

СБОРНИК ЛЕКЦИЙ

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Под редакцией профессора Ю.В. Шарова

Допущено УМО вузов России по образованию
в области энергетики и электротехники
в качестве учебного пособия для студентов
высших учебных заведений, обучающихся
по направлению подготовки
«Электроэнергетика и электротехника»



Москва
Машиностроение
2014

УДК 621.31

ББК 31.2

С 56

РЕЦЕНЗЕНТЫ:

А.Ф. Дьяков, член-корр. РАН, доктор техн. наук, профессор,
С.В. Шульженко, доцент, канд. техн. наук

АВТОРЫ:

А.Ф. Бондаренко, В.Э. Воротницкий, И.Н. Задирако,
М.Л. Калинин, С.В. Локтионов, Б.И. Макоклюев,
Д.Л. Панков, А.С. Полижаров, П.Ю. Полудницын,
Ю.П. Рыжов, В.И. Чемоданов, Ю.Г. Шакарян,
Р.Г. Шамонов, Ю.В. Шаров, В.А. Шкатов

С 56 Современное состояние и перспективы развития электроэнергетики. Сборник лекций: учебное пособие для вузов / Под ред. Ю.В. Шарова — М.: Машиностроение, 2014. — 380 с., ил.

ISBN 978-5-94275-758-8

Представлен сборник лекций, прочитанных в 2009—2013 гг. в Институте электроэнергетики на кафедре «Электроэнергетические системы» МЭИ (ТУ) студентам 4-го и 5-го курсов и аспирантам, обучающимся по направлению подготовки 140400 «Электроэнергетика и электротехника», профиль подготовки «Электрические станции и подстанции», «Электроэнергетические системы и сети».

Для студентов, бакалавров, магистров, инженеров и аспирантов соответствующих направлений и специальностей.

УДК 621.31

ББК 31.2

ISBN 978-5-94275-758-8

© Авторы, 2014

Предисловие

В учебном пособии представлен сборник лекций, прочитанных в 2009—2013 гг. в Институте электроэнергетики на кафедре электроэнергетических систем и электрических станций МЭИ (ТУ) студентам 4-го курса и аспирантам. Целью курса является ознакомление студентов и аспирантов с основными направлениями работы в отрасли, с характером работы на различных предприятиях.

Организаторы постарались охватить достаточно широкий спектр характерных видов деятельности в энергетике — проектирование, научно-исследовательские работы, эксплуатация сетевого хозяйства, управление режимами и диспетчирование, организация рыночных отношений, информационные технологии.

В лекциях освещается современное состояние технологии производства, передачи и потребления электроэнергии, вопросы проектирования, развития и управления режимами энергосистем в России и за рубежом. К чтению лекций привлекались ведущие специалисты научно-исследовательских, проектных организаций, крупных электроэнергетических корпораций России, представители фирм — разработчиков технологий в электроэнергетике.

Лекции дают возможность сформировать представление о характере деятельности предприятий отрасли в целом, ее современном этапе развития, позволяют студентам определить, где бы они хотели работать после завершения учебы. Подготовку состава лекций курса осуществляла кафедра электроэнергетических систем

МЭИ совместно с НТЦ ФСК ЕЭС. Большое участие в подготовке курса приняли преподаватели кафедры С.Ю. Сыромятников и С.В. Локтионов. Материалы лекций охватывают широкий спектр вопросов, излагаются в достаточно простой форме. Данное учебное пособие может быть полезным для широкого круга специалистов электроэнергетики.

Главный научный сотрудник НТЦ ФСК ЕЭС,
доктор техн. наук Б.И. Макоклюев

Заместитель заведующего кафедрой электрических систем,
канд. техн. наук В.Н. Тульский

Аспекты производства, передачи и потребления электроэнергии в России и за рубежом

С.В. Локтионов, старший научный сотрудник НИУ МЭИ, канд.
техн. наук, Ю.В. Шаров, канд. техн. наук, профессор

Краткий исторический обзор состояния электроэнергетики до начала 90-х годов

За 130 лет своего существования электроэнергетика нашей страны прошла огромный путь в своем развитии, были времена ее бурного роста огромными темпами, были моменты её стагнации, но всегда электроэнергетике, как фундаменту на котором базируется экономика и благополучие всей страны, уделялось пристальное внимание.

