

В электроэнергетике мерой риска может служить необходимый резерв мощности, который может понадобиться для компенсации возможного небаланса в случае неблагоприятного развития событий при выборе определенного решения.

Использование мер риска в задачах выбора представляет самостоятельный вопрос. Однако, если ре-

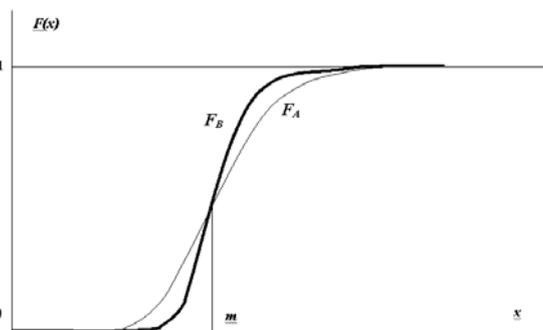


Рис. 1. Функции распределения с различным риском

шается задача минимизации риска, оцениваемого соответствующей мерой, критерий и меру риска можно фактически отождествить.

В общем случае критерий выбора необязательно равен мере риска, величина риска или необходимого резерва может быть лишь одним из многих факторов, учитываемых при принятии решений. Необходимость выполнения ремонтов отдельных ЛЭП или оборудования может представлять собой высокий риск, однако его необходимо выполнить, следовательно, в данном случае необходимо иметь соответственно высокий уровень резервов мощности.

Решение далеко не всегда принимается только исходя из минимизации риска. Риск является лишь одним из частных факторов в многокритериальных задачах выбора.

Выбор в условиях риска является выбором в ситуации неопределенности, когда вероятности будущих событий считаются известными. Вероятности, которые могут быть надежно определены на основе эксперимента или исследования некоторой модели, называются статистическими или физическими. Вероятности, которые нельзя определить описанными способами, обычно определяются путем экспертных оценок. Такие вероятности называют субъективными вероятностями — это оценка степени возможности какого-либо события.

Например, не существует достоверных статистических данных или математических моделей, которые позволили бы надежно определить вероятность аварии на атомной электростанции (АЭС). Использование вероятностного описания в таких случаях есть, по сути, просто форма вопроса к эксперту. В этом примере вероятностный показатель играет роль некоторого критерия надежности станции с точки зрения данного риска, а вероятностного смысла на самом деле не имеет.

Введем общую математическую модель принятия решений при неопределенности. Рассмотрим некоторое множество состояний природы, или сценариев развития событий:

$$S = \{S_0, S_1, \dots, S_j, \dots, S_m\} \quad (1)$$

Один и только один из этих возможных сценариев в будущем реализуется.

В теории выбора на основе субъективных вероятностей лицо, принимающее решение (ЛПР), приписывает каждому сценарию S_j субъективную вероятность реализации — число $q_j \in [0, 1]$. Таким образом, ЛПР оценивает степень возможности отдельных сценариев и делает выбор на основе своей оценки.

В ряде случаев отдельным сценариям приписываются не субъективные вероятности, а некоторые обобщенные веса π_j . Этот подход не требует оценки вероятностей, ЛПР прямо приписывает сценариям веса в соответствии с представлением об их значи-

мости. В ряде ситуаций такой подход кажется разумным, так как позволяет избавиться от ограничений вероятностной интерпретации. Например, в некоторых системах экспертных оценок основой для построения весов является не возможность (вероятность) сценариев, а степень уверенности группы экспертов в том, что какой-то параметр примет значение в определенном интервале. Как частный случай, веса могут быть равны вероятностям — статистическим или субъективным.

Полезно для дальнейшего установить классификацию понятий по степени их все большей обобщенности.

- *Физические* (статистические) вероятности понимаются как реальные вероятности событий. Они могут быть определены статистическим методом, т.е. путем оценивания частот или путем расчета шансов в случайном эксперименте.

- *Субъективные* (интуитивные) вероятности определяются как оценки субъектом вероятностей будущих событий. Они могут быть определены даже тогда, когда физические вероятности неопределимы. Будем считать, что если ЛПР известны физические вероятности, то субъективные вероятности будут равны им.

- *Субъективные веса* не имеют смысла вероятностей. Они имеют обобщенный смысл показателей значимости отдельных сценариев. Если ЛПР известны физические вероятности, веса не обязательно равны им.

Возможные варианты принятых решений описываются функциями f_1, f_2 , на множестве сценариев S . Эти функции принимают значения в некотором множестве результатов, которое, в принципе, может быть очень сложным, многокритериальным. Будем считать для простоты, что речь идет об агрегированных показателях; тогда результаты выбора решения f описываются числовыми значениями $f(S_1), f(S_2)$ (для диспетчерского управления можно их рассматривать как требуемый резерв мощности). При реализации состояния природы (сценария) S_i , выбранный вариант решения приводит к результату $f(S_i)$.

Схема выбора в условиях риска является частным случаем схемы выбора при неопределенности. Эта схема возникает тогда, когда выбирается модель случайного появления сценариев. Пусть случайный сценарий (состояние природы) S_i , генерируется с вероятностью q_i . Тогда результаты принятых решений $f(S_i)$ тоже окажутся случайными и имеющими вероятности q_i .

Оценка выбранного решения может быть выполнена с использованием «модели взвешивания» результатов по весам сценариев [1]:

$$V(f) = \sum_i u(f(S_i))q_i \quad (2)$$

где:

u — некоторая функция полезности результатов.

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Подходы к формированию весов могут быть разными. Они зависят от метода описания неопределенности в принимаемой модели. Вероятностное описание неопределенности предполагает высокую информированность ЛПП — известны вероятности всех сценариев.

Другой крайний случай неопределенности — случай, когда о результате принятого решения известны только нижний и верхний пределы его значений. Если для каждого решения f можно указать наиболее благоприятный сценарий \bar{S} (отсутствие аварийного отключения оборудования и ЛЭП) и наименее благоприятный сценарий \underline{S} (отключение оборудования, приводящее к необходимости мобилизации максимального резерва мощности). В данном случае результат решения будет лежать в интервале $[f(\bar{S}), f(\underline{S})]$, но не известно ничего о результатах внутри интервала, их вероятностях и т.д. Такой тип неопределенности называется интервальной неопределенностью [2].

В последнем случае критерий должен быть монотонной функцией от $f(\underline{S}) = a$ и $f(\bar{S}) = b$, тогда можно использовать критерий Гурвица:

$$V(a, b) = \lambda a + (1 - \lambda)b, \quad (3)$$

где:

$$\lambda \in (0, 1).$$

Данный критерий является частным случаем модели (2), когда ненулевыми весами обладают только крайние результаты.

В существующей в настоящее время практике используются гораздо более простые модели учета неопределенности — в детерминированные (неслучайные) параметры моделей вводят поправки на риск. В понятиях сценариев это означает использование только одного сценария, «поправленного на риск». Эти поправки учитывают возможные отклонения параметров модели в неблагоприятную сторону.

В настоящее время такой подход широко применяется в электроэнергетике, когда возможные отклонения расчетных параметров в неблагоприятную сторону учитываются соответствующим коэффициентом запаса (поправкой на риск). В качестве примера можно привести:

- выбор уставок релейной защиты;
- выбор предела передаваемой мощности по условиям устойчивости;
- выбор максимально допустимого тока ЛЭП по условию нагрева проводов;
- выбор резерва мощности и т.д.

Однако все более высокая цена неправильно принятого диспетчерского решения без реальной оценки риска, разработки мер по сокращению этих рисков и минимизации потерь, которые они могут вызвать, в условиях бурного роста сложности электроэнергетических систем (19.12.1978 г. Франция — отключение 28 000 МВт нагрузки, 14.12.1982 г. Хайдро-Квебек — 15 500 МВт, 27.12.1983 г. Швеция — 11400 МВт,

12.01.1987 г. Франция — 12 000 МВт, 23.07.1987 г. Токио — 9186 МВт, 13.09.1989г. Хайдро-Квебек — 21 000 МВт, 2.07.1996 г. Северо-Запад США — 11 860 МВт, 10.08.1996г. Калифорния — 30392 МВт, 14.08.2003г. США и Канада — 61 800 МВт, 25.05.2005 г. Москва — 3500 МВт [3]) требует разработки более точных и надежных методов оценки риска принимаемых диспетчером решений.

Методы оценки диспетчерских рисков

Диспетчер, управляющий работой энергосистемы, расположенной, как правило, на значительной территории, с различными климатическими условиями и рельефом местности, вынужден принимать решения в условиях риска, обусловленного трудно предсказуемыми отказами оборудования и ЛЭП.

Одна из наиболее важных диспетчерских задач выбора в условиях риска — задача определения величины резервов мощности и их распределения по операционной зоне соответствующего диспетчерского центра. Имея данные о плановом графике нагрузки, составе работающего оборудования, конфигурации электрической сети и характеристиках надежности оборудования и ЛЭП, диспетчерскому центру необходимо обработать эту информацию и принять правильное решение, которое позволит в аварийной ситуации обойтись без отключения потребителей за счет правильно выбранного резерва мощности.

Среднее и дисперсия

Математическое ожидание — наиболее простой и естественный критерий выбора в ситуациях, когда будущие колебания нагрузки, состав работающего оборудования и конфигурация сети носят вероятностный характер.

Вместе с тем, согласно статье 13 закона «Об энергетике» — обеспечение надежного энергоснабжения и экономической эффективности оперативных диспетчерских команд и распоряжений является приоритетом при осуществлении оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Условием любых действий системного оператора и иных субъектов оперативно-диспетчерского управления является выбор экономически наиболее эффективного решения, которое обеспечивает безопасное и безаварийное функционирование технологической инфраструктуры электроэнергетики и качество электрической энергии, соответствующие требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям, установленным иными нормативными актами.

Большие резервы мощности приводят к снижению экономической эффективности, однако недостаток резервов во время технологического нарушения может также привести к значительным экономическим потерям, поэтому выбор рационального размера ре-

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

зервов мощности является важной задачей диспетчерского центра.

Неприятие риска часто рассматривается как естественное решение указанной проблемы, когда резерв мощности выбирается не менее мощности самого крупного источника электрической энергии в операционной зоне. Однако такой выбор не бесспорен, так как экономически не всегда оправдан.

Если принять b_i — дефицит электроэнергии при возникновении i -го технологического нарушения, то условие неприятия риска будет иметь вид:

$$r^n = \max b_i \quad (4)$$

где:

r^n — резерв мощности, выбранный исходя из неприятия риска.

Использование выражения (4) для оценки риска также неэффективно, т.к. в различных режимах при различных наборах b_i величина резерва r^n может оказаться одинаковой.

Выбор резерва исходя из ожидаемого среднего значения:

$$\bar{r} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m b_i \quad (5)$$

не учитывает риск возможных случайных колебаний дефицита при различных технологических нарушениях. Желательно включить в оценку риска какие-либо вероятностные характеристики таких колебаний. На практике широкое распространение получило использование дисперсии в качестве показателя риска [4, 5]:

$$\sigma_r^2 = \frac{1}{m-1} \sum_{i=1}^m (b_i - \bar{r})^2 \quad (6)$$

Чем больше величина дисперсии, тем выше риск, что возникший из-за технологического нарушения дефицит мощности b_i не будет покрыт имеющимся резервом r .

На практике резерв мощности выбирают исходя из «Основных принципов определения и размещения резервов мощности в ЕЭС, ОЭС» (введены в действие распоряжением системного оператора от 27.12.2004 г. №50 р). В соответствии с указанными принципами в качестве резерва выбирается большее из двух значений:

$$r^v = 6\sqrt{P_{\max}}$$

или

$$r^v = nP_{\max} / 100, \quad (7)$$

где:

P_{\max} — прогнозируемое потребление в час максимума нагрузки;

n — норматив резерва для ОЭС (%), например для ОЭС Юга $n=6\%$.

В этом случае риск от выбранного резерва r^v также можно оценить с помощью аналогичного выражения, представляющего собой среднеквадратичное отклонение дефицита от выбранного значения резерва

$$\mathcal{G}_r^2 = \frac{1}{m-1} \sum_{i=1}^m (b_i - r^v)^2 \quad (8)$$

(относительный момент второго порядка [6]).

Оценивание риска альтернативных решений при помощи среднего и дисперсии — наиболее распространенный подход в экономических моделях. Этот подход берет свое начало из статистики, связанной с нормальным распределением. Нормальное распределение часто играет роль стандартного первого приближения при исследовании случайных явлений сложной природы, когда предполагаемое распределение непрерывно. Однако в электроэнергетике далеко не всегда разброс параметров режима и конфигурации электрической сети энергосистем можно описывать нормальными распределениями.

Так, зависимость параметра устойчивых отказов линий электропередачи от длительности эксплуатации хорошо аппроксимируется распределением Вейбулла:

$$\lambda(t) = \lambda_0 (0.1t)^{\alpha-1}, \quad (9)$$

где:

λ_0 — значение параметра устойчивых отказов линий электропередачи. Видно, что интенсивность отказов в зависимости от параметра α может расти, оставаться постоянной (экспоненциальный закон $\alpha=1$) и убывать. Последняя зависимость ($0 < \alpha < 1$) соответствует приработочному периоду эксплуатации линии электропередачи. Даже из этого примера видно, что двумя параметрами — средним и дисперсией — можно только довольно грубо охарактеризовать разнообразие возможных распределений. Если распределения отличны от нормальных, в частности асимметричны, то при решении различных задач оценки риска учета только среднего и дисперсии может оказаться недостаточно. В [7] показано, что при переходе от нормальных распределений к более сложным любой критерий, определяемый средними и дисперсиями, в принципе может давать явно абсурдные результаты.

Сумма под риском

В электроэнергетике i -ое технологическое нарушение является рискованным, если:

$$b_i \geq r^v, \quad (10)$$

образовавшийся в результате данного нарушения дефицит превышает имеющийся резерв мощности.

В такой постановке представляется более удачной оценкой риска верхняя оценка дефицита, возникшего

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

при неблагоприятном стечении обстоятельств, т.е. это дефицит мощности в «наихудшем» случае. В большинстве случаев, однако, нет смысла оценивать риск действительно максимальным возможным значением дефицита, так как вероятность такого события ничтожно мала. Поэтому, оценивая «наихудший» возможный вариант, выбирают некоторый уровень вероятности γ и оценивают величину дефицита, который может возникнуть с вероятностью γ . Очевидна аналогия с уровнем значимости, используемым при проверке статистических гипотез — это уровень, ниже которого вероятность отклонения признается малой, а соответствующее событие — маловероятным.

В существующей литературе, сумма под риском — Value at Risk или VaR — верхняя доверительная граница (уровня γ) мощности, которая может быть потеряна.

Подход VaR приводит к квантильным оценкам — в качестве меры риска выступает квантиль соответствующего распределения.

Формально, если P — случайный дефицит мощности, то

$$VaR_{\gamma}(P) = \inf \{w : F_P(w) \geq 1 - \gamma\} \quad (11)$$

где

$F_P(w) = f(P < w)$ — функция распределения дефицита P (рис. 2).

Если дефицит P распределен нормально со средним m_P и среднеквадратическим отклонением σ_P , то (11) превращается в

$$VaR_{\gamma}(P) = m_P + \alpha_{1-\gamma} \sigma_P, \quad (12)$$

где:

$\alpha_{1-\gamma}$ — квантиль стандартно нормального распределения уровня $1-\gamma$.

На практике же при применении такой оценки, как VaR, возникает вопрос о том, к какому распределению ее применять, какое распределение считать распределением дефицита мощности. Как всегда в статистических задачах, распределение точно не известно, имеются только некоторые статистические

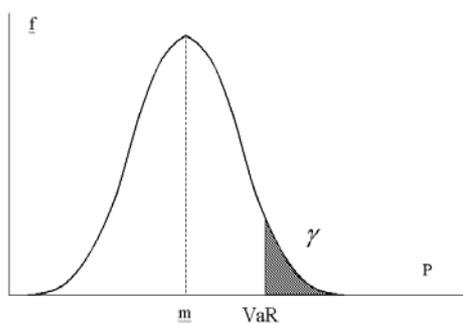


Рис. 2. VaR при нормальной плотности распределения дефицита

данные и по ним должно быть оценено распределение. Обычно различают следующие подходы:

- **Параметрический VaR** описан выше. Оцениваются среднее и дисперсия дефицита, затем VaR — в простейшем случае по формуле (12), подразумевающей нормальность распределения. Такой же подход может быть применен и с другими распределениями. При этом параметрическая оценка может быть сделана более точной по сравнению с (12), соответствующей обычной нормальной аппроксимации, для чего необходимо включить высшие моментные характеристики, например коэффициент асимметрии.

- **Исторический VaR**. В качестве распределения дефицита фактически берется выборочное распределение, построенное по данным за некоторый период.

- **Модельный VaR**. На основе статистических данных строится та или иная стохастическая модель убытка. В этом случае VaR оценивается при помощи имитационного моделирования.

Основным достоинством метода VaR можно назвать его простоту. Этот критерий удобен для вычислений, особенно когда нужно быстро производить расчеты с большим числом параметров. Однако той же простотой определяются и недостатки этого критерия. VaR, будучи квантильной оценкой, фактически оперирует лишь с одной точкой функции распределения — той, где функция распределения пересекает уровень $1-\gamma$. При этом игнорируется вся остальная информация, которая может содержаться в распределении анализируемой величины. Поэтому VaR может быть очень чувствителен к выбору γ . VaR не реагирует на распределение величин дефицита, происходящих с вероятностями, меньшими γ , они считаются маловероятными и игнорируются, т.е. хвост распределения отсекается. При применении VaR нужно проанализировать, можно ли пренебречь хвостами в контексте решаемых задач.

На рис. 3 показаны две гистограммы, которые иллюстрируют отсечение хвоста. Видно, что, хотя VaR одинакова, для гистограммы б) маловероятные (но не нулевые) значения больших убытков могут оказаться важными, и их следует принять во внимание. О таких распределениях, как на гистограмме б), говорят, что они имеют тяжелый хвост. Проблема тяжелых хвостов очень существенна как для «финансовых» распределений [8], так и для «энергетических».

В последнем случае тяжелый хвост будут иметь распределения вероятных дефицитов мощности у тех энергосистем, которые имеют незначительное количество генерирующих источников с существенно большей мощностью относительно других.

В связи с этим предпринимаются попытки дополнить VaR какими-либо характеристиками хвостов [9]. В качестве одной из таких характеристик предлагалось использовать математическое ожидание при условии превышения дефицитом некоторого уровня — условное математическое ожидание хвоста (tail conditional expectation — TCE),

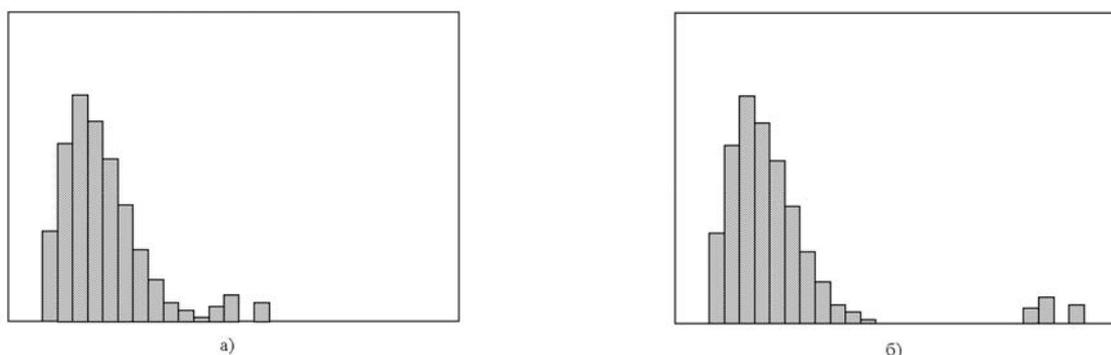


Рис. 3. Гистограммы с легким а) и тяжелым б) хвостом

$$TCE(P) = E(P|P > VaR_\gamma(P)). \quad (13)$$

Однако следует отметить что скорость сходимости к предельному распределению на практике может быть небольшой и поведение распределения может довольно сильно отличаться от теоретического. Это тем более относится к случаю, когда изучаются хвосты распределений. Близость распределения к теоретическому предельному зависит прежде всего от объема выборки. Даже если есть большие выборки данных, из них лишь немногие значения относятся к области изучаемого хвоста. Выборка, относящаяся к области хвоста, может оказаться слишком бедной.