Ниже рассматриваются основные вехи развития электроэнергетики страны за прошедшие годы, обрисовываются проблемы, которые вставали перед электроэнергетикой, дается краткая характеристика ее современного состояния.

Электроэнергетика имеет важное значение в хозяйстве любой промышленно-развитой страны, что объясняется такими преимуществами электроэнергии перед энергией других видов, как относительная легкость её передачи на большие расстояния, распределения между потребителями, а также преобразования в другие виды энергии (механическую, тепловую, световую, химическую и др.). Отличительной чертой электроэнергии является одновременность её генерирования и потребления.

Бурное развитие электроэнергетики началось с открытия переменного тока. Начало электрификации и электроэнергетики как таковой относится к концу 19 века, когда были созданы первые электрические генераторы для производства электроэнергии и освоена ее передача на значительные расстояния. В 1879 г. в Санкт-Петербурге была построена тепловая электростанция (ТЭС) для освещения Литейного моста.



Рис. 1. ГЭС Тампере, 2013 г.

Датой основания первой российской энергосистемы принято считать 16 июля 1886 г., когда было зарегистрировано промышленно-коммерческое «Общество электрического освещения 1886 г.». В 1913 г. Россия занимала 8-е место в мире по выработке электроэнергии. Но электростанции принадлежали главным образом иностранному капиталу. «Общество электрического освещения 1886 г.» контролировалось немецкой фирмой «Simens und Halske» (Сименс и Гальске). С тех пор эта берлинская фирма прочно присутствует на электроэнергетическом рынке России. Данная фирма строила ТЭС в Санкт-Петербурге, Москве, Баку, Лодзи и других городах царской России.

Россия входила в небольшое число стран, чьи города имели электрическое городское уличное освещение. Так, к концу XIX века наличием электрического городского освещения могли похвастаться всего несколько городов в мире, среди них Нью-Йорк, Лондон, Париж, а в России, кроме ее столицы, — Тампере (Таммерфорс до

1917 г.). Здесь надо отметить мало кому известную роль, которую сыграл этот город для продвижения электричества на российский рынок. Тампере даже несколько опередил в вопросе промышленного и городского освещения Санкт-Петербург, а тем более Москву, где электрическое освещение городских улиц стало применяться значительно позже. Тампере был седьмым по счету городом в Европе, включая Санкт-Петербург, использующим на постоянной основе электричество для освещения, опираясь на разработки Эдисона (Миланская опера Ла Скала, Страсбургский железнодорожный вокзал и др.).

Тампере называли «Северным Манчестером» [1]. Это крупный промышленный город, находившийся на территории Великого княжества Финляндского, входившего в состав Российской империи (в границах 1917 г.). Тампере имел (и имеет по настоящее время) тесные промышленные и научные связи с Россией и Санкт-Петербургом, в частности. Первая лампочка во всей Скандинавии зажглась именно там, в Тампере, 15 марта 1882 г. Тампере находится на перешейке между двух озер. Каменная гряда, разделяет два больших озера, перепад высоты между озерами составляет 18 м. Используя этот перепад высот, построили каскад ГЭС (одна из них сохранилась и поныне находится в черте города, рис. 1), который давал электроэнергию многочисленным фабрикам и мануфактурам Тампере, в частности самой знаменитой ткацкой фабрике «Finlayson» (Финлейсон), основанной выходцами из Шотландии и являющейся «государством в государстве», а также для освещения улиц и площадей города. Первое промышленное постоянное освещение цехов фабрики началось 15 марта 1882 г. по инициативе старшего сына хозяина фабрики (по согласованию с Т. Эдисоном), о чем свидетельствует мемориальная табличка на здании управления. Причем сразу использовались лампы накаливания Эдисона как более долговечные и надежные. Одновременно зажглись 150 ламп на 110 В. Одна из них, подаренная Эдисоном, и поныне находится в качестве экспоната в городском музее. В гигантских цехах был проведен сравнительный конкурс на лучшее освещение помещения газом или электричеством. Победило электричество. Эдисону была немедленно отправлена телеграмма об этом событии и результатах эксперимента. Получив телеграмму, Эдисон был рад успеху. Это

дало прекрасную рекламу и мощный толчок к дальнейшему продвижению его электрического бизнеса на гигантский русский рынок: в Санкт-Петербург, Окуловку, Москву (после этого события стало возможным его участие в освещении коронации Александра III в 1883 г. в Москве).

Мощность электростанций в России в 1900 г. составляла 80 МВт, а в 1913 г. — уже 1141 МВт. Электростанции вырабатывали около 2 млрд кВт·ч электроэнергии. Следует отметить, что энергетическое и электротехническое оборудование в дореволюционной России почти не производилось. Завод по производству электромоторов, генераторов и трансформаторов был построен в Санкт-Петербурге в 1912 г. фирмой «Сименс» (теперь это завод «Электросила»). Все электростанции России работали отдельно (первый опыт совместной работы был в 1913 г.). В России существовали различные частоты тока 20—40—50 Гц. В 1913 г. в России было всего 109 км ВЛ напряжением выше 10 кВ. В 1912 г. под Москвой было начато строительство первой районной электростанции «Электропередача» и построена первая воздушная линия электропередачи напряжением 70 кВ и длиной 70 км до Измайловской подстанции.

После Октябрьской революции началось восстановление и реконструкция электроэнергетического хозяйства страны, разрушенного в годы первой мировой войны (1914—1918 гг.) и гражданской войны (1918—1920 гг.). В декабре 1917 — июне 1918 г. были национализированы крупнейшие электростанции страны (причем по просьбе их персонала) и одновременно началась подготовка к строительству крупных ГЭС и ТЭС. Был разработан план электрификации всей России (ГОЭЛРО). Это был первый единый государственный перспективный план комплексного развития всего народного хозяйства на основе электрификации страны. Государственная комиссия по электрификации России была образована Президиумом ВСНХ 21 февраля 1920 г. в соответствии с резолюцией сессии ВЦИК от 2 февраля 1920 г. К работе было привлечено свыше 200 деятелей науки и техники, в том числе один из основателей Московского энергетического института К.А. Круг. Возглавлял комиссию Г.М. Кржижановский. К концу 1920 г. комиссия, проделав большую работу, подготовила «План электрификации РСФСР». Это был том на 650 страницах текста с картами и схемами электрификации

районов страны. Восьмой Всероссийский съезд Советов в декабре 1920 г. единодушно одобрил план ГОЭЛРО и после обсуждения технико-экономических вопросов на 8-м электротехническом съезде в октябре 1921 г. план был утвержден правительством республики — Советом Народных Комиссаров (СНК) 21 декабря 1921 г. [2].

План ГОЭЛРО был рассчитан на 10—15 лет, он реализовывал идеи электрификации всей страны и создания крупной индустрии. План состоял из программы А, предусматривающей восстановление и реконструкцию довоенной электроэнергетики, и программы Б — предусматривающей строительство новых 30 районных электростанций (20 тепловых и 10 гидростанций).

Общая мощность 30 электростанций должна была составлять 1750 МВт. Предусматривалось сооружение тепловых электростанций, таких как Шатурская, Каширская, Челябинская (топливная база — местный торф, подмосковный и уральский уголь, сланцы). Планировалось широкое использование гидроресурсов, намечалось строительство гидростанций — Волховской, Днепровской и др. Поставлена задача довести годовую выработку электроэнергии до 8,8 млрд кВт·ч против 1,9 млрд кВт·ч, которые вырабатывала Россия в 1913 г. При этом предусматривалась коренная реконструкция на базе электрификации всех отраслей народного хозяйства, рост промышленности и ее рациональное размещение. Надо заметить, что темпы роста мощностей электростанций опережали темпы роста промышленного производства, что благоприятно сказывалось на развитии экономики страны в целом.

По основным показателям план был выполнен к 1931 г. — минимальному сроку, на который был рассчитан. Так, годовое производство электроэнергии достигло 10,7 млрд кВт·ч, установленная мощность электростанций — 2105 МВт, а к 1935 г. план был значительно перевыполнен по всем показателям. Мощность электростанций составила уже 4,34 тыс. МВт, что в 2,5 раза больше, чем по плану ГОЭЛРО.