Ожидаемая полезность

Согласно классическому определению Ф. Найта [10], ситуации, связанные с риском, характеризуются известными вероятностями событий. В такой трактовке термин «риск» означает любые непредсказуемые, но описываемые известными вероятностями изменения положения субъекта (благоприятные и неблагоприятные), несущего риск.

В тех случаях, когда удастся получить тем или иным способом оценки вероятностей возможных событий (физические, субъективные или в виде субъективных весов), а также оценить результат, то схема выбора в условиях риска является частным случаем схемы выбора при неопределенности. Эта схема возникает тогда, когда выбирается модель случайного появления сценариев. Оценка выбранного решения может быть выполнена с использованием понятия ожидаемой полезности [11] результата на основании «модели взвешивания» (2).

Покажем возможность применения метода ожидаемой полезности для оценки надежности ЭЭС при принятии диспетчерских решений.

Рассмотрим одну из важнейших функций диспетчерских служб — рассмотрение заявок на вывод оборудования и линий электропередачи (ЛЭП) в ремонт.

На начальном этапе рассмотрим упрощенную задачу, когда необходимо выбрать к реализации одну заявку f_i из некоторого набора:

$$[f_1, f_2, \dots, f_i, \dots, f_n]. \quad (14)$$

После выполнения заявки, вывода в ремонт того или иного оборудования или ЛЭП возможна реализация того или иного состояния ЭЭС S_j , аварийное отключение еще одного элемента энергосистемы (или без такового из некоторого набора):

$$[S_0, S_1, \dots, S_j, \dots, S_m] \quad (15)$$

При этом будем считать, что сделанный выбор заявки никак не может повлиять на реализацию состояния ЭЭС, т.е. выполняется условие независимости этих двух групп событий.

Таким образом, получается некоторое пространство результатов при принятии решения f_i и реализации некоторого состояния S_j ЭЭС:

$$\chi_{ij} = f_i(S_j). \quad (16)$$

Каждому результату χ_{ij} сопоставляется некоторая функция полезности $U(\chi_{ij})$, под которой понимается некоторая оценка реализации S_j состояния ЭЭС при выполненной заявке f_i . Функция полезности может иметь и отрицательное значение, если в результате выполнения заявки и реализации некоторого состояния ЭЭС возникнет аварийный или другой недопустимый режим.

Каждое состояние ЭЭС реализуется с некоторой вероятностью $q(S_j)$, и окончательно мы можем для каждого выбранного решения f_i (заявки) вычислить величину оценки риска — «ожидаемой полезности» от выбранного решения:

$$V(f_i) = \sum_{j=1}^m U(\chi_{ij})q(S_j), \quad (17)$$

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

которая будет характеризовать и надежность выбранного варианта состояния ЭЭС. Таким образом, для получения оценки (17) нам необходимо уметь определять вероятность $q(S_j)$ и каким-то образом задать функции полезности $U(\chi_{ij})$ для пространства результатов χ_{ij} . Поскольку мы рассматриваем состояния ЭЭС с однократными независимыми отказами (критерий $n-1$), вероятность каждого состояния $q(S_j)$ можно определить как вероятность отказа соответствующего элемента ЭЭС за время выполнения выбранной заявки t_j . Для этой цели можно воспользоваться вероятностными моделями для оценки надежности оборудования, изложенными, например, в [12 и 13]. Вероятность реализации состояния S_0 без отказов элементов ЭЭС за время выполнения заявки:

$$q(S_0) = 1 - \sum_{j=1}^m q(S_j). \quad (18)$$

В качестве функции полезности, как и в описанных ранее случаях, может быть использован требуемый резерв активной мощности, необходимый для компенсации дефицита образовавшегося из-за реализации того или иного сценария развития событий (15). Данный резерв может быть определен как методом экспертных оценок [14], так и расчетным путем. В указанной трактовке метод «ожидаемой полезности» будем называть методом «ожидаемого дефицита».

Оценка балансовой надежности ЭЭС методами теории рисков

Надежность ЭЭС зависит от многих факторов, главными из которых являются:

- схемы выдачи и передачи мощности;
- запасы энергоресурсов (топливо для ТЭС и вода для ГЭС);
- характеристики оборудования;
- уровни резервов;
- планирование и организация ремонтов;
- диспетчерское управление;
- системы автоматического режимного и противоаварийного управления.

Универсальных методов решения проблемы анализа надежности ЭЭС во всей совокупности перечисленных факторов не существует. Проблема надежности интуитивно понятна всем, однако ее формальное описание и решение представляют собой очень сложную задачу.

Под *балансовой надежностью* понимается способность системы удовлетворять потребности в электроэнергии требуемого качества на рассматриваемом интервале времени при учете статических ограничений и отказов оборудования [15].

Режимная, или функциональная, надежность означает способность системы противостоять внезапным

возмущениям, обусловленным особенностями режимных реализаций в электроэнергетической системе, ограничениями режимов, пропускных способностей элементов при изменении структуры системы в различных состояниях [16].

Понятие *структурной надежности* связано с анализом безотказной работы того минимального набора элементов, которые обеспечивают нормальное функционирование схемы (передачу электроэнергии) от источника питания до узла нагрузки или отказ того минимального набора элементов, отказ которого в любом из наборов приводит к отказу системы относительно рассматриваемого узла [12].

Под *комплексным анализом* надежности ЭЭС понимается совместный анализ надежности систем генерации, передачи и в общем случае распределения электроэнергии [17].

Из перечисленных задач в последнее время все большую актуальность приобретает балансовая надежность, дающая определенные гарантии выполнения диспетчерского графика нагрузки, сформированного АТС в результате торгов на спотовом рынке и передаваемого для реализации Системному оператору.

В проблематике анализа балансовой надежности можно выделить ряд задач, значительно различающихся сложностью и представляющих самостоятельный интерес. К ним относятся задачи анализа надежности только генерирующей подсистемы (в зарубежной практике [17] эта задача обозначается как задача первого иерархического уровня — HL1), генерирующей и передающей подсистем (HL2) и генерирующей, передающей и распределительной подсистем одновременно (HL3). Следует заметить, однако, что последняя задача в настоящее время практически не разработана.

С другой стороны, задачи анализа надежности различаются способами представления нагрузки. Последняя может варьироваться от простейшей модели, когда предполагается, что величина нагрузки равна своему ожидаемому максимуму на протяжении исследуемого интервала, до наиболее подробной, т.е. хронологической почасовой модели нагрузки с учетом случайных колебаний, вызванных неточностями прогноза. Первое предположение, конечно, грубое, однако получаемые в этом случае «абсолютные значения» показателей надежности вполне могут оказаться полезными, поскольку позволяют сравнивать различные альтернативы не только качественно, но и количественно.

Оценка балансовой надежности величиной риска в однородной концентрированной энергосистеме

Под *однородной концентрированной энергосистемой* [16] понимается система, состоящая из одинаковых по всем параметрам генерирующих агрегатов, работающих на одну общую нагрузку P_n . Рас-

смотрим систему, состоящую из множества $N \{1, n\}$ одинаковых генераторов. Коэффициент неготовности каждого из них \bar{h} , а мощность P . Если исключить из рассмотрения состояния плановых ремонтов, то общее количество возможных состояний системы составит 2^n . Однако, если безразлично, из-за отказа каких именно генераторов система находится в том или ином состоянии, а важно лишь, на сколько снизится мощность станций системы, то количество состояний снижается до $n+1$, при этом нулевое состояние — все генераторы в работе, первое состояние — один (любой) генератор находится в неработоспособном состоянии, второе — два генератора в неработоспособном состоянии и т.д. Попадание системы в одно из этих состояний соответствует схеме Бернулли, и вероятность снижения генерирующей мощности на мощность kP определяется биномиальным распределением:

$$q_k = C_n^k \bar{h}^k (1 - \bar{h})^{n-k}, \quad (19)$$

где: $C_n^k = n! / k!(n-k)!$,

k — число отказавших генераторов, а показатель неготовности

$$\bar{h} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}, \quad (20)$$

где:

λ — интенсивность отказов генератора,
 μ — интенсивность восстановления генератора после его отказа.

По данным [16, 18] для качественной оценки можно принять $\bar{h}=0,005$ для энергоблоков с $P_{уст} = 50-200$ МВт.

Данная модель, конечно, достаточно идеализирована, однако ее анализ позволит получить общие рекомендации по оценке риска возникновения дефицита мощности в энергосистеме.

В таблице 1 приведены распределения вероятностей возникновения дефицита мощности в однородной концентрированной энергосистеме с $P_n = 1100$ МВт, при различных сочетаниях единичной мощности генераторов и их количества.

Произведем оценку риска в каждой из трех приведенных ситуаций.

Среднее и дисперсия

Видно, что распределение дефицита мощности является явно ненормальным, что не позволяет применить этот метод для оценки риска.

По внешнему виду распределений можно предположить, что вариант с малым числом мощных генераторов является более рискованным, чем большое количество менее мощных генераторов в концентрированной однородной энергосистеме.

Сумма под риском

Поскольку распределения явно не нормальные, но не имеющие тяжелых хвостов, то риск будем оценивать по выражению (11).

Вариант 1. $VaR_{0,000234} = 50$ МВт

Вариант 2. $VaR_{0,001595} = 100$ МВт

Вариант 3. $VaR_{0,029627} = 100$ МВт

Как видно, предположение сделанное при оценке риска методом среднего и дисперсии нашло подтверждение и по методу VaR. Вариант концентрированной однородной энергосистемы с большим числом маломощных генераторов имеет меньший риск, а следовательно, и более высокую надежность.

«Ожидаемый дефицит»

Оценку риска по данному критерию можно выполнить по (17):

$$1. V(f_1) = \sum P_{деф,1} q_{1i} = -50 * 0,000228 - 100 * 0,000006 = -0,012 \text{ МВт.}$$

$$2. V(f_2) = \sum P_{деф,2} q_{2i} = -100 * 0,001569 - 200 * 0,000026 = -0,1621 \text{ МВт.}$$

$$3. V(f_3) = \sum P_{деф,3i} q_{3i} = -100 * 0,029257 - 300 * 0,000368 - 500 * 0,000002 = -3,0371 \text{ МВт.}$$

Данный результат подтверждает оценки, полученные предыдущими методами. Для того чтобы балансовая надежность варианта концентрированной однородной энергосистемой с 6 генераторами по 200 МВт сравнялась с балансовой надежностью при 24 генераторах по 50 МВт, необходимо коэффициент неготовности генераторов снизить с 0,005 до 0,00002 (можно также увеличить вращающийся резерв мощности).

Рассмотренная модель энергосистемы является в значительной степени упрощенной, для получения более значимых оценок реальных энергосистем требуется более адекватная модель.

Оценка балансовой надежности величиной риска в неоднородной концентрированной энергосистеме

В общем случае расчет такой системы принципиально не отличается от расчета однородной системы, усложняется лишь набор состояний генерирующего оборудования из-за неравенства мощностей отдельных генераторов.

При расчете вероятностей состояний неоднородной концентрированной энергосистемы предполагаем, что n разных генераторов имеют коэффициент готовности \bar{h}_i , номинальную мощность P_i , а состояние генераторов описывается переменной r_i , которая может принимать только два значения: $r_i=0$ (неработоспособное) и $r_i=1$ (работоспособное).

Таблица 1

Распределение вероятностей дефицита мощности в однородной концентрированной энергосистеме
 $P_H=1100$ МВт и $\bar{h}=0,005$

1	$n=24$ $P=50$	k_{∞}	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
		$P_{деф.}$	-100,00	-50,00	0,00	100,00	150,00	200,00	250,00	300,00	350,00	400,00	450,00	500,00		
		q	0,886654	0,106933	0,006180	0,000228	0,000006	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
2	$n=12$ $P=100$	k_{∞}	0		1	2	3	4	5	6						
		$P_{деф.}$	-100,00		0,00	100,00	200,00	300,00	400,00	500,00						
		q	0,941623		0,056781	0,001569	0,000026	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
3	$n=6$ $P=200$	k_{∞}	0,00			1	2	3								
		$P_{деф.}$	-100,00			100,00	300,00	500,00								
		q	0,970373			0,029257	0,000368	0,000002								

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Суммарная мощность такой энергосистемы будет определяться выражением:

$$P_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n r_i P_i. \quad (21)$$

Множество состояний j генераторов определяется различным числом сочетаний переменных $\{r_{j1}, r_{j2}, \dots, r_{jn}, \dots, r_{jn}\}$, что в свою очередь определяет снижение располагаемой мощности энергосистемы:

$$\Delta P_j = \sum_{i=1}^n P_i - \sum_{i=1}^n r_{ji} P_i. \quad (22)$$

А вероятность состояния генерирующего оборудования со сниженной мощностью ΔP_k определится:

$$q_k = \sum_{j \in k} \prod_{i=1}^n \hat{h}_i^{(1-r_{ji})} (1 - \hat{h}_i)^{r_{ji}}, \quad (23)$$

где:

k — набор состояний генерирующего оборудования с одинаковой сниженной мощностью.

Распределение вероятностей снижения располагаемой мощности для концентрированной энергосистемы со следующим набором генерирующего оборудования: 2 генератора с мощностью 50 МВт, 2 генератора по 100 МВт, 1 – 200 МВт и 1 – 1000 МВт, приведено на рис. 4.

Как видно из рисунка, распределение имеет явно выраженный тяжелый хвост, что не позволяет исполь-

зовать метод среднего и дисперсии для оценки риска и балансовой надежности энергосистемы данного вида.

Распределение снижения располагаемой мощности можно преобразовать в распределение дефицита, при $P_n = 1200$ МВт оно примет вид рис. 5.

В случае использования в качестве функции полезности величины дефицита мощности, метод ТСЕ (13) (модификация VaR), получим оценку риска:

$$TCE(\Delta P > 0) = V(qP_{\text{деф.}}) = 3,51 \text{ MBm}. \quad (24)$$

Если генераторы максимальной мощности 200 и 1000 МВт заменить на два генератора мощностью по 600 МВт, распределение дефицита примет вид рис. 6.

В последнем случае:

$$TCE(\Delta P > 0) = V(qP_{\text{деф.}}) = 3,01 \text{ MBm}. \quad (25)$$

Выражения (24 и 25) показывают, что совокупность двух генераторов по 600 МВт обеспечивает более высокую балансовую надежность (меньший риск дефицита), чем 200 и 1000 МВт.

При использовании метода «ожидаемого дефицита» можно учесть тот факт, что стоимость дефицита увеличивается по мере его роста, т.к. при ликвидации дефицита вначале отключаются менее ответственные потребители, а по мере роста дефицита — все более ответственные.

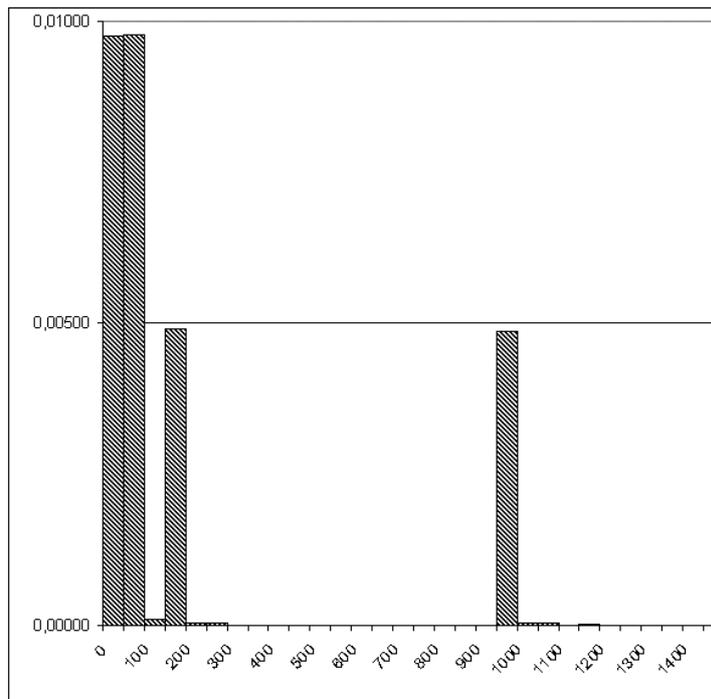
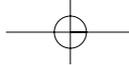


Рис. 4. Распределение вероятностей снижения располагаемой мощности концентрированной неоднородной энергосистемы



ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

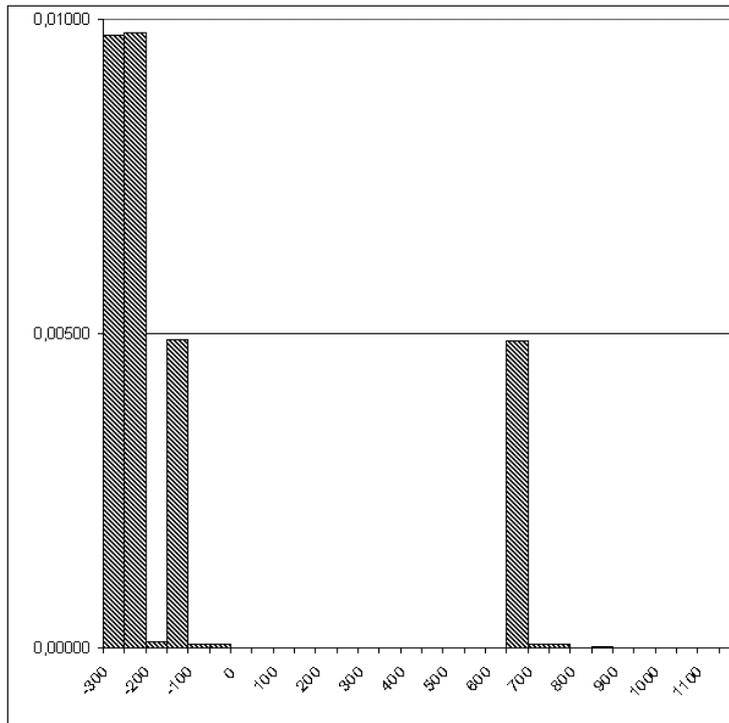


Рис. 5. Распределение вероятностей дефицита мощности концентрированной неоднородной энергосистемы (P_{max}=1000MW)

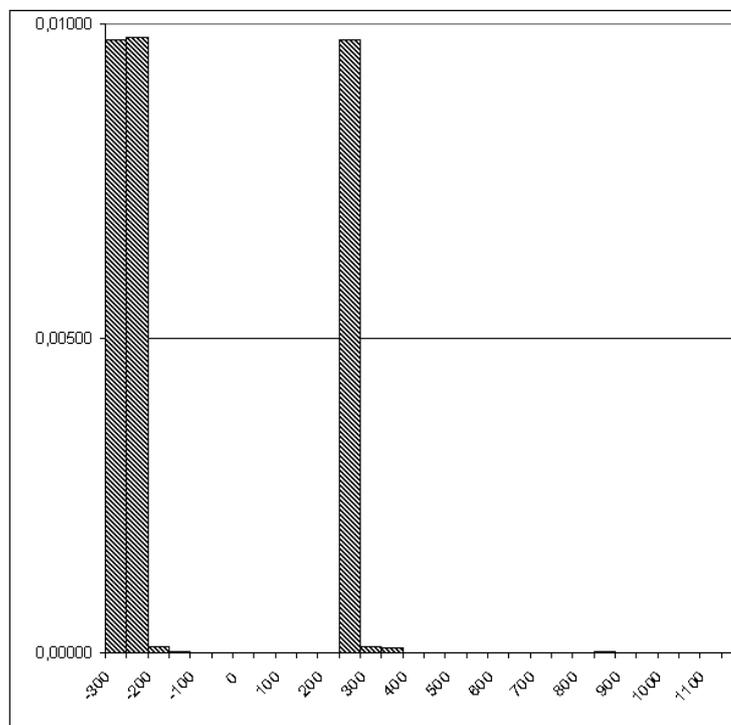


Рис. 6. Распределение вероятностей дефицита мощности концентрированной неоднородной энергосистемы (P_{max}=2x600MW)

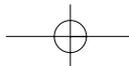


Таблица 2

Ожидаемая «полезность» дефицита мощности

Дефицит, Рдеф.	до 200 МВт	200–400 МВт	400–600 МВт	600–1200 МВт
«Полезность», v	-1 за МВт	-2 за МВт	-4 за МВт	-8 за МВт

В качестве примера можно установить следующую шкалу «полезности» — табл. 2.