В 1922 г. введена первая очередь Каширской ГРЭС мощностью 12 МВт вместе с первой воздушной линией электропередачи (ВЛ) 110 кВ до Москвы, далее к 1925 г. построена двухцепная ВЛ 110 кВ от Шатурской ГРЭС и начато создание кольцевой сети вокруг Москвы напряжением 110 кВ. К 1929 г. протяженность электрических

сетей напряжением свыше 110 кВ составила 2032 км. В 20-х годах создана единая шкала номинальных напряжений: 3, 6, 10, 35, 110 кВ и впоследствии 220, 330 кВ. В 1926 г. создана диспетчерская служба в Мосэнерго, затем в Ленэнерго, Уралэнерго и т.д. Впервые было применено напряжение 220 кВ в Ленэнерго в 1933 г., где построили электропередачу Свирская ГЭС — Ленинград протяженностью 240 км.

В 1946—1950 гг. произошло объединение энергетических систем Центра, создано объединенное диспетчерское управление (ОДУ) Центра, которое в 1959 г. было реорганизовано в объединенное диспетчерское управление Единой энергетической системы (ЕЭС). Первым этапом работ по созданию ЕЭС СССР считается период 1956—1959 гг., когда линии 500 кВ (первоначально 400 кВ) объединили на параллельную работу энергосистемы Центра, Средней и Нижней Волги, Урала. В 1970 г. была присоединена ОЭС Закавказья, в 1972 г. — ОЭС Казахстана и Западной Сибири, а в 1977 г. — ОЭС Сибири.

С 1978 г. ОЭС СССР работала параллельно с ОЭС государств — членов Совета экономической взаимопомощи (СЭВ). Оперативно-диспетчерское управление энергосистем осуществлялось по иерархической системе, содержащей ступени: центральное диспетчерское управление (ЦДУ ЕЭС), территориальные объединенные диспетчерские управления (ОДУ), центральные диспетчерские пункты энергосистем (ЦДП) и диспетчерские пункты районов, сетевых предприятий (ДП).

Наглядное представление о темпах развития электроэнергетической базы страны (СССР, а затем России) дает табл. 1 [3]. Данные до 1990 г. относятся к СССР, данные после 1990 г. — к РСФСР и РФ. Из табл. 1 видно, что установленная мощность электростанций удваивалась, даже утраивалась каждое десятилетие с 1930 до 1990 г. Далее пошел спад. В 90-е годы рост был незначительный. Это объясняется общей политической и экономической ситуацией в стране, связанной с распадом СССР. Так, в [3] отмечается, что установленная мощность электростанций России увеличилась незначительно с 203,3 млн кВт в 1990 г. до 214,1 млн кВт в 1998 г. Производство (потребление) электроэнергии за эти годы упало более чем на 23%, с 1082,1 млрд кВт·ч в 1990 г. до 827 млрд кВт·ч в 1998 г. Но при этом падение производства электроэнергии оказалось значительно

Таблица 1. Развитие электроэнергетической базы страны

Показатель	1930 г.	1940 г.	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1980 г.
Установленная мощность электростанций, млн кВт	2,87	11,12	19,61	66,72	166,1	266,7
В том числе:						
тепловых ТЭС	2,74	9,60	16,39	51,94	133,8	201,0
атомных АЭС	—	—	—	—	0,9	12,5
гидравлических ГЭС	0,13	1,52	3,22	14,78	31,4	52,3
Показатель	1990 г.	2000 г.	2001 г.	2005 г.	2007 г.	2008 г.
Установленная мощность электростанций, млн кВт	203,3	212,8	214,8	208,977	212,107	214,612
В том числе:						
ТЭС	139,7	147,2	147,4	140,884	143,105	145,35
АЭС	20,2	21,3	22,7	23,242	23,242	23,242
ГЭС	43,4	44,3	44,7	44,851	46,801	47,06

меньшим, чем падение за тот же период времени внутреннего валового продукта — ВВП (он упал на 42%) и доли промышленного производства — основного потребителя электроэнергии (снижение более чем на 50%). Это привело к существенному росту энергоемкости народного хозяйства. В стране стал наблюдаться избыток электроэнергии, но такая ситуация продолжалась недолго. К концу 90-х годов постепенно росла бытовая нагрузка, восстанавливалась промышленная нагрузка и стал ощущаться дефицит электроэнергии. Но при этом изменилась структура ВВП — рост доли услуг увеличился до 60%, произошло снижение доли производства до 40%, рост потребления электроэнергии составил 25%.