Для распределения дефицита на рис. 5:

$$V(f_1) = \sum P_{\text{деф.1}} q_{1i} v_i = -28,1, \quad (26)$$

а для распределения на рис. 6:

$$V(f_2) = \sum P_{\text{деф.2}} q_{2i} v_i = -6,22 \quad (27)$$

Видно, что в последнем случае удастся получить более значимую оценку величины риска при возникновении дефицита, а следовательно, и более значимую оценку балансовой надежности.

Оценка балансовой надежности величиной риска в неоднородной распределенной энергосистеме

В большинстве реальных энергосистем вся нагрузка не может быть сведена к одному узлу, а использование генерирующей мощности в различных узлах системы ограничено пропускной способностью сети.

В нашей стране и за рубежом разработан ряд математических моделей для распределенных систем, которые позволяют определять показатели надежности ЭЭС (вероятности перерыва электроснабжения, недоотпуск электроэнергии, ущерб, различные индексы надежности) при заданной структуре системы, резервах пропускных способностях межсистемных связей и т.д. Однако использование этих моделей для оценки балансовой надежности в оперативном цикле управления энергосистемой вызывает большие вычислительные трудности, что требует разработки специальных методов оперативного анализа надежности.

Рассмотрим обобщенную модель рассредоточенной энергосистемы:

- 1) система имеет n концентрированных узлов;
- 2) в каждом узле имеется набор генераторов с показателями надежности;

$$NP_i^m = \{P_{i,1}, P_{i,2}, \dots, P_{i,j}, \dots, P_{i,m}\}$$

$$NH_i^m = \{h_{i,1}, h_{i,2}, \dots, h_{i,j}, \dots, h_{i,m}\};$$

- 3) нагрузка узла в рассматриваемый момент времени P_i^n ;

- 4) балансовый переток мощности между узлами i и j — P_{ij} ;

- 5) показатели надежности линий связи в виде вероятностей их отказов q_{ij} и предела передаваемой мощности P_{ij}^n .

Исходно все узлы сбалансированы по мощности, т.е. суммарная мощность станций узла вместе с поступающим балансовым потоком из других узлов равна нагрузке узла в рассматриваемый момент времени.

Каждый узел i рассматривается как самостоятельная концентрированная система, генерирующая мощность которой складывается из мощности собственных генераторов $\sum P_{i,j}$ и мощности балансовых перетоков $\sum P_{i,j}$, поступающих из смежных узлов. Потоки мощности из соседних энергосистем будем эквивалентировать узлами без нагрузки и генераторами бесконечной мощности.

Построение функции распределения дефицита мощности требует проведения значительной серии расчетов режима электрической сети энергосистемы. Для этой цели воспользуемся «моделью постоянного тока», которая широко используется для оценочного расчета установившегося режима электрической сети, для сравнения вариантов этой сети при отключении линий и блоков [19]. Математическая модель для расчета дефицита мощности в неоднородной распределенной энергосистеме будет иметь вид:

$$P_{\text{деф.}} = \sum_{i=1}^n P_i^n - \text{Max} \sum_{i=1}^n P_i, \quad (28)$$

$$b_{ij} \delta_i - \sum_{i \neq j} b_{ij} \delta_j = \sum_{k=1}^m P_{i,k} - P_i, \quad (29)$$

$$P_{ij} - b_{ij} (\delta_i - \delta_j) = 0, \quad (30)$$

$$-P_{ij}^n \leq P_{ij} \leq P_{ij}^n, \quad (31)$$

где:

b_{ij} — элементы матрицы узловых проводимостей.

Решение данной задачи возможно в рамках линейного программирования, данная модель позволяет получить значение дефицита мощности при различных сочетаниях отключенного генерирующего оборудования и ЛЭП, а вероятность данного режима определится по выражению (23).

На рис. 7 приведена схема простейшей распределенной неоднородной энергосистемы. Узлы 1 и 2 имеют как генераторы, так и потребителей электрической энергии. Узел 3 является балансирующим. В узле 1 имеется 3 генератора по 50 МВт с $h = 0,007$. В узле 2 всего один генератор мощностью 500 МВт. Нагрузка узла 1 — 300 МВт, узла 2 — 400 МВт. Пре-

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

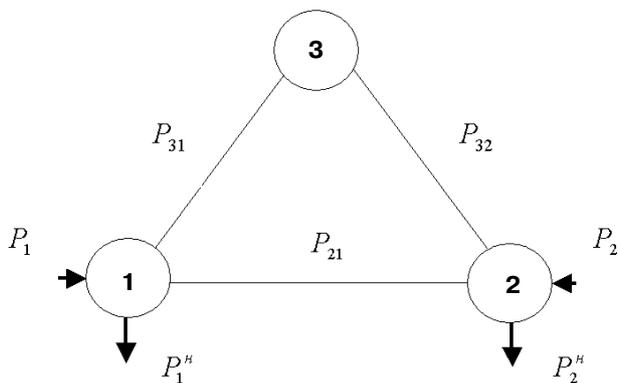


Рис. 7. Схема простейшей распределенной энергосистемы

дельный переток по ЛЭП 31 составляет 200 МВт ($h=0,02$), по ЛЭП 32 — 600 МВт ($h=0,02$), по ЛЭП 21 — 400 МВт ($h=0,01$).

Проводимости ветвей схемы $b_{12}=100$, $b_{13}=150$, $b_{23}=450$.

Распределение вероятностей дефицита в энергосистеме, приведенной на рис. 7, при указанных исходных параметрах примет вид рис. 8. Риск дефицита электрической энергии, определенный по методу «ожидаемого дефицита» с учетом табл. 2:

$$V(f_0) = \sum P_{деф.1i} q_{1i} v_i = -0,157. \quad (32)$$

Видно, что при всех ЛЭП в работе риск дефицита достаточно низок, а следовательно, надежность исходной схемы высокая за счет взаимного резервирования источников электроэнергии в сети.

Вывод в ремонт или аварийное отключение ЛЭП 21 приводит к изменению функции распределения дефицита мощности в сети — рис. 9.

При этом риск дефицита будет:

$$V(f_1) = \sum P_{деф.1i} q_{1i} v_i = -3.337, \quad (33)$$

что в 20 раз превышает оценку риска нормальной схемы.

Функции распределения дефицита мощности в сети при различных сочетаниях отключения ЛЭП приведены на рис. 10 и 11, а риски дефицита, соответствующие им:

$$V(f_2) = \sum P_{деф.2i} q_{2i} v_i = -2.878, \quad (34)$$

$$V(f_3) = \sum P_{деф.3i} q_{3i} v_i = -6.341, \quad (35)$$

$$V(f_4) = \sum P_{деф.4i} q_{4i} v_i = -14.382, \quad (36)$$

$$V(f_5) = \sum P_{деф.5i} q_{5i} v_i = -67.507, \quad (37)$$

$$V(f_6) = \sum P_{деф.6i} q_{6i} v_i = -155.522, \quad (38)$$

$$V(f_7) = \sum P_{деф.7i} q_{7i} v_i = -169.921. \quad (39)$$

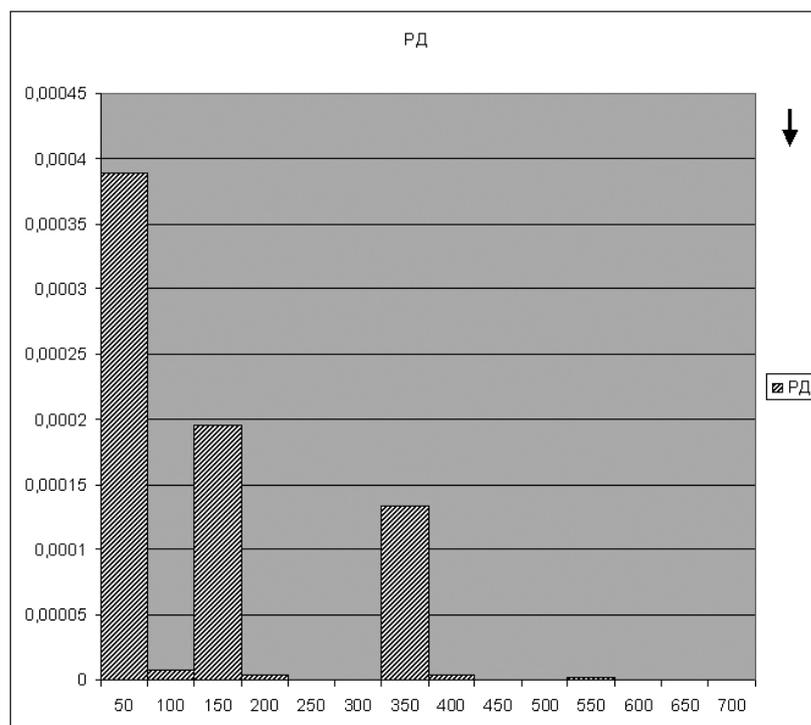


Рис. 8. Распределение дефицита мощности в простейшей энергосистеме

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

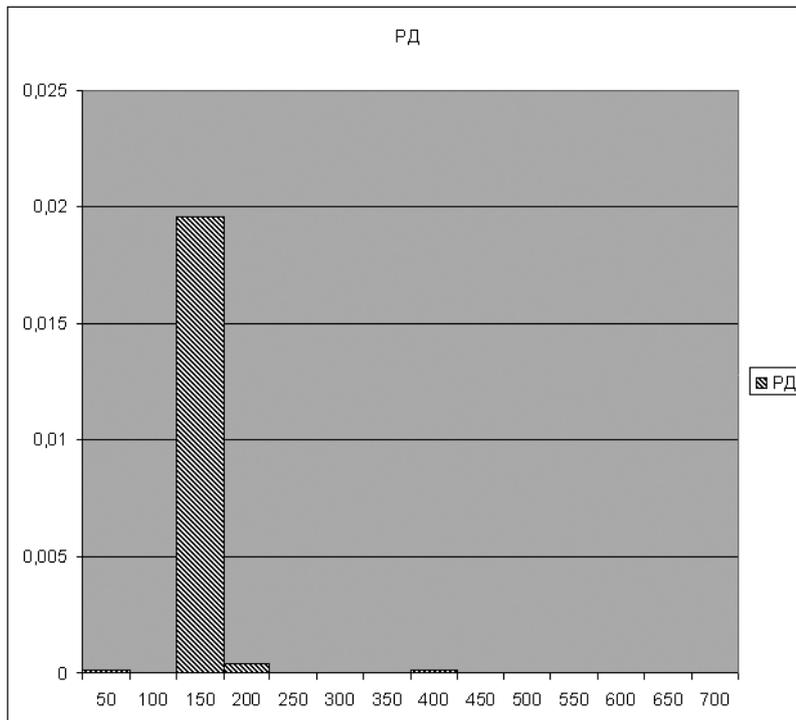


Рис. 9. Распределение дефицита мощности в простейшей энергосистеме при выводе в ремонт ЛЭП 21

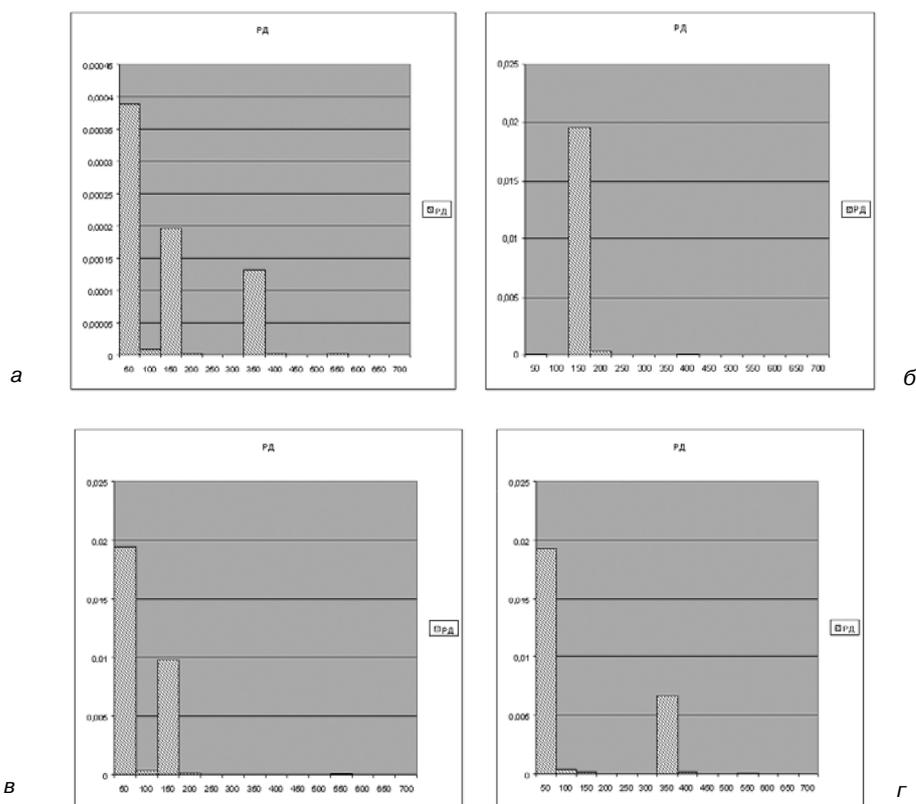


Рис. 10. Функции распределения дефицита мощности в простейшей энергосистеме при всех ЛЭП в работе — f_0 (а), при отключении ЛЭП 21 — f_1 (б), при отключении ЛЭП 31 — f_2 (в), при отключении ЛЭП 23 — f_3 (г)

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

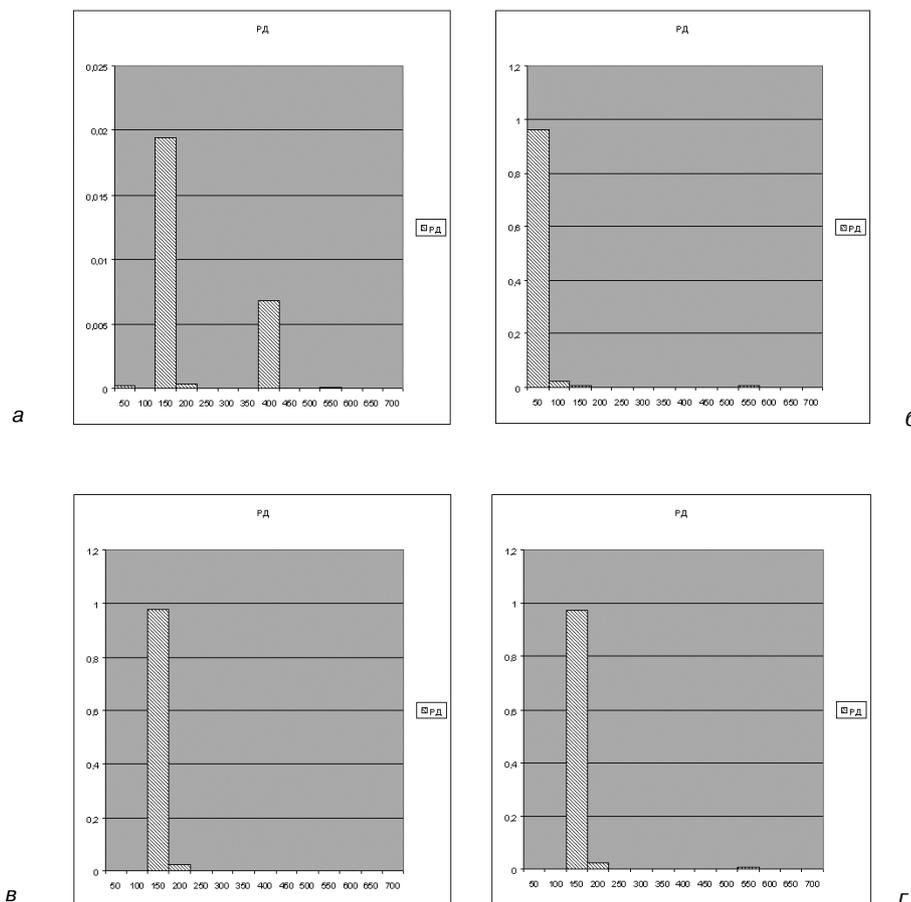


Рис. 11. Функции распределения дефицита мощности в простейшей энергосистеме при отключении 21 и 32 — f_4 (а), при отключении 31 и 32 — f_5 (б), при отключении 21 и 31 — f_6 (в), при отключении всех ЛЭП — f_7 (г)

ВЫВОДЫ

1. От диспетчера требуется умение заранее предугадать все типы рисков, с которыми он может столкнуться в процессе выбора того или иного решения, источники этих рисков и момент их возникновения. А оценив риски, разработать меры по сокращению этих рисков и минимизации потерь, которые они могут вызвать.

2. Одна из наиболее важных диспетчерских задач выбора в условиях риска — задача определения величины резервов мощности и их распределения по операционной зоне соответствующего диспетчерского центра. Имея данные о плановом графике нагрузки, составе работающего оборудования, конфигурации электрической сети и характеристиках надежности оборудования и ЛЭП, диспетчеру

необходимо обработать эту информацию и принять правильное решение, которое позволит в аварийной ситуации обойтись без отключения потребителей за счет наиболее эффективного выбора резерва мощности.

3. Наиболее эффективным методом для оценки надежности является метод «ожидаемого дефицита», на основе которого разработана методика оценки балансовой надежности величиной риска дефицита мощности в ЭЭС при принятии диспетчерских решений.

4. Для использования метода «ожидаемого дефицита» необходимо знать достаточно представительные показатели надежности ЛЭП и оборудования исследуемой энергосистемы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ларичев О.И. Теория и методы принятия решений. 2-е изд. М.: Логос, 2002.
2. Лившиц В.Н. Маргинальные рассуждения и инженерно-экономическая практика//Экономика и математические методы. 1999. Т. 35. №4.
3. Алексеев Б.А. Системные аварии и меры по их предупреждению. — Электрические станции, 2005, №4, с. 78–83.
4. Pollatsek A., Tversky A. A theory of Risk// Journal of Mathematical Psychology. 1970. № 7. P. 540–553.
5. Pratt J. Risk Aversion in the Small and in the Large// Econometrica. 1964. Vol.32. №1/2. P. 122–136.
6. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике (для научных работников и инженеров). М.: Наука, 1974.
7. Borch K. The Mathematical Theory of Insurance. Lexington Books, 1974a.
8. Embrechts P., Klupplbrg C., Mikosh T. Modelling Extremal Events for Finance and Insurance. Springer, 1997.
9. Coherent Measures of Risk / Artzner P., Delbaen F., Eber J.-M. et al. // Mathematical Finance. 1999. Vol. 9. №3. P. 203–228.
10. Knight F. Risk, Uncertainty and Profit. Boston: Houghton Mifflin, 1921.
11. Anscombe F.J., Aumann R.J A Definition of Subjective Probability// Annals of Mathematical Statistics. 1963. Vol. 34. №1. p. 199–205.
12. Гук Ю.Б. Теория надежности в электроэнергетике. — Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1990. — 208 с.
13. Будовский В.П., Шульгинов Н.Г. Надежность линий электропередачи 330 и 500 кВ Объединенной энергосистемы Северного Кавказа. — Электрические станции, 2005, №7, с. 58–64.
14. Будовский В.П., Пасторов В.М., Ханов Н.Д. Экспертная оценка области допустимых значений параметров оптимизации операционных зон диспетчерских центров. — Новое в Российской электроэнергетике, 2005, №11, с. 6–16.
15. Обоскалов В.П. Надежность обеспечения баланса мощности электроэнергетических систем. — Екатеринбург. УГТУ-УПИ, 2002.
16. В.Г. Китушин. Надежность энергетических систем. — М.: Высш. шк., 1984. — 256 с.
17. Надежность и эффективность функционирования больших транснациональных ЭЭС. Методы анализа: Европейское измерение. Ю.Н. Кучеров, О.М. Кучерова, Л. Капои, Ю.Н. Руденко. — Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма ФАН, 1996. — 443 с.
18. Billinton R., Singh C. Static generating capacity reliability evaluation — Proceeding of PSCC, 1972.
19. Липес А.В., Окуловский С.К. Расчеты установившихся режимов электрических систем на ЦВМ. — Свердловск: изд. УПИ, 1986. — 88 с.