Состояние электроэнергетики России на конец 90-х годов

В 90-е годы после развала СССР и роспуска СЭВ объединявшая их ЕЭС частично распалась. Государства Восточной Европы, входившие в СЭВ, перестали параллельно работать с Россией. Украина, прибалтийские республики делали попытки отделиться от ЕЭС России, от параллельной работы с нами. Политика начала вмешиваться в электроэнергетику.

В европейской части России почти 70% электроэнергии вырабатывалась за счет газа, в бывшем Мосэнерго — 98%.

И по настоящее время, например в 2010 г., в структуре производства электроэнергии доля газовых ТЭС (производство 518 млрд кВт·ч) на рынке электроэнергии составляла 50% (в европейской части и на Урале — 60%), доля угольных ТЭС (производство 181 млрд кВт·ч) на рынке — 17,4%, остальное приходилось на ГЭС (производство 168 млрд кВт·ч, доля на рынке 16,2%) и АЭС (производство 170 млрд кВт·ч, доля на рынке 16,4%). Производство электроэнергии на газовом топливе экологически чище, теплотворность газа выше, чем угля. Но экономическая ситуация в стране изменилась, и из дешевого газа 70—80-х годов прошлого века, современный газ превратился в дорогостоящий экспортный продукт. Газпрому выгоднее продавать газ за рубеж, чем отдавать его электростанциям ЕЭС России. Так, например, правительство проиндексировало цены на газ на 15% в июле 2012 г. При этом газ — основная статья издержек газовой генерации. Значит должны вырасти цены на производимую электроэнергию. Хотя, как отмечается в ряде публикаций, никакой причины для индексации цен на газ, кроме желания выйти на уровень равнодоходности с экспортными ценами, нет, так как безубыточность поставок газа на внутренний рынок давно достигнута, при этом общая прибыль Газпрома превышает всю его выручку от внутреннего рынка газа. Однако выдвигаются требования сравнивать внутренние и экспортные цены. [Согласно методике, предложенной Институтом проблем естественных монополий, расчет стоимости электроэнергии и газа проводится исходя из паритета покупательской способности (ППС) национальных валют, курс доллара США принимается равным 16 руб., а не по курсу ЦБ 30,5 руб. за 1 дол. США (2011 г.). В таком случае цена на газ в России уже достигла равновесной стоимости с ценой на газ в Евросоюзе, а именно 280—240 дол. США (из расчета по ППС) при стоимости 2900—3900 руб. за 1000 м³ газа и дальнейшее повышение цены газа является ошибочным и ведет к росту стоимости электроэнергии [4]].

Заменить газ сложно и мгновенно эту задачу не решить. Строительство атомных станций и ГЭС с начала 90-х годов было прекращено. В Сибири на ТЭС для выработки электроэнергии используется уголь. Но до 40% угля шло в золоотвалы, зашлаковывались огромные территории. На ТЭС не существовало современной серочистки, азотоочистки, электрофильтров дымовых газов.

В 90-е годы в электроэнергетику деньги не вкладывались из-за общей ситуации в стране, а также потому что электроэнергетика и так удовлетворяла спрос на электроэнергию, который сильно упал по сравнению с концом 80-х годов. Поэтому развития в отрасли не было, все технологии оставались устаревшими. Ситуация в электроэнергетике оказалась как бы законсервированной. А в мире стали появляться новые современные экологически чистые технологии, позволяющие эффективно сжигать любой тип угля. В это же время в промышленно-развитых странах начались сооружаться новые электростанции, полностью автоматизированные, а также крупные подстанции, работающие без обслуживающего персонала. В нашей стране продолжали неэффективно использовать энергоресурсы, энергозатраты при производстве продукции были в 2—3 раза выше, чем в развитых странах. Произошло отставание от технического прогресса в электроэнергетике и в промышленно-сти вообще.