НОВОСТИ

Кубинская правительственная делегация ознакомилась с работой Системного оператора

21 января 2009 года ОАО «Системный оператор ЕЭС» (ОАО «СО ЕЭС») посетила делегация Республики Куба во главе с министром базовой промышленности г-жой Ядирой Гарсия Вера. Знакомство с инфраструктурной компанией, осуществляющей оперативно-диспетчерское управление российской энергосистемой, было приурочено к очередному заседанию Межправительственной российско-кубинской комиссии по торгово-экономическому и научно-техническому сотрудничеству, прошедшему 22–23 января в Москве.

Во встрече с кубинскими гостями приняли участие заместитель Министра энергетики Российской Федерации Вячеслав Синюгин и Председатель Правления ОАО «СО ЕЭС» Борис Аюев.

В ходе визита участники делегации, в которую кроме министра вошли также первый заместитель генерального директора Кубинской государственной энергетической компании «Юнион Электрика» Рауль Гарсия Баррейро, Директор международных отношений Министерства базовой промышленности Кубы Елой Леон Гомес и представитель «Юнион Электрика» в России Риккардо де Варона ознакомились с работой Главного диспетчерского центра и Центра тренажерной подготовки персонала Системного оператора.

Председатель Правления ОАО «СО ЕЭС» Борис Аюев рассказал руководителям Министерства базовой промышленности Кубы и коллегам-энергетикам об основных задачах Системного оператора по управлению надежностью работы энергосистемы. Директор по управлению режимами ЕЭС – главный диспетчер ОАО «СО ЕЭС» Александр Бондаренко ознакомил гостей со структурой диспетчерского управления Единой энергосистемой России, механизмами обеспечения нормативной частоты электрического тока и особенностями подготовки диспетчерского персонала.

Заместитель руководителя Центра тренажерной подготовки персонала ОАО «СО ЕЭС» Анатолий Литвинов продемонстрировал гостям работу тренажеров.

Представители государственной энергокомпании Кубы заинтересовались работой систем сбора и обработки данных (SCADA), планирования и оптимизации режима (EMS), на базе которых реализован программно-аппаратный комплекс оперативно-технологического управления Единой энергосистемой России. Системы SCADA и EMS позволяют в реальном времени контролировать технологические процессы, происходящие в энергосистеме. Первый заместитель генерального директора «Юнион Электрика» Рауль Гарсия Баррейро отметил, что энергосистема Республики Куба работает в сложных климатических условиях, нередко страдая от тропических ураганов.

В связи с этим перед компанией «Юнион Электрика» в настоящее время стоит задача оснащения энергетической системы аналогичными комплексами, повышающими надежность управления. Г-н Баррейро выразил надежду на то, что российские энергетические компании, имеющие большой опыт применения подобного оборудования, примут участие в планируемом конкурсе на разработку и внедрение автоматизированных систем на объектах кубинской энергетики.

По окончании визита министр базовой промышленности Кубы оставила благодарственную запись в книге почетных гостей Системного оператора.

Синхронное объединение ЕЭС/ОЭС с УСТЕ. Обзор основных работ и результатов Проекта

(ноябрь 2008, неофициальный перевод с английского)

В статье описываются результаты предварительных исследований возможности синхронного объединения энергосистем стран СНГ и Балтии с энергосистемами стран, входящих в Союз по координации передачи электроэнергии (УСТЕ).

Введение

В начале 2002 г. Электроэнергетический совет Содружества Независимых Государств (ЭЭС СНГ) выразил заинтересованность в синхронном объединении энергосистем стран СНГ и Балтии (ЕЭС/ОЭС) с энергосистемами стран, входящих в Союз по координации передачи электроэнергии (УСТЕ).

Вследствие этого УСТЕ принял решение осуществить предварительное исследование для анализа потоков распределения в установившихся режимах [1]. После завершения в 2003 г. этого исследования УСТЕ и Комиссия ЭЭС СНГ по оперативно-технологической координации (КОТК) договорились выполнить детальное Технико-экономическое обоснование (ТЭО) синхронного объединения указанных энергосистем.

Этот проект выполнялся совместно Консорциумом УСТЕ и Группой компаний ЕЭС/ОЭС. Географический обзор, содержащий некоторые ключевые цифры, характеризующие различные синхронные зоны Европы, представлен на рис. 1.

ТЭО призвано ответить на три основных вопроса:

- Возможно ли полное синхронное объединение ЕЭС/ОЭС и УСТЕ?
- Каковы обязательные требования с обеих сторон?
- Каковы будут связанные с этим затраты?

Это исследование уникально по своим задачам и масштабу. В настоящее время в мире не существует электроэнергетической системы, охватывающей более 10 часовых поясов и имеющей различные характеристики нагрузки, структуры сетей и генерирующих мощностей. Исследуемые энергосистемы обеспечивают электроэнергией более 700 миллионов человек на двух континентах.

Хотя определенные усилия по оценке возможности объединения предпринимались ранее, настоящее исследование стало беспрецедентным с точки зрения объема на объединенных динамических моделях ЕЭС/ОЭС и УСТЕ выполнены исследования динамического поведения, в том числе межсистемных колебаний протяженных энергосистем.

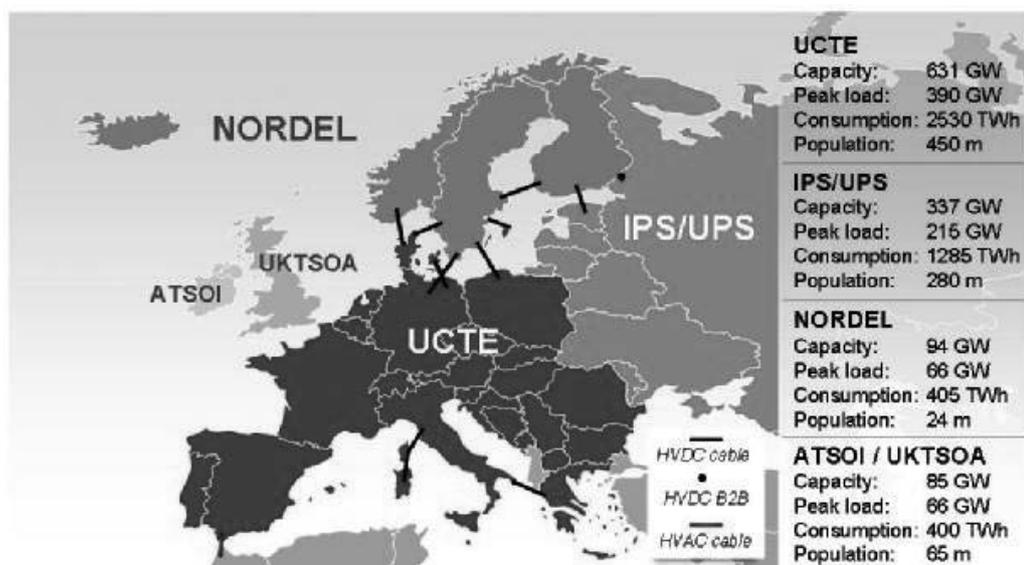


Рис. 1. Синхронные зоны Европы

В итоговом отчете приведен обзор работ за период с апреля 2005 г. по апрель 2008 г., а также полученные результаты и выводы. Кроме того, даны рекомендации относительно возможных дальнейших исследований и действий. Результаты проекта будут использованы в качестве основы для принятия сторонами последующих решений по развитию своих энергосистем.

Объем работ

Основная цель исследования заключалась в изучении возможности и условий синхронного объединения энергосистем Востока и Запада с технической, эксплуатационной, организационной и юридической точек зрения. Кроме того, было необходимо определить перечень мероприятий, которые требуется реализовать в обеих энергосистемах для объединения, и осуществить оценку соответствующих затрат.

Разработка проекта представляла собой комбинацию исследований синхронно объединенных энергосистем и численного моделирования режимов их работы при условии, что Стороны в основном сохраняют собственные правила и стандарты функционирования. При этом поддержание должного уровня надежности и устойчивости функционирования энергосистем было и является главным предварительным условием и важнейшей задачей, подлежащей решению совместными усилиями специалистов ЕЭС/ОЭС и UCTE.

До сих пор все расширения синхронной зоны UCTE базировались на двух важнейших принципах, которые соблюдались всеми Системными операторами (СО). Это – принятие общей совокупности норм и стандартов эксплуатации и развития энергообъединений, а также поддержка принципов общего рынка электроэнергии. Эти принципы брались за основу

при подключении к UCTE относительно небольших стандарты и нормы по эксплуатации и надежности.

Однако граничные условия настоящего ТЭО существенно отличаются от тех, которые были применены в предыдущих объединениях. В отличие от стандартной процедуры интеграции энергосистем в UCTE в ТЭО исследовалось электрическое соединение двух крупных энергосистем, где действуют разные нормы и правила и применяются различные принципы эксплуатации. Рис. 2 демонстрирует принципы интеграции и принципы соединения энергосистем.

Обе синхронные зоны длительно эксплуатируются независимо, в каждой применяются свои эксплуатационные правила и процедуры. Поэтому для обеспечения надежности совместной работы возможность синхронного соединения необходимо определить не только в терминах совместимости по техническим параметрам, но и с точки зрения организации и управления в рамках последовательной юридической структуры. Чтобы исключить взаимное отрицательное воздействие систем, следовало определить совокупность обязательных технических, организационных и юридических требований, сохранив при этом после объединения, насколько возможно, без изменений технические нормы и внутренние правила, действующие в каждой из систем, при условии, что это не скажется на надежности их функционирования.

Организация проекта

Для выполнения исследования образованы два консорциума.

В Консорциум UCTE, отвечавший за проект, вошли следующие 11 СО из 9 стран: E.ON Netz GmbH (Германия), выступавший в качестве лидера Консорциума, ELIA System Operator S.A. (Бельгия), MAVIR

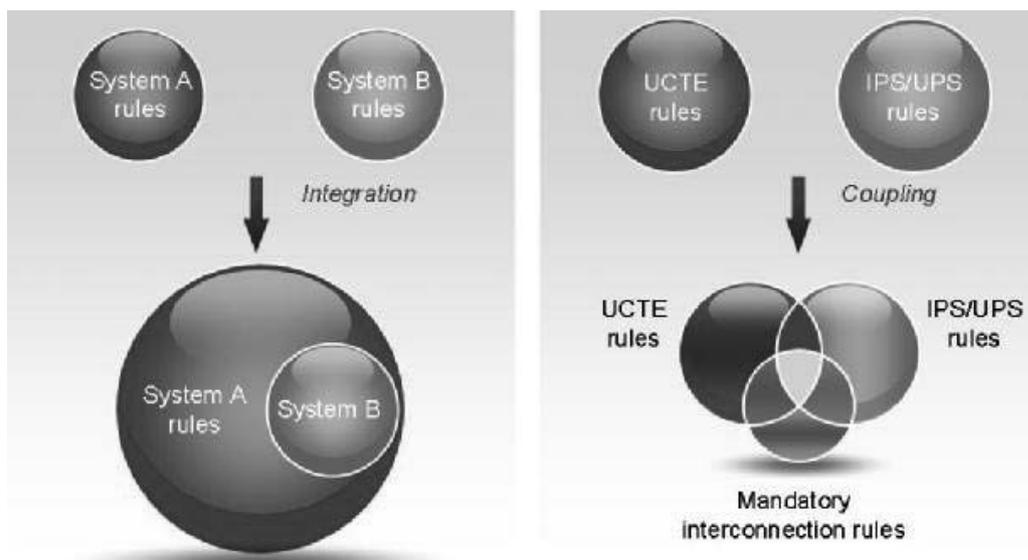


Рис. 2. Принципы интеграции и принципы объединения энергосистем

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

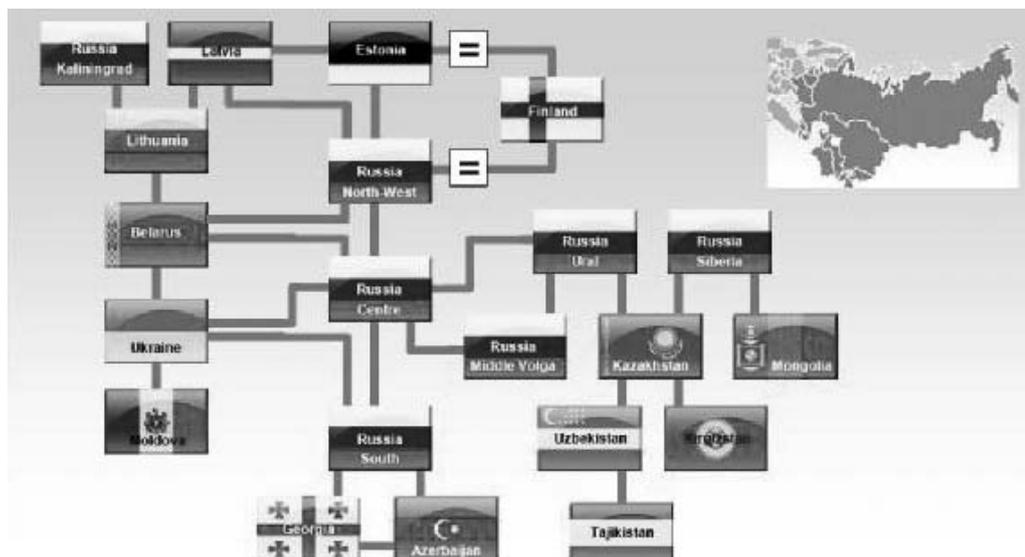


Рис. 3. Структура и государства-члены ЕЭС/ОЭС

Hungarian Power System Operator Company (Венгрия), Electricita Sistemem Operator EAD (Болгария), PSE-Operator S.A. (Польша), Red Electrica de Espana S.A. (Испания), Reseau de Transport d'Electricite (Франция), RWE Transportnetz Strom GmbH (Германия), Slovenska elektrizacna prenosova sustava, a.s. (Словацкая республика), National Power Grid Company Transelectrica (Румыния) и Vattenfall Europe Transmission GmbH (Германия).

Со стороны ЕЭС/ОЭС сформирована группа компаний из 8 стран: Белэнерго (Беларусь), Eesti Energia (Эстония), KEGOC (Казахстан), Latvenergo (Латвия), Lietuvos Energija AB (Литва), Укрэнерго (Украина), Moldelectrica (Молдова) и Системный оператор Единой энергетической системы России. Последний выполнял координирующие функции для восточно-европейских коллег. Обзор структуры и государств — членов ЕЭС/ОЭС представлен на рис. 3.

Исследование стартовало в апреле 2005 г. после подписания обеими Сторонами Соглашения о сотрудничестве. Проект имеет большое значение для дальнейшего прогресса в области электроэнергетики. Европейская Комиссия, одно из направлений политики которой заключается в содействии созданию открытого рынка электроэнергии в Европе, также проявляет большой интерес к результатам исследования. Работа консорциума UCTE частично финансировалась по линии программы Европейской Комиссии «Трансъевропейская электрическая сеть» Генерального директора по транспорту и энергии (DG-TREN).

Перед фактическим началом реализации проекта было подготовлено Техническое Задание (ТЗ), содержащее детальное описание объема работ и процедуры исследования.

Работы по проекту в целом, подразделялись на 3 этапа:

1. Сбор данных и моделирование системы.
2. Верификация моделей и расчеты.
3. Результаты и выводы.

Организационная структура проекта представлена на рис. 4. Работы в рамках исследования были проведены группой специалистов из Консорциума UCTE и Группы компаний ЕЭС/ОЭС. Были созданы пять рабочих групп по направлениям: анализ установившихся режимов, динамика, управление энергосистемой, эксплуатация и организация, юридические аспекты. Вся деятельность координировалась руководством проекта.

Для управления проектом также были сформированы:

- Представительский совет проекта (PRB), ответственный за информирование по проекту политических структур и организацию его поддержки. В него вошли представители Европейского парламента и Европейской комиссии, UCTE, ЭЭС СНГ, стран Балтии, системных операторов и компаний ЕЭС/ОЭС;
- Орган управления проектом (PMB), ответственный за управление выполнением исследования и принятием решений по основным вопросам. Он утверждал отчеты рабочих групп о проведенной работе. Данный орган состоял из представителей Консорциума UCTE и Группы компаний ЕЭС/ОЭС.

Сбор информации и данных, моделирование

Сбор данных и подготовка моделей энергосистем являлись ключевыми предпосылками для получения высококачественных результатов исследования. В этом отношении обязательства обеих Сторон по предоставлению данных и моделей были зафиксированы в Соглашении о сотрудничестве, подписанном

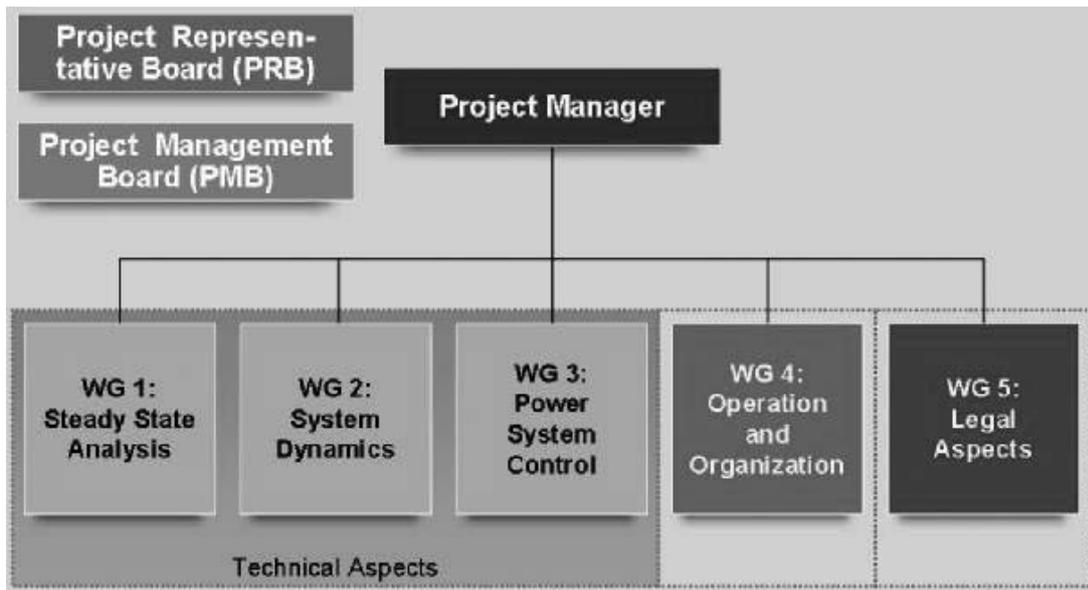


Рис. 4. Организационная структура проекта

между Консорциумом UCTE и Группой компаний ЕЭС/ОЭС. Стороны согласились, что качество результатов моделирования непосредственно зависит от качества исходных данных.

Соответственно, предоставление необходимых данных было признано неременным условием успешного завершения исследования.

После запуска проекта в апреле 2005 г. первые работы заключались в изучении текущего состояния ЕЭС/ОЭС в техническом, организационном и юридическом плане.

В июне 2005 г. Стороны согласовали Вопросник по сбору данных ЕЭС/ОЭС. Вопросник основан на процедурах сбора данных, использовавшихся ранее в аналогичных исследованиях UCTE. Он содержал описание исходных данных, необходимых для моделирования установившихся режимов и динамики, а также данных по управлению энергосистемой, эксплуатации и организационным аспектам. Аналогичная процедура сбора данных была использована в UCTE. Выполнение этих процедур было необходимо для обеспечения требуемого качества исследований. Для определения правовых условий для обеих сторон был разработан отдельный юридический вопросник.

В ходе выполнения исследования выявилось, что сбор исходных данных оказался наиболее сложным этапом. Хотя определенная информация была собрана, ее объем не всегда был достаточен. Соответственно был найден компромисс, который позволил провести исследование на основе имеющейся информации в заданные сроки. С целью выполнения условий технического задания специалисты ЕЭС/ОЭС и UCTE при необходимости использовали экспертные оценки или информацию из литературы.

Расчетные модели энергосистем UCTE и ЕЭС/ОЭС были разработаны на основе их текущего состояния,

т.е. отдельно работающих синхронных зон. Каждая сторона отвечала за разработку своей модели и ее верификацию путем сравнения измерений и результатов моделирования. После этого индивидуальные модели были объединены с целью получения общих расчетных моделей для исследования возможного синхронного объединения. С учетом имеющихся знаний и опыта UCTE и ЕЭС/ОЭС концентрировались на изучении каждой своей синхронной зоны.

Расчетные модели были разработаны на основе всей имевшейся информации. В результате было получено детализированное описание структуры энергосистемы в зоне интерфейса. В случае отсутствия данных или невозможности их распространения, например в силу юридических ограничений, использовались верифицированные эквивалентные модели.

Анализ, выводы и результаты

Первый этап, предшествовавший исследованию технических и организационных аспектов объединения, был посвящен анализу результатов предыдущих исследований [1, 2, 3, 4, 5], выполненному всеми рабочими группами по своим направлениям. Общий обзор структуры, основные цифры и общие сведения об эксплуатации ЕЭС/ОЭС приведены в Обзоре текущего состояния ЕЭС/ОЭС, представленном стороной ЕЭС/ОЭС в окончательной редакции в феврале 2006 г.

Параллельно со сбором данных в ЕЭС/ОЭС начались работы по созданию Системы мониторинга переходных режимов (СМНР), аналогичной действующей в UCTE [6].

Создание такой системы было необходимо для верификации динамических моделей энергосистемы. С начала 2007 г. имеется возможность исследовать

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ



Рис. 5. Рассматриваемые межсистемные линии интерфейса

динамическое поведение энергообъединения ЕЭС/ОЭС в целом, например после технологических нарушений. К апрелю 2008 г. в ЕЭС/ОЭС было установлено 26 регистраторов. В УСТЕ в настоящее время установлено около 50 приборов, синхронизированных по времени.

С целью определения необходимых технических терминов и обеспечения базы взаимодействия в ходе исследования был разработан Технический глоссарий проекта.

Девять межсистемных линий (три по 750 кВ, четыре по 400 кВ и две по 220 кВ), рассматриваемые как готовые к объединению, представлены на рис. 5: восемь линий соединяют Украину с западными соседями и одна линия 400 кВ соединяет передающую систему Молдовы с Румынией.

Эти ВЛ входили в состав ЕЭС/ОЭС и энергосистемы «Мир» до 1995 г., когда Польша, Венгрия, Словакия и Чехия объединились на синхронную работу с УСТЕ. Для синхронного соединения УСТЕ с ЕЭС/ОЭС некоторые из этих линий необходимо отремонтировать и частично реконструировать.

В связи с автономным развитием в прошлом между УСТЕ и ЕЭС/ОЭС имеются значительные различия в структуре систем и определенная разница в принципах эксплуатации. В то время как планирование развития системы УСТЕ следует критерию $n-1$, в ЕЭС/ОЭС этот критерий выполняется с помощью управляющих воздействий, которые сводятся в основном к отключению нагрузки и генерации.

Выводы и результаты исследования в основном подтверждают заключения, сделанные в ходе предыдущих проектов, а также позволяют обновить эти результаты и рассмотреть их в более широком контексте, включающем организационные и юридические аспекты. Созданные в ходе выполнения проекта мо-

дели для расчетов установившихся режимов и динамики представляют собой одно из ценных достижений. Исследования динамики, впервые выполненные на столь масштабных моделях, показали, что динамические процессы налагают наибольшие ограничения на расширение энергосистемы по сравнению с ограничениями в установившихся режимах.

Основные результаты и выводы в отношении возможного синхронного соединения УСТЕ и ЕЭС/ОЭС и влияния этого соединения на энергообъединение УСТЕ следующие:

Результаты анализа установившихся режимов

Модели для анализа установившихся режимов и соответствующего перетока мощности отражают плановое состояние обеих синхронных зон на 2008 г. Результаты расчета перетока мощности в установившихся режимах позволяют сделать следующие заключения.

- Стороны использовали различные методологии и модели для анализа перетока мощности в своих синхронных зонах в зависимости от критериев планирования и эксплуатации. Расчеты показали, что в большинстве случаев допустимый переток мощности в ЕЭС/ОЭС в значительной степени выше, чем пределы, выявленные в УСТЕ.

- Поскольку перетоки мощности через интерфейс проходят в основном через Украину, они весьма чувствительны к графикам загрузки генераторов в Украине и странах, граничащих с ней на западе.

- В большинстве случаев обмена ограничены внутренними сечениями в каждой синхронной зоне. Перетоки мощности на короткие расстояния между странами интерфейса при передаче Восток – Запад

ограничены величинами от 1000 до 3000 МВт. Расчетные предельные перетоки в направлении Запад – Восток не превышают 1000 МВт.

- Численное моделирование однозначно показывает, что при наличии синхронной связи между энергосистемами возможности передачи электроэнергии на большие расстояния довольно ограничены. Почти в 50% промоделированных режимов передачи электроэнергии на большие расстояния (например, из России в ФРГ или Италию) значение мощности, которую можно передать через интерфейс, было меньше, чем обязательное для поддержания резерва регулирования. Чтобы обеспечить устойчивость функционирования энергосистемы UCTE после синхронного объединения с ЕЭС/ОЭС, в сети UCTE следует произвести модернизацию либо снизить имеющуюся в настоящее время в UCTE располагаемую мощность для нужд рынка. Чтобы получить реалистическую оценку необходимых капиталовложений, следует сначала выполнить долгосрочный прогноз развития рынка.

- Ограничения по межсистемной пропускной способности в UCTE обусловлены высоким коэффициентом использования системообразующих и высоковольтных распределительных сетей в UCTE. Межсистемная пропускная способность на стороне UCTE еще более снижается вследствие той важности, которую придают в системе использованию возобновляемых источников энергии (ветрогенераторов).

Моделирование системы в динамике

На основе моделей установившихся режимов были независимо разработаны и верифицированы динамические расчетные модели обоих энергообъединений.

Разработка и проверка корректности динамической модели UCTE осуществляется в течение 15 лет. За это время продемонстрировано хорошее соответствие результатов моделирования фактическим результатам измерений в энергосистеме [7, 8, 9]. Динамическая модель всей синхронной зоны ЕЭС/ОЭС была создана впервые для настоящего исследования. Эта модель верифицирована по записям реальных технологических нарушений, полученным Системой мониторинга переходных режимов, созданной в ЕЭС/ОЭС в 2005–2007 годах.

Обе модели были объединены в общую динамическую модель с целью исследования влияния синхронного соединения на устойчивость при малых возмущениях и при переходных процессах.

Результаты анализа показывают, что при синхронном соединении возникают колебания, обусловленные структурой системы. На рис. 6 изображен пример колебаний генерирующей мощности синхронно соединенных энергосистем после значительного возмущения в Северо-Западной части ЕЭС/ОЭС. Эти колебания создают новую и плохо демпфируемую гармонику 0,07 Гц и, таким образом, требуют применения специальных методов демпфирования в объединенных энергосистемах. Указанные колебания имеют электромеханическую природу, т.е. роторы генераторов в восточной части колеблются относительно роторов генераторов в западной. Для окончательного решения по поводу надлежащих мер, направленных на демпфирование обнаруженных низкочастотных колебаний (на основе АРВ или регуляторов частоты вращения), требуется дальнейшее развитие динамической модели ЕЭС/ОЭС.

Основные выводы и результаты анализа динамической устойчивости:

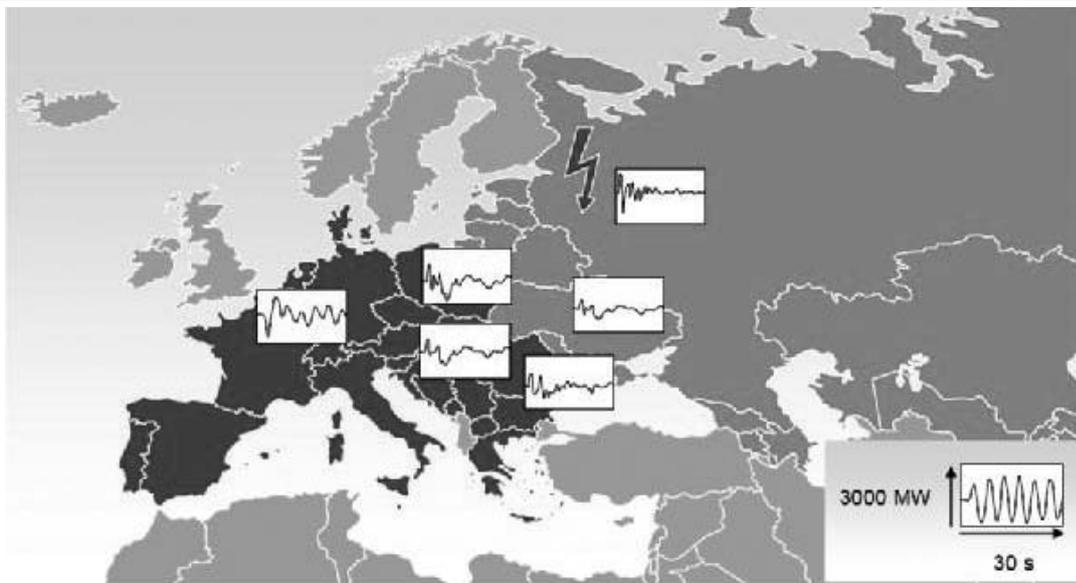


Рис. 6. Графики изменения режимных параметров после тяжелых технологических нарушений в ЕЭС/ОЭС

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

- Трехфазные короткие замыкания вблизи интерфейса с последующим нормальным временем отключения с большой вероятностью не скажутся отрицательно на динамической устойчивости связанных систем.

- Анализ более серьезных нарушений показывает, что потенциально возможны более тяжелые последствия для синхронного объединения ЕЭС/ОЭС и UCTE. Поскольку эти явления имеют в основном структурный характер, для их предотвращения требуются сложные контрмеры и дополнительные исследования.

Анализ аварии в UCTE 4 ноября 2006 г. [10] в условиях синхронного соединения с ЕЭС/ОЭС показал, что указанное соединение ЕЭС/ОЭС и UCTE обеспечивает надежную взаимопомощь не во всех аварийных ситуациях. Напротив, положение может ухудшиться вследствие угрозы потери устойчивости. Моделирование показало, что синхронному соединению крупных энергосистем присущи технические недостатки, приводящие к снижению их надежности в случае серьезных нештатных ситуаций.

Указанные технические недостатки до определенной степени нивелируют экономически полезный эффект, обусловленный расширением энергосистемы. Первоочередной задачей является предотвращение распространения возмущений и их последствий из одной системы в другую.

Анализ управления энергосистемами

Синхронное соединение двух энергосистем приводит к снижению отклонений частоты от номинального значения в случае крупномасштабных внезапных отключений генераторов. Это обусловлено вза-

имной поддержкой систем, которая автоматически обеспечивается первичным регулированием в общей синхронной зоне. Величина и дистанция перетоков мощности возрастают пропорционально мощности синхронной зоны и ее географической протяженности соответственно.

Установленная мощность и резервы регулирования в обеих системах являются величинами одного порядка. Рис. 7 демонстрирует распределение регулируемого перетока мощности после потери генерируемой мощности в 3000 МВт в Германии. В случае возникновения небаланса мощности 3000 МВт (характерное значение резерва мощности в энергосистеме UCTE) около 1500 МВт регулирующей мощности пройдет через интерфейс. Необходимо обеспечить надежное прохождение этого перетока мощности, для чего необходимо предусмотреть постоянный резерв пропускной способности на интерфейсе в обоих направлениях.

Таким образом, синхронное соединение UCTE и ЕЭС/ОЭС потребовало бы учета дополнительного запаса на переток регулирующей мощности (англ. Control Power Flow Margin, CPFM) при определении располагаемой пропускной способности (англ. Available Transfer Capacities, ATC). В настоящее время принятые в UCTE определения запаса надежности передачи (англ. Transmission Reliability Margin, TRM) не предполагают учета запаса на переток регулирующей мощности.

Следовательно, чтобы обеспечить устойчивое функционирование системы, следует определить требуемое значение CPFM и соответственно уменьшить значение располагаемой пропускной способности для рыночных целей на интерфейсе ЕЭС/ОЭС и UCTE.



Рис. 7. Регулируемый переток после аварийного отключения 3000 МВт в UCTE

Эксплуатация и организация

Организационные аспекты (например, вопросы эксплуатации линий интерфейса, принципы и порядок согласования действий системных операторов в соответствующей зоне и т.д.) рассматриваются в качестве связующего звена между техническими мероприятиями, их реализацией и необходимой нормативной базой.

С учетом того, что в ЕЭС/ОЭС формально отсутствует общий набор технических стандартов, применимых во всей синхронной зоне, при подготовке «Процедур взаимодействия на интерфейсе ЕЭС/ОЭС — UCTE» за основу было принято, во-первых, Руководство по эксплуатации UCTE (англ. UCTE Operation Handbook) при разработке правил и норм для эксплуатации интерфейса и, во-вторых, применимое законодательство ЕС.

В проведенных исследованиях была изучена существующая структура ЕЭС/ОЭС. В настоящее время Системный оператор России выполняет функцию поддержания частоты в ЕЭС/ОЭС, в то время как другие энергосистемы осуществляют регулирование сальдо с коррекцией по частоте или без. С точки зрения организации и эксплуатации основное предложение состоит в том, чтобы применить к ЕЭС/ОЭС принятую в UCTE структуру блоков регулирования в предположении, что энергообъединение ЕЭС/ОЭС будет действовать как один блок регулирования.

В будущем в блоковой структуре ЕЭС/ОЭС возможны изменения (в частности, функционирование ОЭС Украины и энергосистемы Молдовы в качестве отдельного блока регулирования). Организация в виде блоков регулирования допускает возможные изменения существующей ЕЭС/ОЭС при условии, что такие изменения не могут быть реализованы в одно-

стороннем порядке, а подлежат совместному согласованию.

Оператор блока регулирования ЕЭС/ОЭС (ОБР) отвечает за координацию в ЕЭС/ОЭС и как координатор блока регулирования взаимодействует с одним из главных центров координации UCTE (Браувайлер, Лауфенбург и др.).

Для дальнейшей реализации идеи синхронного объединения следует принять решение об использовании структуры блоков регулирования в ЕЭС/ОЭС и назначить ответственного ОБР.

Чтобы иметь возможность выступать в качестве ОБР, оператор единого блока регулирования ЕЭС/ОЭС должен изменить алгоритм работы вторичного регулятора (который в настоящее время осуществляет только регулирование частоты) для регулирования частоты и перетоков мощности, для чего необходимо обеспечить передачу в регулятор телеизмерений перетоков мощности в режиме реального времени.

Решения указанных вопросов должны быть согласованы и приняты всеми системными операторами в виде юридических обязательств. К таковым относятся межзональные соглашения о сотрудничестве между системными операторами, правила обеспечения резервов, а также конкретные договоры с генерирующими компаниями для обеспечения устойчивости энергосистемы и т.п.

Правовые аспекты и необходимые условия

Проработка правовых аспектов заключалась прежде всего в анализе и сравнении применимой нормативной базы UCTE и ЕЭС/ОЭС (Юридический вопросник).

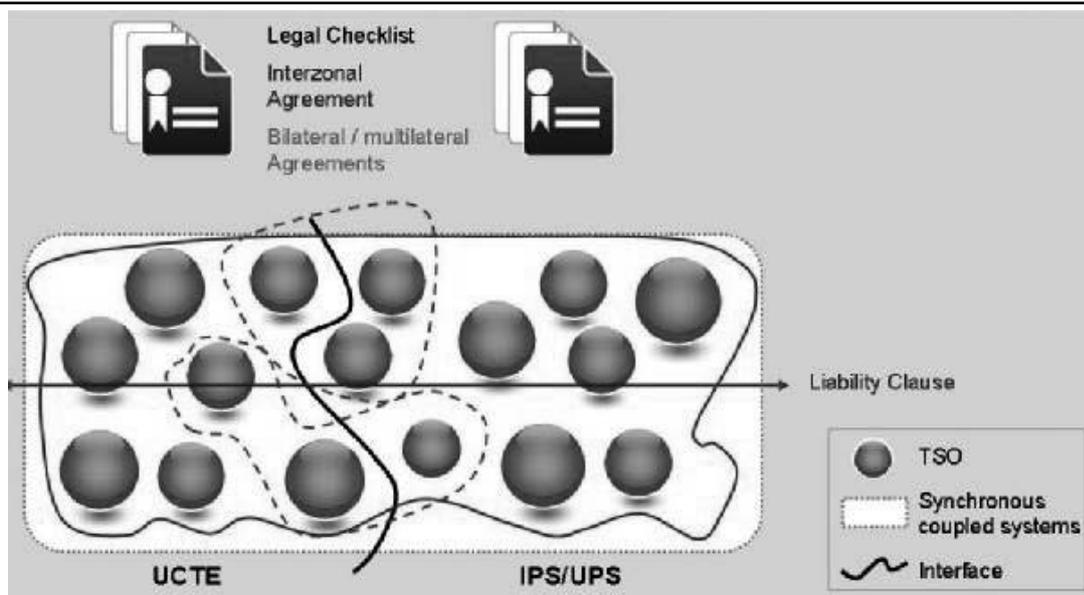


Рис. 8. Правовые рамки синхронного соединения

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

Вопросник выявил значительные расхождения между юридическими системами в части:

- гармонизации правил и норм;
- юридической силы правил и норм;
- организации рынка.

С учетом указанных расхождений был разработан документ (Список правовых вопросов), предназначенный для определения вопросов, которые могут быть урегулированы исключительно на договорной основе, и других вопросов, которые не могут быть решены на договорном уровне (например, требующих действий законодательных органов или политических сил). В Списке правовых вопросов по каждому из них дан перечень мероприятий, которые необходимо осуществить, чтобы реализовать синхронное объединение.

В действительности так называемая многоуровневая договорная структура определяет юридические задачи исследования. Принципиальная структура правовых рамок представлена на рис. 8. Предложенная договорная структура многоуровневая, поскольку предполагает наличие договоров на нескольких «уровнях», а именно:

- «межзональное соглашение» (англ. IZA), регулирующее общие вопросы синхронного соединения в целом;
- ряд «двусторонних и/или многосторонних соглашений» (англ. BIA/MLA), регулирующих правовые вопросы на интерфейсе систем (на местном уровне).

В соглашениях обоих уровней содержатся положения, стандартные для договорных отношений. Кроме того, в них содержатся типовые правила организации синхронных соединений. Дву- и многосторонние соглашения фокусируются на работе интерфейса, тогда как в межзональном соглашении устанавливаются общие принципы, применимые к синхронному объединению в целом. Дву- и многосторонние соглашения, определяя правила для интерфейса, реализуют установленные межзональным соглашением принципы. Кроме того, в межзональном соглашении содержатся организационные правила, нацеленные на постепенную адаптацию договорной структуры к развитию синхронного объединения.