Электротехнический комплекс существенно зависит от энергомашиностроительного и электротехнического комплексов, которые производят оборудование для электростанций, подстанций, линий электропередачи. События, происходившие в стране, коснулись предприятий электротехнического комплекса. После распада СССР произошел разрыв производственно-хозяйственных связей. Так, для Коломенских сетей Мосэнерго было проблемой закупить в Латвии, ставшей к тому времени за границей, токоограничивающие реакторы. А промышленности Латвии выпуск реакторов стал ненужным, вследствие отсутствия рынка сбыта. Проблемой в начале 90-х годов было купить обыкновенные железобетонные опоры для ВЛ 10 и 0,4 кВ для сельских сетей. Ремонтные бригады, имевшиеся в каждом колхозе и обслуживавшие свои трансформаторные подстанции, были распущены, техника распродана или разворована, вследствие ликвидации или реорганизации колхозов. Ремонтные бригады сетевых энергохозяйств не справлялись с возросшим объемом работ. Большинство трансформаторных подстанций в сельских сетях по сути дела остались бесхозными.

Приватизация начала 90-х годов коснулась и предприятий энергомашиностроительного комплекса: часть предприятий была приватизирована и прекратила свое существование или утратила но-

менклатуру производства. В связи с массовой невыплатой зарплаты или очень низкой зарплатой многие сотрудники были вынуждены увольняться, кадры были растеряны. Это затронуло и научно-исследовательские институты.

В электроэнергетике было нарушено не только расширенное, но и простое воспроизводство. Не было замены оборудования, не было должных ремонтов и профилактики оборудования.

Вследствие проводимой политики в области финансов в стране стало не хватать денежной массы и, как результат, процветал бартер, были массовые неплатежи предприятий и населения за электроэнергию.

Износ активной части фондов в электроэнергетике составляет 65—70%, в сельских сетях — 75%. Как видно из табл. 1, около 90% всей установленной мощности в России — это генерирующие объекты, которые отработали по 30—40 лет и более и уже выработали свой ресурс на 70—80%. Наличие в энергосистемах изношенного оборудования и отсутствие возможности его восстановления уже сегодня приводит к авариям. Поэтому необходимо не только поддержание работоспособности, но и существенное обновление основных производственных фондов на базе новой техники и технологии. Но для этого нужны огромные инвестиции. Вопрос — откуда взять средства? Был предложен выход — провести реформу отрасли.

Начало реформ электроэнергетики в России. Зарубежный опыт реформирования

В 2005 г. на сайте бывшего РАО ЕЭС России были сформулированы предпосылки к реформированию электроэнергетики [5]. В частности отмечалось, что 80-х годах в электроэнергетике СССР стали проявляться признаки стагнации, производственные мощности обновлялись заметно медленнее, чем росло потребление электроэнергии. В 90-е годы в период общеэкономического кризиса в России объем потребления электроэнергии существенно снизился, а процесс обновления мощностей практически остановился.

Общая ситуация в отрасли характеризовалась следующими показателями:

- по технологическим показателям (удельному расходу топлива, среднему коэффициенту полезного действия оборудования, рабочей мощности станций и др.) российские энергокомпании отставали от своих аналогов в развитых странах;

- отсутствовали стимулы к повышению эффективности и рациональному планированию режимов производства и потребления электроэнергии, энергосбережению;

- в отдельных регионах происходили перебои электроснабжения, наблюдался энергетический кризис, существовала высокая вероятность крупных аварий;

- отсутствовала платежная дисциплина, были распространены неплатежи;

- предприятия отрасли были информационно и финансово непрозрачными.

Все это требовало необходимости преобразований в электроэнергетике, которые создали бы стимулы для повышения эффективности энергокомпаний и позволили существенно повысить объем инвестиций в отрасль.

Была определена цель реформирования электроэнергетики России:

- создание инвестиционно-привлекательной отрасли — условий для ее развития на основе стимулирования инвестиций;

- повышение эффективности предприятий отрасли, создание стимулов для снижения издержек, внедрения новых технологий;

- обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей, приемлемых цен на электроэнергию для потребителей.

Для выполнения поставленных целей необходимо было менять всю систему государственного регулирования отрасли, формировать конкурентный рынок, создавать новые компании. За основы реформ был взят зарубежный опыт.