Многоуровневая договорная структура предполагает также наличие Положения об обязательствах и ответственности, предназначенного для предотвращения рисков и нестандартных ситуаций и минимизации их воздействия.

В частности, в Положении об обязательствах указывается:

- ограничение ущерба вообще;
- формирование решающего органа (Комитета по обязательствам и ответственности), в чьи задачи входит принятие решений по техническим и юридическим вопросам в случае нестандартной ситуации;
- порядок подачи запроса на изменения.

Жизнеспособность вышеописанной нормативной и договорной структуры подтверждена Анализом

прецедента. Данный анализ показал внутреннюю согласованность предложенной структуры и ее применимость в ситуациях любого типа – от простейшей нестандартной ситуации до наиболее неблагоприятного сценария (т.е. крупной аварии, затрагивающей все синхронное соединение). Синхронные соединения предъявляют более сложные требования к нормативной базе, чем несинхронные, в силу того что ряд требований предъявляется именно к обеспечению синхронизма.

Соображения, отраженные в Списке юридических вопросов, позволяют юристам считать, что вышеописанная структура надлежащим образом удовлетворяет юридическим требованиям предполагаемого синхронного соединения.

Распределение капиталовложений

На первом этапе определены капиталовложения, необходимые для ремонта имеющегося оборудования и ЛЭП вблизи интерфейса. Следует учитывать, что существующие ЛЭП и подстанции не эксплуатируются вот уже несколько лет после присоединения стран бывшего CENTREL, Румынии и Болгарии к УСТЕ. Затраты на ремонт в области интерфейса на стороне ЕЭС/ОЭС. Вероятностный анализ потоко-распределения показал, что для улучшения ситуации на перегруженных участках в УСТЕ требуются дополнительные капиталовложения в размере 240 млн евро.

Кроме того, синхронное объединение требует обмена оперативными данными между синхронными блоками. Для этого должна быть установлена аппаратура связи и осуществлена частичная модернизация систем защиты. Соответствующие затраты оцениваются примерно в 14 млн евро.

Соединение систем с помощью связей постоянного тока (HVDC)

Основной целью проекта было исследование синхронного объединения ЕЭС/ОЭС с УСТЕ. Однако в ТЭО также рассмотрена возможность соединения с использованием высоковольтных линий постоянного тока (HVDC). Это решение может обеспечить создание платформы общего рынка электроэнергии УСТЕ и ЕЭС/ОЭС. Строительство связей постоянного тока между странами интерфейса также может быть рассмотрено в среднесрочной перспективе.

Технология HVDC успешно используется во всем мире для решения ряда определенных задач. Развязывающий характер соединения с использованием связей постоянного тока является его основным отличием от синхронного соединения. В случае возмущений не возникает динамическое взаимодействие связанных энергосистем, не приходится

предусматривать запас на переток регулирующей мощности через интерфейс. Кроме того, HVDC позволяет ограничивать переток мощности, возникающий в сети в случае перегрузки или аварии. Благодаря своим техническим особенностям связь через вставку постоянного тока может в конечном счете оказаться более «простой в реализации» перспективной. Однако принятие дальнейших решений касательно возможности соединения ЕЭС/ОЭС и УСТЕ с помощью HVDC требует более детальной проработки, двусторонних договоренностей и исследований.

Хотя в исследовании не проводился анализ соединения ЕЭС/ОЭС и УСТЕ с помощью HVDC, была выполнена оценка общей стоимости такого соединения. Инвестиции в связь через вставку постоянного тока оцениваются приблизительно в 12,5 млн евро на 100 МВт. Как правило, HVDC с выпрямительно-инверторной установкой имеет мощность от 600 до 1000 МВт. Принимая, что на интерфейсе будут размещены три вставки постоянного тока мощностью по 600 МВт каждая, суммарные инвестиции в их строительство составят 225 млн евро без учета модернизации сетей.

Дальнейшие исследования

Проект выявил необходимость проведения дальнейших исследований ЕЭС/ОЭС с целью уточнения и подтверждения выявленных мер и условий.

Определены следующие основные области для исследования:

- Верификация динамических свойств ЕЭС/ОЭС с использованием результатов наблюдений в течение более длительного времени. Ее результатом должно стать уточнение моделей регуляторов. Это позволит получить усовершенствованные динамические модели, адекватно отображающие реальные динамические процессы.

- Анализ аварийных ситуаций в ЕЭС/ОЭС, вызванных тяжелыми технологическими нарушениями, никогда ранее не имевших места. В процессе расчетов рекомендуется моделировать последовательность действий систем защиты и противоаварийной автоматики, а также мер по восстановлению энергосистемы. Целью этого исследования является адаптация и гармонизация существующих инструкций по эксплуатации, планов защиты и восстановления в обеих синхронных зонах.

- Анализ технических и организационных аспектов работы ЕЭС/ОЭС в предполагаемых условиях функционирования нескольких блоков регулирования в ЕЭС/ОЭС в отличие от текущей ситуации, когда ЕЭС/ОЭС представлен одним блоком регулирования. Поскольку потокораспределение в зоне интерфейса зависит от структуры генерации, возможные обмены электроэнергией могут меняться в зависимости от размещения резервов.

Оценка реализуемости и выводы

В выводах ТЭО суммированы основные результаты, согласованные его участниками и предоставляющие заинтересованным сторонам возможность принять дальнейшие действия. В заключении указывается, что, хотя синхронное объединение технически возможно, его следует рассматривать как долгосрочную перспективу. Также подчеркнута общая сложность синхронного соединения с точки зрения обеспечения системной надежности, а также организации работы соответствующих рынков электроэнергии.

Основные выводы исследования следующие.

1. ТЭО синхронного объединения УСТЕ и ЕЭС/ОЭС завершено после 3 лет исследований в соответствии с Соглашением о сотрудничестве и Техническим Задаaniem, согласованными обеими сторонами.

2. В рамках ТЭО исследовалась возможность синхронного объединения энергосистем ЕЭС/ОЭС и УСТЕ с учетом основных технических, организационных и юридических аспектов. Проект является уникальным по своим задачам, географической протяженности и объему работ. В отличие от ранее принятых усилий по изучению синхронного объединения, настоящее исследование беспрецедентно по объему используемых ресурсов, привлечению высококлассных экспертов и применению передовых методологий. Проект помог экспертам и руководству компаний обоих энергообъединений добиться существенных достижений в области применения новых методов работы, использования передовых инструментов, а также установления взаимопонимания.

3. Проект установил, что синхронное объединение энергосистем УСТЕ и ЕЭС/ОЭС возможно при условии проведения ряда технических, эксплуатационных и организационных мероприятий и создания необходимых правовых рамок, определенных исследованием. Поскольку выполнение этих условий, вероятно, потребует длительного времени, синхронное объединение должно рассматриваться как долгосрочная перспектива. Для построения совместной, крупнейшей в мире рыночной платформы для торговли электроэнергией между синхронными зонами УСТЕ и ЕЭС/ОЭС также может быть рассмотрено создание несинхронных связей, что, однако, требует проведения отдельных исследований заинтересованными сторонами.

4. В отношении пропускной способности интерфейса анализ установившихся режимов показал, что возможные уровни обменов мощностью между УСТЕ и ЕЭС/ОЭС лимитированы, главным образом, ограничениями внутренних сечений в обоих энергообъединениях. В связи с этим для поддержания после объединения в обеих синхронных зонах доступной для рынков пропускной способности на существующем уровне необходимы инвестиции в сети с обеих сторон интерфейса. Значительное увеличение обме-

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

нов мощностью потребует дополнительных капиталовложений в развитие магистральных сетей.

5. Проведенный анализ динамической устойчивости выявил чувствительность межзональных колебаний к структуре синхронного энергообъединения УСТЕ-ЕЭС/ОЭС. Если обычным технологическим нарушениям успешно противостоят как объединенные, так и не объединенные синхронные зоны, то тяжелые нарушения могут вызвать межсистемные колебания в энергообъединении УСТЕ-ЕЭС/ОЭС, что, в свою очередь, отрицательно повлияет на системную надежность. Осуществление необходимых контрмер потребует инвестиций как в генерацию, так и в сети.

6. Проект позволил оценить всю сложность синхронного объединения ЕЭС/ОЭС и УСТЕ с организационной и юридической стороны. Воплощение разработанных технических решений по синхронному объединению в необходимую соответствующую нормативно-правовую форму потребует длительного времени. Создание правовой базы, которая обеспечит надежное функционирование платформы общих рынков электроэнергии и решение организационных и эксплуатационных задач в соответствии со стандартами ЕС, потребует заключения межзональных, двусторонних и многосторонних соглашений, которые должны быть подписаны всеми вовлеченными компаниями и одобрены заинтересованными сторонами.

7. Проект выявил необходимость проведения дальнейших исследований с целью уточнения и подтверждения вышеуказанных мер и условий.

Следующие основные области определены для дальнейшего изучения:

- Изучение динамических свойств ЕЭС/ОЭС в течение более длительного времени с последующими детальными расчетами на усовершенствованных динамических моделях для обеспечения достоверных результатов.

- Теоретический анализ аварийных ситуаций в ЕЭС/ОЭС, вызванных тяжелыми технологическими нарушениями, никогда ранее не имевших места, — с целью адаптации и гармонизации существующих инструкций по эксплуатации, планов защиты и восстановления в обеих синхронных зонах.

- Анализ технических и организационных аспектов синхронной работы в условиях функционирования нескольких блоков регулирования в ЕЭС/ОЭС.

8. Завершение ТЭО открыло новую эру в сотрудничестве системных операторов Востока и Запада и компаний, отвечающих за обеспечение надежной работы энергосистем в интересах развития электроэнергетики и населения ЕС и СНГ.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity: Pre-Feasibility Study — Load Flow Analysis with Respect to a Possible Synchronous Interconnection of Networks of UCTE and IPS/UPS. Brussels, April 2003.

[2] PreussenElektra, Bayernwerk, EDF, RWE: Technical study of the interface between the extended West European power system and its Eastern neighbours. TACIS and PHARE. Final Report, 1996.

[3] CDU UPS Russia, NDC Ukraine, NDC Belarus, NDC Moldova, IREL: The TACIS and PHARE technical study of the conditions for joint operation of the extended UCPT system and power systems of Oriental Europe and Central Asia. Final Report 1997.

[4] PreussenElektra: Technical study of the conditions for joint operation of the extended UCPT system and power systems of the Oriental Europe and Central Asia. TACIS and PHARE — IREL. Final Report, 1997.

[5] EDF, CEZ, IVO, RWE and TRACTEBEL: Synchronous Interconnection of the UCTE and UPS Networks — Requirements and Feasibility; Final report. TACIS Programme EREG 96-01, 1999.

[6] Ayuev, B., Erokhine, P., Kulikov, Y.: IPS/UPS Wide Area Measuring System. CIGRE, 41 st Session, August 2006.

[7] Clodius, D., Glaunsinger, W., Lцsing, M., Luther, M. et al.: Stability Studies concerning the Integration of CENTREL Network into the Power System of UCPT. CIGRE 1996, 37–303.

[8] Clodius, D., Glaunsinger, W., Grebe, E., Lцsing, M., Luther, M.: Parallel Operation of CENTREL and UCPT Networks under System Dynamics Aspect. Dresden, 12th Power System Computation Conference, August 19th-23rd 1996.

[9] Breulmann, H., Grebe, E., Lцsing, M., Winter, W., Witzmann, R. et al.: Analysis and Damping of Inter-Area Oscillations in the UCTE/CENTREL Power System. CIGRE 2000, 38–113.

[10] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity: System Disturbance on 4 November 2006, Final Report 2007.

Электроэнергия

Бернард Юкер, Петер Леупп, Том Сьоквист
ABB Power Products, ABB Power Systems, ABB Automation Products

Развитие электроэнергетики определяется многими факторами, и перед ней постоянно встают новые задачи, призванные изменить способ производства, распределения и использования электроэнергии. В условиях постоянного роста энергопотребления, большая часть которого приходится на развивающиеся страны, региональные различия в способе потребления электроэнергии, скорее всего, будут увеличиваться. В странах с развитой экономикой стареющая инфраструктура порождает сложные проблемы и создает высокий спрос на технологии, которые смогли бы защитить окружающую среду и снизить энергопотребление. В странах с развивающейся и быстрорастущей экономикой большая потребность в электроэнергии вынуждает делать огромные инвестиции в новую инфраструктуру для производства, передачи и распределения электроэнергии.

Хотя структура производства электроэнергии вряд ли сильно изменится, тем странам, которые собираются повысить долю возобновляемых источников энергии, потребуется повышенная надежность электрической сети. Во многих странах передающая и распределительная сети работают на пределе возможностей, и хотя в быстроразвивающихся азиатских странах строятся новые линии электропередачи, они строятся недостаточно быстро, чтобы удовлетворить растущие потребности. Для уменьшения дефицита электроэнергии и оптимизации использования имеющегося оборудования потребуется либо объединение нескольких сетей, либо привлечение других локальных ресурсов для производства электроэнергии.

Основной задачей, стоящей перед всеми странами, является надежная передача электроэнергии. Главная проблема кроется здесь в затратах на модернизацию существующих сетей и строительство новых. Особенно остро эта проблема стоит перед производителями оборудования, в связи с недостатком материалов и тем фактом, что стареющие основные фонды требуют все большего и большего обслуживания. Для снижения эксплуатационных расходов и повышения эффективности нужно сфокусировать внимание на снижении энергопотерь и на изменении способов потребления и продажи электроэнергии.

Политические стимулы

В большинстве развивающихся и в некоторых развитых странах спрос на электроэнергию растет пропорционально объему производства валового внутреннего продукта (ВВП) на душу населения. Правительства таких стран пытаются удовлетворить растущий спрос за счет строительства функциональных энергетических инфраструктур, которые способны охватить обширные географические территории, как, например, в Китае и Индии, или объединятся в

инфраструктуры международного масштаба, как, например, в Африке и на Ближнем Востоке.

В странах с развитой экономикой инвестиции в электросети направлены, в основном, на устранение узких мест и модернизацию сетей для повышения их надежности и предотвращения массовых отключений. Для стимулирования инвестиций в электрическую инфраструктуру были приняты меры по отмене государственного регулирования в этой области. Однако это не дало ожидаемого результата и привело к нарушению баланса между объемом производства электроэнергии возрастающим спросом на нее во многих развивающихся странах.

Тот факт, что такие критические потребители, как больницы, производственные и обрабатывающие предприятия, Интернет и телекоммуникационные инфраструктуры, зависят от электричества, выдвигает на первый план надежность электроснабжения. Какие бы ни использовались первичные источники электроэнергии — атомные, ветровые или тепловые электростанции, в тех случаях, когда энергия производится не там, где потребляется, приходится вкладывать средства в сети передачи и распределения, чтобы обеспечить эффективную доставку больших объемов энергии.

Первоочередной задачей для всех стран будет обеспечение надежного электроснабжения.

На объединение энергосистем сильное влияние оказывают политические факторы. Во-первых, потребность в надежности электросетей выше в тех странах, где ощущается недостаток производства электроэнергии. В этом случае подключение к другим сетям может принести реальную пользу. Во-вторых, объединение энергосистем позволяет стабилизировать национальную сеть без существенных затрат за счет энергетических резервов других стран. И в-третьих, объединение энергосистем в рамках круп-

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

ных политических структур, таких, например, как Европейский союз, является логическим следствием политической интеграции соседствующих стран.

Важным аргументом в пользу объединения энергосистем в международном масштабе является повышенная гибкость и расширенные возможности планирования новых генерирующих мощностей.

Проблемы охраны окружающей среды также связаны с политической ситуацией. Киотский протокол и другие международные соглашения стимулируют развитие новых способов производства энергии, и особенно с использованием возобновляемых источников энергии с низким уровнем выброса CO₂. Эти соглашения оказывают прямое влияние на типы электростанций, выбираемые для государственного субсидирования, и на технологии, включаемые компаниями в исследовательские программы.

Политика, направленная на освоение возобновляемых источников энергии, может оказывать различные воздействия. Принятие решения о быстром переходе на такие источники пяти или десяти процентов всего производства электроэнергии в стране возможно лишь при условии строительства больших прибрежных парков ветровых установок. Недавно компания АББ получила заказ на подключение самого большого в мире парка ветровых установок в Северном море к энергосети Германии. Для обеспечения достаточного энергетического запаса и повышения стабильности сети, необходима генерация дополнительных мощностей. С другой стороны, парки ветровых установок не очень популярны. Людям обычно не нравится близкое расположение ветровых турбин от их домов, также они выступают против строительства атомных электростанций, несмотря на то, что обе эти альтернативы безвредны для окружающей среды, как с точки зрения выбросов CO₂, так и с точки зрения глобального потепления.

В разных регионах уделяют первостепенное внимание разным аспектам безопасности окружающей среды. Так, если в Западной Европе наличие линий электропередач на городских улицах считается неприемлемым, то в США и других странах это не вызывает никаких проблем. Для ЛЭП «право преимущественного проезда» очень существенно.

Проблемы бесперебойности и влияние отключений — как в Европе в 2003 г. — породили целую серию политических дебатов, посвященных вопросам надежности электрических сетей. Прогноз роста общего энергопотребления

В некоторых странах были приняты новые законы, определяющие высокую степень финансовой ответственности электрических компаний за срыв поставок энергии потребителям. В других странах электрические компании заключают соглашения с крупными промышленными потребителями о снижении нагрузки в условиях перегрузок для повышения стабильности сети и предотвращения крупномасштабных отключений.

Делаются также попытки контролировать коэффициент мощности промышленного и другого электрического оборудования. Издаваемые законы, тарифы на электроэнергию и информационные кампании подталкивают заказчиков к выбору регулируемых приводов и двигателей с высоким КПД, а потребителей — к выбору экономичной бытовой техники.

Экономические стимулы

Спрос на электроэнергию тесно связан с экономическим ростом, особенно в странах с быстроразвивающейся экономикой. По оценкам Международного энергетического агентства (IEA), в период с 2007 по 2030 год суммарное энергопотребление в странах с развивающейся экономикой будет расти в среднем на 4 процента в год (рис. 2). В отличие от этого прогнозируемый рост энергопотребления в странах с развитой экономикой составит в среднем 1,5 процента в год, а в странах Восточной Европы и бывшего Советского Союза с переходной экономикой — в среднем 3,5 процента. Ожидается, что лидерами роста энергопотребления будут Китай и США, которые за эти 23 года увеличат ежегодное потребление электроэнергии на три и два миллиарда киловатт-часов соответственно.

Прогноз роста общего энергопотребления в странах с развивающейся экономикой делался на основе прогнозируемого роста ВВП и населения. Рост ВВП, в свою очередь, зависит от доступа к надежным источникам энергии. В связи с тем что надежные источники энергии, рост ВВП и подъем жизненного уровня тесно связаны между собой, многие страны с развивающейся экономикой пытаются увеличить выработку электроэнергии и повысить надежность электросетей.

В Китае и Индии это привело к строительству новых электростанций в удаленных регионах, ближе к первичным источникам энергии. В связи с этим понадобились новые ЛЭП, способные передавать большие объемы энергии.

В США быстрый экономический рост породил потребность в увеличении объемов производства электроэнергии, что, в основном, будет обеспечиваться за счет модернизации существующих электростанций. Потребность в электроэнергии особенно высока в коммерческом секторе, где средний прирост на 2,4 процента в год уравнивает рост эффективности электрического оборудования. В промышленном и коммунальном секторе ожидается умеренный рост энергопотребления.

Самый медленный рост энергопотребления ожидается в Западной Европе и Японии — на уровне 0,4 и 0,6 процента соответственно в коммунальном секторе, и 0,8 и 0,9 процента соответственно в коммерческом секторе. Основными причинами столь малого роста энергопотребления являются стабильный уровень или даже небольшое снижение численности населения, распространение информационных и ком-

муникационных технологий и переход на экономичные способы обогрева и охлаждения.