До 90-х годов в большинстве стран мира электроэнергетика относилась к естественным монополиям. Вертикально-интегрированные компании (ВИК) совмещали производство, передачу и сбыт электроэнергии и имели узаконенную монополию в национальных масштабах или в масштабах отдельных регионов. Тарифы на их услуги обычно устанавливались или ограничивались государством.

Такая система долгое время вполне удовлетворительно обеспечивала нужды государства. Но в условиях значительного удорожания углеводородного сырья (с 70-х годов) и опережающего роста потребления электроэнергии прежние монополии оказались не достаточно эффективными. Они часто не успевали реагировать на изменения спроса, им слишком дорого обходилось поддержание существующих мощностей и ввод новых. Недостатком ВИК было то, что в этом случае любые дополнительные расходы таких компаний включались в их тарифы и автоматически ложились на потребителей. Положение осложнялось тем, что во многих странах было уже сточено экологическое законодательство, что требовало ускоренной модернизации энергетических мощностей — одних из главных загрязнителей окружающей среды.

Организаторы реформ электроэнергетики России отмечали, что либерализации электроэнергетики способствовали различные процессы, в том числе, происходившие вне этой отрасли:

- развитие газотурбинных технологий, наряду с увеличением объема добычи природного газа и снятием ограничений на его использование для производства электроэнергии, привело к распространению высокоэффективных и относительно недорогих технологий генерации;

- возросшие требования к энергоэффективности и экологической чистоте производства подталкивали к модернизации энергетических мощностей и развитию сетей;

- развитие сетей и межсистемных связей [магистральных линий сверхвысокого напряжения (СВН)] между ранее замкнутыми энергосистемами, а также информационных технологий, средств учета и контроля, способствовало увеличению и усложнению энергопотоков, создавало новые возможности для конкуренции между оптовыми поставщиками электроэнергии;

- все большая экономическая и политическая интеграция регионов соседних стран (Евросоюз, Северная Америка) также способствовала развитию оптовых рынков электроэнергии.

Также отмечалось, что в результате всего вышеперечисленного некоторые государства начали пересматривать свое отношение к естественной монополии в электроэнергетике, стали допускать в этой отрасли элементы конкуренции. Это достигалось либо разде-

лением монополий с выделением из них конкурирующих компаний, либо допуском в отрасль новых участников — независимых производителей электроэнергии, либо тем и другим.

Новая структура отрасли требовала новых правил игры. Чтобы независимый производитель был действительно независимым и имел возможность продавать свою электроэнергию, ему требовался доступ к инфраструктуре транспортировки электроэнергии, возможность самостоятельно устанавливать цены. Необходимые для этого нормы были предусмотрены в законодательстве ряда государств. В результате, в некоторых странах появился свободный рынок электроэнергии цены, на котором устанавливались на основе спроса и предложения.

Впервые конкурентный рынок заработал в Англии и Уэльсе в 1990 г., а режим неограниченной конкуренции на оптовом рынке электроэнергии впервые в истории был введен в 1991 г. в Норвегии. Надо заметить, что Норвегия имела и имеет наиболее высокий уровень производства электроэнергии на душу населения в мире, например 19,8 тыс. кВт·ч в 1975 г. — это в 2 раза выше, чем в США, в 2006 г. Норвегия произвела 121 400 млн кВт·ч. Страна с населением 4,7 млн чел. обладает огромными гидро-, газо- и нефтересурсами, занимает 11-е место в мире по добыче нефти и 3-е место — по экспорту нефти, добывала 2,56 млн баррелей нефти в день в 2007 г. Это крупнейший поставщик газа в Европу, обеспечивает 13—30% ее потребностей. Норвегия — естественный экспортер электроэнергии, при этом имеет не полностью загруженные установленные генерирующие мощности.

Основные шаги реформирования (либерализации) электроэнергетики в США, Европе были схожие: разграничение естественно-монопольных (передача электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и потенциально-конкурентных (генерация, сбыт, сервис, ремонт) видов деятельности, демонополизация отрасли с параллельным развитием антимонопольного регулирования, введение для независимых поставщиков электроэнергии недискриминационного доступа к инфраструктуре, либерализация рынков электроэнергии.