Ожидается, что в ближайшие два десятилетия обширный рост потребления электроэнергии сохранится на прежнем уровне и потребует порядка 10 000 миллиардов долларов вложений в новую электрическую инфраструктуру, причем почти половина этой суммы будет потрачена на системы передачи и распределения.

Многие страны с развивающейся экономикой пытаются увеличить выработку электроэнергии и повысить надежность своих электросетей.

В странах с развитой экономикой основная тенденция заключается в получении максимальной отдачи от существующих систем. Строительство новых линий передач затруднительно по многим причинам, основной из которых является проблема, связанная с «правом преимущественного проезда». У энергетических компаний практически отсутствует стимул вкладывать средства в инфраструктуру передачи и распределения электроэнергии, если инвестор сам не получает прибыли от этих инвестиций. Для них выгоднее передавать больше энергии по существующим линиям.

Нехватка электроэнергии в периоды пиковых нагрузок может приводить к кратковременным провалам и долговременным отключениям электропитания. Недавние исследования, проведенные в 2005 году Европейским союзом по координации передачи электроэнергии (UCTE), показали, что в 2015 году ожидается недостаток резервов электроэнергии во всех европейских странах.

Отчет составлялся исходя из предположения о том, что текущие планы повышения объемов производства электроэнергии будут воплощены в жизнь. Наиболее экономичной мерой по преодолению дефицита электроэнергии является импорт энергии из соседней страны. Подключение к соседней энергосистеме позволяет стране эффективно стабилизировать свою электросеть при недостатке горячих резервов.

В странах с развитой экономикой существует тенденция воспринимать электроэнергию, как нечто, само собой разумеющееся. По этому представлению был нанесен серьезный удар в 2003 году, когда целая серия обширных отключений привлекла внимание к уязвимости инфраструктуры энергоснабжения. Это привело к пониманию необходимости замены или обновления устаревшего оборудования, причем в крупных масштабах и в короткие сроки.

Нечто аналогичное произошло и в Китае. Три четверти производимой в Китае электроэнергии потребляется предприятиями легкой и тяжелой промышленности. Когда летом 2004 года произошла серия отключений, примерно 6400 промышленных предприятий в одном только Пекине были остановлены на

неделю и затем в течение лета работали поочередно по установленному графику, чтобы предотвратить пиковые нагрузки. Если инвестиции в инфраструктуру энергоснабжения отстанут от растущих потребностей, отключения и циклические провалы напряжения окажут значительное и разрушающее воздействие на экономику страны.

Одиннадцатый китайский пятилетний план нацелен на повышение объемов производства электроэнергии на 570 ГВт к 2010 году. Это эквивалентно приросту примерно на восемь процентов в год и потребует ежегодных инвестиций от 20 до 30 миллиардов долларов. Однако, по всей видимости, строительство новых электростанций не решит всех энергетических проблем Китая. Не менее важным является строительство линий передач для доставки энергии потребителям. По оценке Государственной электросетевой корпорации Китая, объем инвестиций на расширение и обновление электросети составит примерно 10 миллиардов долларов в год.

В некоторых странах предусмотрены штрафные санкции к электрическим компаниям, не способным удовлетворить существующие потребности. В Швеции электрическая компания должна выплатить домовладельцу примерно месячную стоимость электроэнергии за каждый день, когда домовладение находилось без электропитания. Это серьезный стимул для электрических компаний к повышению надежности электросетей.

В настоящее время многие электрические компании основной своей задачей считают повышение надежности. Влияние низкой надежности на общество в целом может быть весьма разрушительным. Убытки в виде издержек и потерянной прибыли в результате отключения электроэнергии 14 августа 2003 года в США оцениваются суммой от 7 до 10 миллиардов долларов. Причем это отключение, как и большинство других крупномасштабных отключений, было вызвано недостаточностью вложений в сети передачи и распределения электроэнергии, а также применением устаревших технологий и просто ошибками в управлении энергосистемой.

Одновременно с надежностью все больше внимания уделяется качеству поставляемой энергии. Некоторым отраслям, таким как нефтехимическая или полиграфическая промышленность, а также больницам и другим критическим потребителям необходимо электропитание высокого качества. Согласно исследованиям, проведенным Северным советом, убытки от провала напряжения (50 процентов, 200 мс) составляют в среднем примерно 4,5 доллара на каждый кВт установленной мощности. Потребность в качественной электроэнергии особенно высока в странах с развитой экономикой, с обширной информационной и коммуникационной инфраструктурой, но в ближайшие десятилетия превратится, скорее всего, в глобальную проблему.

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗА РУБЕЖОМ

Усилия, направленные на снижение энергопотерь, стимулируются также факторами, связанными с охраной окружающей среды.

В среднем системы передачи и распределения электроэнергии теряют от 6 до 7 процентов передаваемой энергии. Причем примерно 70 процентов этих потерь приходится на распределительные системы, которые более разветвлены, чем системы передачи, и работают с более низкими напряжениями (потери в линиях обратно пропорциональны квадрату напряжения, т. е. увеличение напряжения вдвое снижает потери в четыре раза). Потери электроэнергии в развивающихся странах оцениваются в 30 процентов, хотя здесь важно различать технические и коммерческие потери (последние учесть невозможно, и вызваны они, как правило, нелегальными подключениями).

Технические потери редко превышают 20 процентов. Такие технологии, как высококачественные трансформаторы и компенсаторы реактивной мощности, могут снизить их до 5–7 процентов. Высокий уровень коммерческих потерь может оказывать разрушительное воздействие на системных операторов: если они не смогут собрать полученную прибыль, они не смогут накопить достаточно средств для инвестиций.

Причем к снижению затрат стремятся не только электрические компании. Экономия электроэнергии оказывает непосредственное влияние на работу промышленных предприятий, коммерческих компаний и коммунального сектора. Это порождает спрос на экономичное электрооборудование, такое как двигатели, приводы и бытовые приборы.

Естественно, что рыночная стоимость новых сетей и их компонентов должна быть по возможности минимальной. По мере роста стоимости исходных материалов, таких как медь, все чаще наблюдается их замена более дешевыми альтернативными материалами. Аналогичным образом сильным экономическим стимулом является замена опасных материалов и стремление избежать штрафов и налогов за чрезмерный выброс парниковых газов.

Экономия электроэнергии оказывает непосредственное влияние на работу промышленных предприятий, коммерческих компаний и коммунального сектора.

Технологические стимулы

Многие новые технологии, особенно те, которые используются в информационных и коммуникационных устройствах и системах, потребляют существенные объемы электроэнергии. Растущее число новых бытовых приборов и повышение мощности домашних компьютеров также приводит к повышению расхода электроэнергии. В Германии предполагаемый рост энергопотребления информационных и коммуникационных устройств достигнет примерно 4 про-

центов в год и составит около 11 процентов от общего энергопотребления страны в 2010 году.

Новые технологии для промышленных и коммерческих приложений, такие как встроенные системы обогрева и охлаждения в зданиях, улучшенные типы аккумуляторов для гибридных автомобилей, и широкое распространение скоростных поездов повысят спрос на качественную электроэнергию. Технологический прогресс в области ветровых установок изменит структуру потоков энергии в электросетях, аналогичный эффект окажут новые типы генераторов на низковольтной стороне и крупные ветровые электростанции.

Развитие технологий статической компенсации реактивной мощности и накопления энергии позволит подключать к существующим сетям новые источники электроэнергии. Новые типы аккумуляторов, более компактные, нежели традиционные свинцово-кислотные аккумуляторы, уже оказали заметное воздействие. Например, аккумулятор мощностью 40 МВт в городе Фэрбенкс на Аляске обеспечивает резервное питание до 7 минут для 80 000 человек [2]; а новая компактная литий-ионная батарея повышенной емкости и надежности успешно эксплуатируется в пробной установке в Швеции. Впрочем, такие установки составляют исключение и пока не получили широкого распространения. В качестве других способов сохранения энергии путем преобразования ее в другую форму используются маховики, сжатый воздух, гидроэлектростанции с накачкой.

Еще один способ сохранения энергии заключается в применении водорода. Электроэнергия подается на электролизную установку, которая разлагает воду на составные части — водород и кислород. Затем водород можно сохранить и, когда понадобится, преобразовать в электроэнергию с помощью топливных элементов.

Общий КПД такого метода сохранения энергии пока не превышает 25 процентов. Так что вопрос замены передачи электроэнергии транспортировкой водорода остается открытым. Быстрого развития этой технологии в течение нескольких десятилетий не ожидается.

Для повышения пропускной способности электросетей давно используются фазосдвигающие трансформаторы и продольные компенсаторы. Силовые электронные устройства позволяют управлять электросетями, а новые гибкие системы передачи переменного тока (FACTS) повышают управляемость [3]. Новые концепции, подобные унифицированному контроллеру энергетических потоков (UPFC) и трансформатору переменной частоты (VFT), еще должны завоевать доверие потребителей. Системы мониторинга, подобные фазорным измерительным приборам, постепенно внедряются в сети передачи электроэнергии и, если получат широкое распространение, смогут улучшить характеристики системы в предельных режимах [4].

Также новые технологии должны упростить техническое обслуживание. Переход с масляной изоляции

на сухую и от пружинных приводов к электрическим в автоматических выключателях является примером внедрения информационных технологий в процессы технического обслуживания. Онлайнный анализ первичного оборудования, такого как трансформаторы, облегчается за счет применения специальных программ, которые позволяют оценивать состояние оборудования в реальном масштабе времени. Имеется также и постоянно совершенствуется программа оценки риска для профилактического обслуживания критических компонентов сети [5].

Все шире распространяются технологии, экономящие энергию или повышающие КПД [6]. Силовые полупроводниковые приборы с высоким КПД снижают потери в электросетях, новые методы обработки материалов, подобные лазерной резке пластин трансформаторов, и улучшенные свойства самих материалов могут привести к дополнительному повышению эффективности.

Традиционные лампы накаливания заменяются электролюминесцентными лампами, а с недавнего времени — светодиодами. Кроме того, постоянное снижение потерь электроэнергии достигается за счет применения более совершенных двигателей и регулируемых приводов на силовых электронных устройствах.

Другой способ снижения потерь в электросетях заключается в применении сверхпроводящих материалов. Исследовательские лаборатории добились определенных успехов в этом направлении и сейчас уже имеется несколько типов сверхпроводящих материалов, среди которых самым новым является дигборид магния. Однако перед реальным внедрением сверхпроводящих материалов необходимо решить проблемы эффективного охлаждения и стыковки с существующими системам напряжением 400 кВ (стыковку низковольтных систем с большим током с высоковольтными системами с малым током).

Компактные автоматические выключатели и коммутационное оборудование с газовой изоляцией занимают меньше места и позволяют устанавливать подстанции внутри помещений, что очень важно в условиях городской застройки, особенно в крупных городах, где место сильно ограничено и дорого стоит [7]. Замена маслбумажной изоляции изоляцией из сшитого полиэтилена (XLPE) позволила вдвое увеличить допустимую длину кабелей переменного тока и сделала экономически выгодной прокладку длинных подземных высоковольтных линий постоянного тока (HVDC) [8].

Новая технология HVDC в три раза снижает занимаемое место по сравнению с существующими технологиями HVDC [9]. Это особенно важно в ситуациях, где критическим условием является свободное пространство. В некоторых случаях расположение электрооборудования определяется уровнем создаваемых шумов. За последние 20 лет новые технологии позволили снизить уровень шума реакторов поперечной компенсации на 15 дБ.

Технический прогресс в области создания новых материалов позволил улучшить эксплуатационные характеристики оборудования. На смену маслу и другим жидким изоляционным материалам пришли сухие материалы, такие как сшитый полиэтилен. Они снижают риск возгорания и позволяют размещать оборудование более компактно. На смену стандартной эпоксидной смоле, широко применявшейся в качестве изоляционного материала, пришли современные термопластмассы, повысившие гибкость производства.

Информационные технологии открыли новые способы продажи электроэнергии. Электрические компании оборудуют дома счетчиками, измеряющими почасовое потребление, так что не за горами уже почасовая тарификация, позволяющая покупать более дешевую, экологически чистую или местную электроэнергию. Исследования, проводимые в области «умных» или «самовосстанавливающихся» сетей, повышающих надежность доставки электроэнергии, также стали возможны благодаря успехам информационных и коммуникационных технологий.

Готовность к будущим задачам

Лидируя на рынке во всех перечисленных выше областях, компания АББ занимает очень выгодное положение для внедрения самых передовых технологий в тех местах планеты, где в них ощущается максимальная потребность. Локальное присутствие АББ на всех рынках дает ее заказчикам серьезное преимущество быстрого и целенаправленного обслуживания. АББ тесно сотрудничает со своими заказчиками, стараясь найти наилучшие решения в соответствии с местными потребностями и создать системы, эффективно работающие в любых условиях.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] ABB Review Special Report, Motors and Drives (2004), 1–64.
- [2] ДеВриес Т., Макдональд Д., Умбрихт Н., Линхофер Г. «Холодный» запас. АББ Ревю 1/2004, с. 38–43.
- [3] Грюнбаум Р., Петерсон Э., Торвальдссон Б. FACTS. АББ Ревю 3/2002, с. 11–18.
- [4] Корба П., Шольц Э., Лейрбукут А., Ухлен К. Объединяя силы в борьбе за устойчивость. АББ Ревю 3/2007, с. 34–38.
- [5] Эклунд Л., Лорен П., Кестингер П., Верле П., Хольмгрен Б. Преобразование на месте. АББ Ревю 4/2007, с. 45–48.
- [6] Энергоэффективность. АББ Ревю 2/2007, с. 1–92.
- [7] Фрай К., Киррманн Г., Костич Т., Маеда Т., Обрист М. Скорость и качество. АББ Ревю 4/2007, с. 38–41.
- [8] Равемарк Д., Нормарк Б. Легкие и невидимые. АББ Ревю 4/2005, с. 25–29.
- [9] Нестли Т.Ф., Стендиус Л., Дж. Йохансон М., Абрахамсон А., Кьяер Ф.С. Снабжение электроэнергией газодобывающей платформы Troll по новой технологии. АББ Ревю 2/2003, с. 15–19.

(АББ Ревю 2008-1).

Методы нумерации узлов сети в режимном тренажере диспетчера Финист

Роман Тянь
ЗАО «Монитор-Электрик»

Расчет режима сети при моделировании динамики

Моделирование процессов в энергосистеме в режимных тренажерах диспетчера (РТД) математически сводится к решению системы алгебро-дифференциальных уравнений очень высокой размерности.

Алгебраическими уравнениями бывает представлена электрическая сеть — эти уравнения представляют собой условия баланса мощностей или токов в расчетных узлах. Матрица Якоби уравнений баланса бывает вырожденной лишь в исключительных ситуациях, и потому общая система алгебро-дифференциальных уравнений имеет индекс 1.

Любой метод интегрирования таких систем в конечном итоге сводится к решению системы алгебраических уравнений, частью которой являются уравнения баланса мощностей.

В принципе, общая система может решаться как единое целое. Такой алгоритм реализован, например, в режимном имитаторе Eurostag, где на каждом шаге интегрирования общая система уравнений решается методом Ньютона. Нерегулярная структура матрицы Якоби делает предпочтительным использование итерационных методов решения системы линейных уравнений. Это сопряжено с серьезными проблемами надежности и быстродействия.

Поэтому гораздо чаще применяют метод пространства состояний, когда на каждом шаге интегрирования как подзадача выполняется расчет режима сети. При использовании процедур типа ньютоновских расчет режима сводится к многократному решению системы линейных уравнений со структурно симметричной матрицей Якоби. На решение этих уравнений обычно и уходит основное процессорное время.

Скорость же расчетов является ключевым показателем качества для режимных тренажеров, поскольку они должны обеспечить моделирование в реальном темпе процесса. Так, например, шаг интегрирования во время асинхронного хода составляет величину порядка 5 мс, и за это время нужно успеть рассчитать режим сети. Число расчетных узлов в модели объединенной или общенациональной энергосистемы исчисляется несколькими тысячами. Таким образом, проблема обеспечения высокой скорости расчета тренажером режима сети стоит весьма остро.

Решение собственно дифференциальных уравнений хорошо поддается распараллеливанию, поскольку переменные состояния отдельных динамических звеньев, например энергоблоков, различны, и каждое звено можно моделировать независимо, распределив, таким образом, расчетную нагрузку между ядрами процессора. Число ядер в среднестатистической рабочей станции удваивается каждые 2–3 года. Поэтому количество динамических объектов в схеме перестает быть фактором, лимитирующим быстродействие.

Решение же уравнений баланса мощностей в сети, которые учитывают взаимное влияние динамических звеньев, распараллелить очень сложно, и именно эта процедура нуждается в наиболее тщательной оптимизации.

Ветвь, соединяющая узлы i и j , представляется в матрице Якоби парой элементов: a_{ij} и a_{ji} . Таким образом, топология сети характеризуется расположением ненулевых элементов в матрице. Число ненулевых недиагональных элементов в какой-нибудь строке матрицы равно числу ветвей, инцидентных узлу, который соответствует этой строке. Для большинства строк это один, два или три элемента. Так что матрица Якоби бывает чрезвычайно слабо заполнена. Однако по ходу гауссовых исключений в ней появляется все больше ненулевых элементов. Их числом и определяется объем расчетов. Количество же появляющихся ненулевых элементов очень сильно зависит от нумерации узлов. Удачная нумерация способна сократить объем расчетов многократно.

В настоящей статье обсуждаются способы нумерации узлов, которые реализованы в РТД Финист разработки ЗАО «Монитор-Электрик».

Реализовано три метода нумерации. Назовем их в соответствии с [1]:

1. Метод Тинни;
2. Поиск в глубину;
3. Алгоритм измельченного фактордеревя.

Алгоритм Тинни

Очередной номер присваивается той вершине, исключение которой порождает наименьшее число ненулевых элементов на очередном шаге алгоритма Гаусса. Метод очень прост в реализации, в понимании и в то же время весьма эффективен. Поэтому с

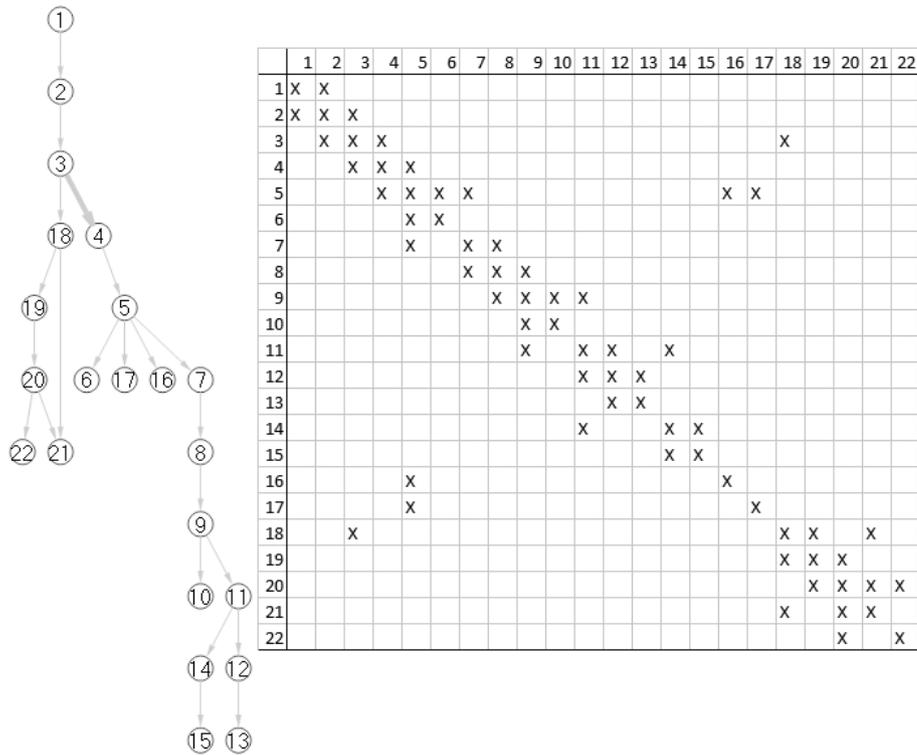


Рис. 1. Исходная нумерация узлов

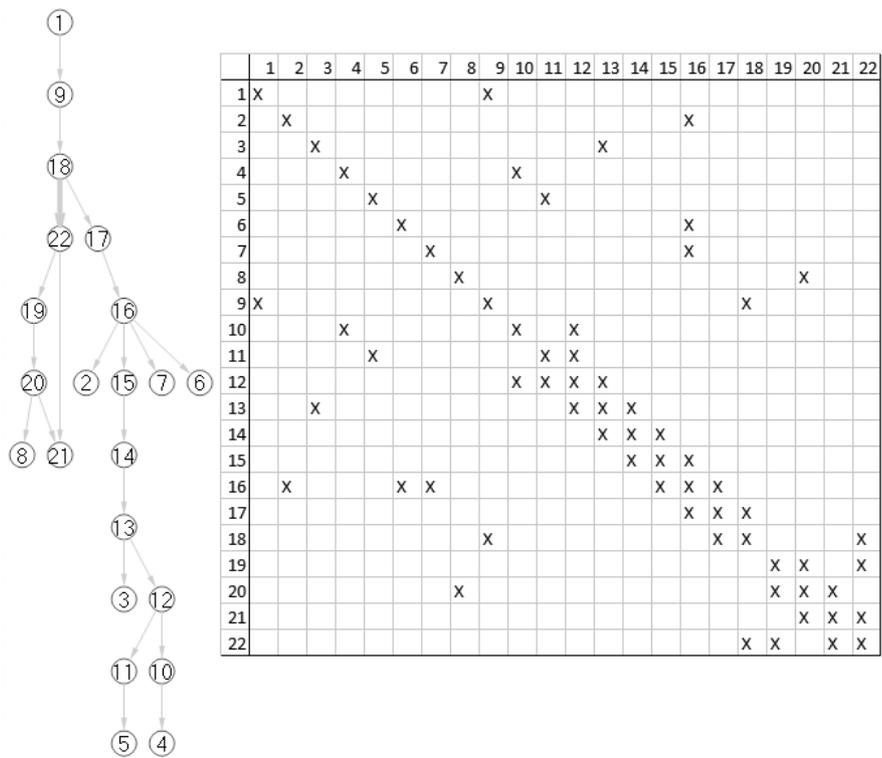


Рис. 2. Нумерация методом Тинни

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

тех пор как Тинни предложил его в 1969 г., метод стал использоваться очень широко.

На рис.1 представлен граф и соответствующая ему структура матрицы Якоби с исходной нумерацией вершин: программа нумеровала вершины в порядке чтения данных о них из файла.

При этой нумерации в процессе гауссова исключения порождает 41 пару новых ненулевых недиагональных элементов.

На рис. 2 вершины пронумерованы методом Тинни. Гауссово исключение порождает единственную пару ненулевых элементов.

Алгоритм измельченного фактордерева

Если граф сети представляет собой дерево, то нумерация по Тинни обеспечит полное отсутствие заполняемости при гауссовом исключении.

При наличии в графе хорд часто оказывается возможным найти древовидное разбиение графа, т.е. разбиение, при котором слабо связаны одна с другой несколько его частей, каждая из которых является деревом — такие части называют фактордеревом. При этом вершины фактордерева, очевидно, представляются подмножеством строк и столбцов матрицы.

Если число вершин в каждом контуре графа невелико, появляется возможность использовать «хорошие» свойства деревьев и при наличии в графе хорд.

В рассматриваемом алгоритме древовидное разбиение образуется структурой уровней графа (рис. 3). Каждый уровень является членом разбиения, и этому разбиению соответствует блочно-диагональное разбиение матрицы.

Вершины нумеруются в восходящем порядке: от высшего уровня к низшему. Чем больше уровней содержит структура, тем ниже будет заполняемость. Число уровней окажется максимальным, если разместить в первом уровне одну из периферийных вершин. Таковой называют вершину, расстояние от которой до какой-либо иной вершины равно диаметру графа, т.е. самому большому из расстояний между любыми парами вершин. Рассматриваемый граф имеет диаметр 12: это расстояние между вершинами 1 и 22.

Если в корне структуры (рис. 4) поместить периферийный узел 2, то после нумерации методом измельченного фактордерева гауссово исключение породит всего одну пару новых ненулевых недиагональных элементов.

Отметим два обстоятельства. Во-первых, граф всегда содержит несколько периферийных вершин и размещение в корне разных вершин может породить разную заполняемость. Во-вторых, поиск периферийной вершины на схеме размера в несколько тысяч вершин представляет собою нетривиальную задачу и приходится ограничиваться ее приближенным решением (задача о нахождении псевдопериферийной вершины), с деградацией по заполняемости.

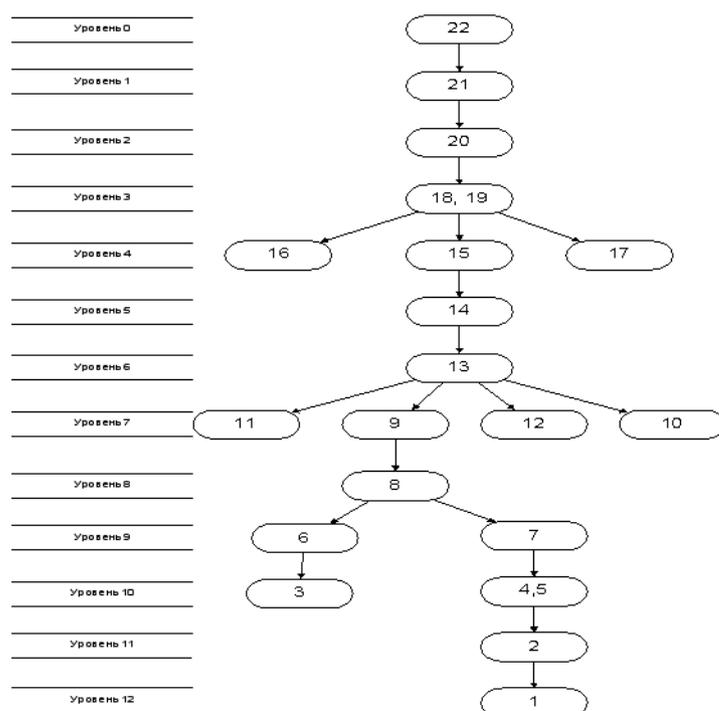


Рис. 3. Структура уровней 22-узлового графа

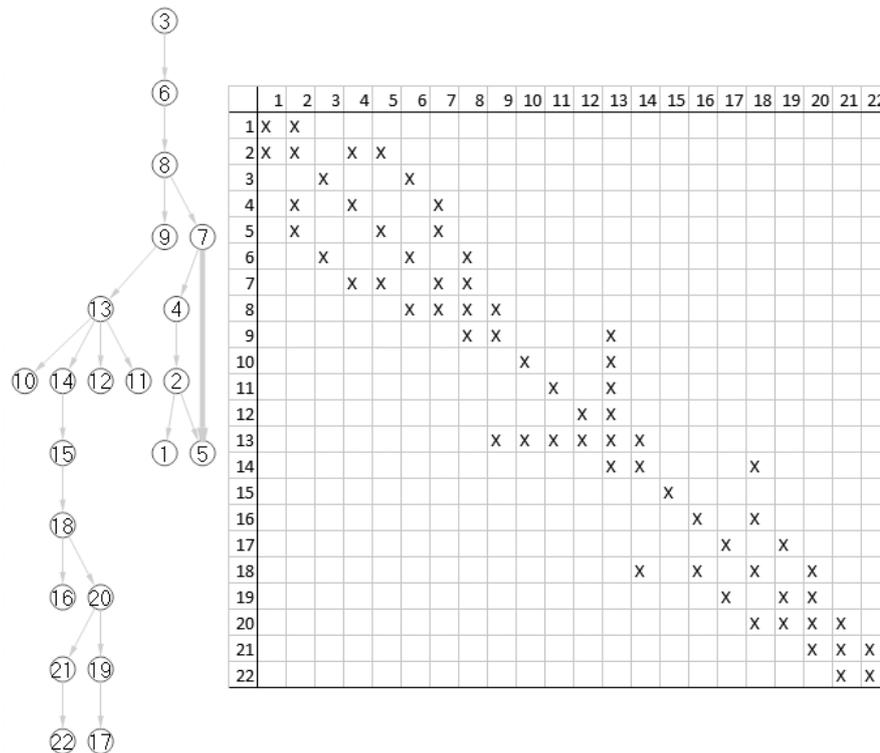


Рис. 4. Нумерация методом измельченного фактордерева

Однако задача о нахождении периферийной вершины хорошо поддается оптимизации через распараллеливание, а следовательно, становится оправданной реализация сложных алгоритмов по поиску периферийной вершины на схемах особо большого размера.

Поиск в глубину

В графе находится разделитель, т.е. множество вершин, расчлняющих его на несколько связанных, но не связанных друг с другом частей. Если вершины разделителя пронумеровать после вершин одной из таких частей, то исключение последних по ходу факторизации не породит ненулевых элементов в блоке, соответствующем связям между приоритетно пронумерованными и прочими вершинами. Таким образом, в сомножителях факторизуемой матрицы гарантируется наличие нулевых блоков, соответствующих связям между любой парой групп вершин, порожденных разделителем связанных подграфов.

В каждом подграфе, в свою очередь, намечается разделитель, и подграф дробится на еще более мелкие фрагменты, вершины которых нумеруются прежде вершин разделителей.

Реализованный в тренажере алгоритм выбирает в качестве разделителя дерево. При его формировании применяется поиск в глубину. Это означает, что в качестве очередного претендента на включение в дерево рассматриваются не все по очереди еще не

рассмотренные инцидентные очередной вершине ребра, а только первое из них, а в качестве очередной нумеруемой вершины рассматривается вершина по ту сторону этого ребра. И лишь после того, как из очередной вершины оказывается невозможным продвигнуться к еще не пронумерованной вершине по инцидентному ребру, делается возврат к предыдущей вершине. Вершины нумеруются в порядке, обратном их включению в дерево.

Минимальное заполнение достигается, если деревья-разделители будут иметь возможно меньшее число вершин. Этого можно достичь, например, применив «тактику короткой хорды». Под длиной хорды понимается число ребер дерева, по которым пролегает путь между ограничивающими хорду вершинами. В тактике короткой хорды в качестве текущего ребра дерева выбирается та, на дальней стороне которой располагается вершина, связанная с наибольшим числом еще не пронумерованных вершин, смежных с текущей. Такая тактика склонна порождать структуру матрицы с узкими ленточными участками (заполнения вне которых не происходит).

Альтернативой является тактика длинной хорды. Здесь в качестве текущего ребра дерева выбирается та, на дальней стороне которой располагается вершина, связанная с наибольшим числом еще непрономерованных вершин. Такая тактика склонна порождать лучшие разделители.

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОБУЧЕНИЯ

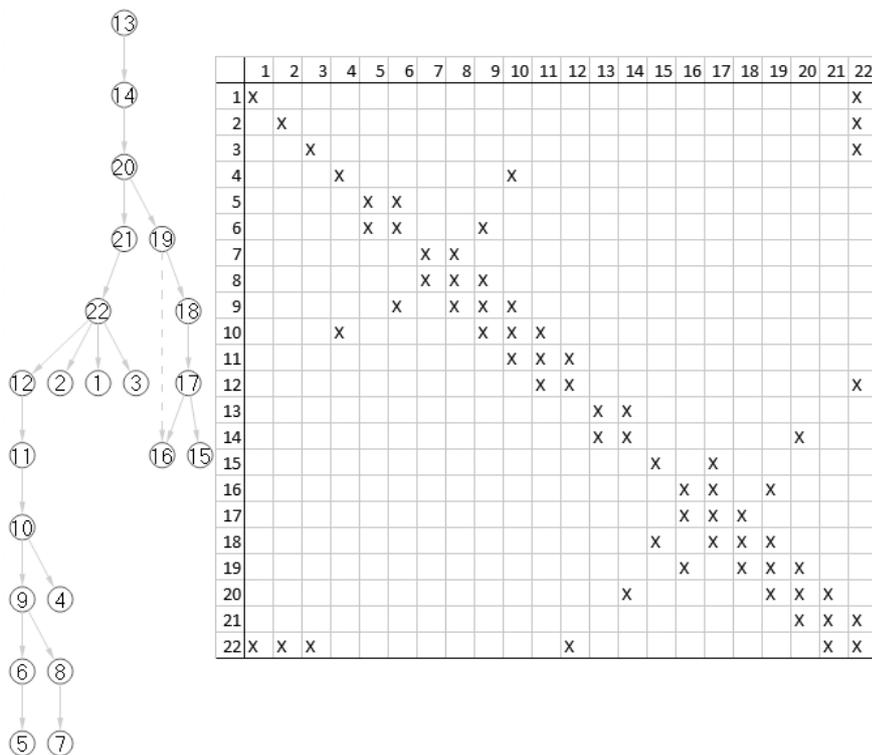


Рис. 5. Нумерация методом поиска в глубину с тактикой длинной хорды

Таблица 1

Сравнение эффективности методов нумерации узлов

Схема	Число узлов	Число новых ненулевых элементов и время факторизации (мс)					
		Поиск в глубину		Метод Тинни		Измельченное фактордерево	
Мари-Эл	138	145	0*	106	0	250	0
Дагестан	176	126	0	87	0	87	0
Алтай	323	329	0	334	0	629	0
Кострома	369	2361	16	1540	16	5182	40
ОДУ Юга	632	2281	16	3173	24	7353	78
Коми	736	105	0	351	0	1550	16
Урал	854	8967	90	6026	60	16703	305
Средняя волга	963	2291	16	2429	16	20908	422
Московское РДУ	1318	12036	100	5116	38	25547	520
ОДУ Северо-запада	2186	3814	24	5256	47	42723	1400
ЕЭС России	6002	54339	900	81064	4296	525973	74781

* - времена, меньше 16 мс, операционная система отображает с недопустимой погрешностью, и потому они заменены нулём.

При прочих равных условиях приоритетно нумеруется тот узел, что связан с наибольшим числом из уже пронумерованных.

На рис. 5 приведен вариант нумерации вершин, порождаемый тактикой длинной хорды. Единственная хорда помечена пунктиром. Гауссово исключение порождает единственную пару ненулевых элементов.

Результаты работы методов на реальных схемах

Эффективность охарактеризованных выше методов выявлялась на схемах реальных энергосистем России. Результаты представлены в таблице 1.

Алгоритм измельченного фактордерева показывает наихудшие результаты. Однако относительно небольшие вычислительные затраты на само упорядочение (процессорное время) позволяют использовать данный метод для расчета питающих сетей больших размеров — эти затраты оказываются заметно меньше, чем у двух остальных методов.

Метод Тинни дает неплохие результаты для схем с размерностью не более 2000 узлов. В системах большой размерности, как правило, наилучшие результаты дает метод поиска в глубину.

Заполнение матрицы бывает тем меньше, чем ближе граф к триангулированному или к древовидному. В первом случае лучший результат, очевидно, даст метод Тинни, во втором — поиск в глубину, так как он тщательнее учитывает «хорошие» свойства деревьев.

Выводы

1. Любой из описанных в статье методов может оказаться оптимальным для конкретной энергосистемы, и потому предпочтение должно отдаваться не априорно, а лишь по итогам испытания.

2. Метод Тинни можно рекомендовать для реальных схем размерностью не более 2000 узлов.

3. Для схем очень высокой размерности лучшие результаты обещает метод поиска в глубину.

Литература

1. Писсанецки С. Технология разреженных матриц. — М.: Мир, 1988. — 410с.

НОВОСТИ

Генеральный директор ОДУ Востока Сергей Другов: «Необходимо объединить деловую энергию для укрепления энергетической безопасности Дальнего Востока»

15 декабря в Хабаровске прошла пресс-конференция «Объединяя энергию», в ходе которой субъекты электроэнергетического комплекса Дальнего Востока представили свои планы развития энергосистемы региона и обеспечения надежности ее работы.

В мероприятии приняли участие руководители Министерства энергетики Хабаровского края, филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Востока» (ОДУ Востока), ОАО «РАО Энергетические системы Востока», филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока, ЗАО «АПБЭ» и ОАО «РусГидро».

Основными темами пресс-конференции стали развитие и обеспечение надежного функционирования электроэнергетического комплекса ОЭС Востока в условиях интенсивного роста энергопотребления в регионе и готовность энергопредприятий к прохождению осенне-зимнего максимума электрических нагрузок 2008/2009 года.

Особое внимание выступающие уделили ходу подготовки энергообъектов региона к проведению во Владивостоке в 2012 году Саммита «Азиатско-Тихоокеанское экономическое сотрудничество» (АТЭС), а также вопросам дальнейшего развития деловых отношений с зарубежными странами и, в частности реализации проекта экспорта электроэнергии в Китай.

Выступая на пресс-конференции, генеральный директор Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление (ОДУ) Востока» Сергей Другов сказал о деятельности Системного оператора по управлению надежностью работы энергосистемы: «Уникальная особенность ОЭС Востока – изолированная работа от ЕЭС России – накладывает дополнительную ответственность на все компании энергетического комплекса. Название пресс-конференции – «Объединяя энергию» подчеркивает нашу общую ключевую задачу: необходимо объединить деловую энергию и совместными согласованными действиями укреплять энергетическую безопасность Дальнего Востока, обеспечивать развитие энергосистемы для экономического роста региона».

ОТВЕТЫ НА ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ЗАДАЧИ**Задание № 1**

1. Превышения длительно допустимых перетоков мощности (токов) по линиям электропередачи устраняются: немедленной загрузкой электростанций в приемной части энергосистемы и разгрузкой в передающей части энергосистемы; использованием допустимых аварийных перегрузок генерирующего оборудования; вводом аварийных ограничений в приемной части энергосистемы.

2. Дать команду с аварийной готовностью свернуть работы на линии Л-83 и подготовить линию к вводу в работу;

3. Дать команду ДЭМ ПС Восточная для опробования линии Л-55 включить выключатель Л-55. При успешном опробовании замкнуть линию Л-55 в транзит, включив выключатель СМВ на ПС Береговая.

4. Если при опробовании линия Л-55 отключится вновь, то через некоторое время допускается вторично включить линию Л-55 под напряжение. После однократного опробования перед последующим должны быть уточнены и проанализированы возможное место повреждения и вид КЗ по данным регистраторов аварийных событий и фиксирующих приборов. В случае принятия решения о дальнейшем опробовании после двух неуспешных опробований диспетчер, в чьем управлении находится линия, предварительно уведомляет о принятом решении ЦУС сетевой организации, эксплуатирующей данную линию электропередачи.

(Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 2.8.2, 3.2.7).

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 6.3.1–6.3.3, 7.1.8, 7.4.6.)

Задание № 2

1. В случае отказа в отключении одной или двух фаз выключателя на присоединении необходимо произвести осмотр отказавшего выключателя. В случае отсутствия признаков зависания (недоотключения) контактов необходимо повторно подать импульс на отключение выключателя от ключа управления. В случае сохранения неполнофазного режима он должен быть ликвидирован отключением линии Л-55 выключателем Л-55 на ПС Восточная.

2. В случае невозможности отключения отказавшего выключателя его необходимо отделить от схемы распределительного устройства. В схемах с обходным выключателем: включить присоединение с отказавшим выключателем на опробованные на протяжении обходные системы шин разъединителя; включить обходной выключатель; отключить линейный и шинные разъединители отказавшего выключателя с выводом из работы блокировки отказавшего выключателя. Отключить обходной выключатель ОВ, отключить обходные разъединители линии Л-55 и ОВ.

(Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем, п. 4.3.1.)

(Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем (стандарт организации), п. 7.2.3.1, 7.2.3.2.)