На сайте РАО ЕЭС была приведена карта стран — участниц реформирования электроэнергетики (рис. 2) на начало 2000-х годов.

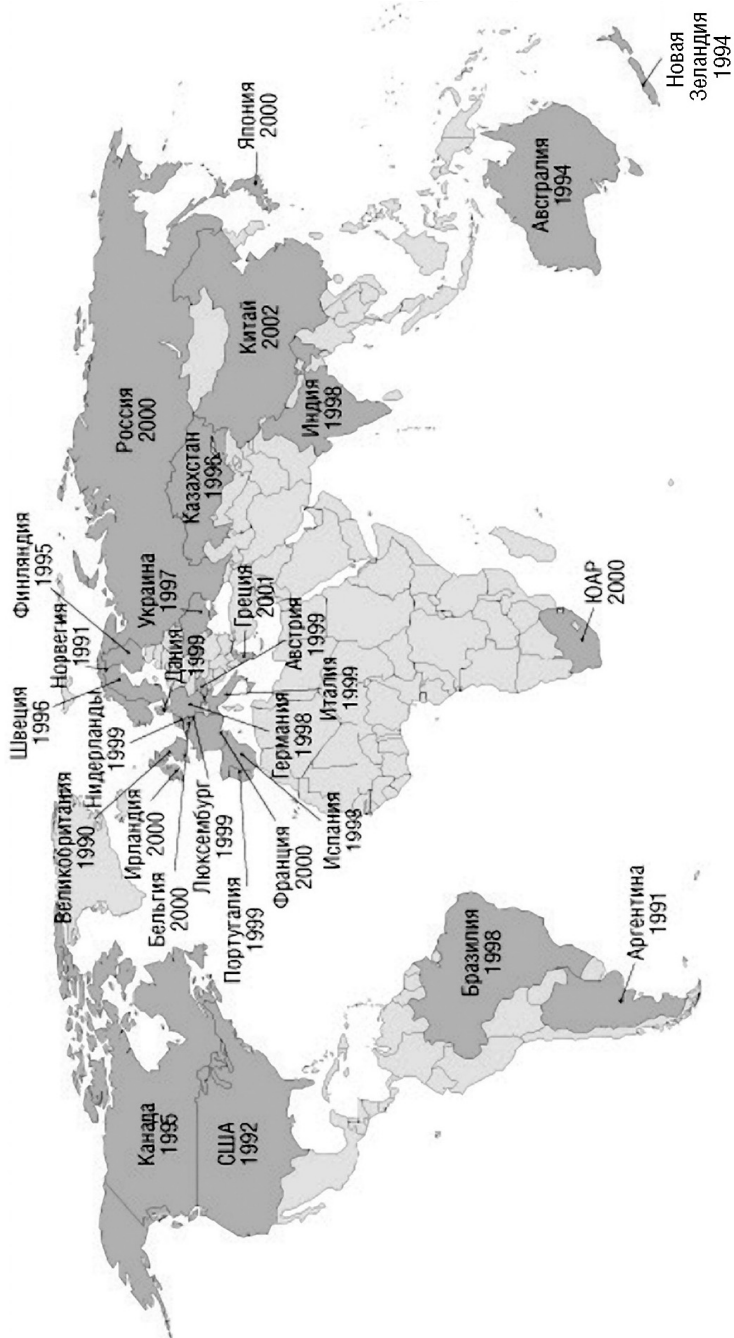


Рис. 2. Карта стран — участниц реформирования электроэнергетики

В пояснительной записке отмечалось, что государства, полностью открывшие рынки для конкуренции, — это Швеция, Финляндия, Великобритания, Новая Зеландия, что к подобным стандартам стремится Евросоюз, законодательство которого требует полного открытия к 2007 г. национальных рынков большинства стран членов этой организации. Для США развитие конкурентных оптовых рынков на всей территории страны является одним из приоритетов энергетической стратегии США. Далее делался вывод, что радикальные преобразования в электроэнергетике стали мировой тенденцией. Либерализация отрасли и ее технологическое развитие приводят к качественному расширению рынков. В Европе и Северной Америке национальные рынки уже перешагнули границы отдельных энергосистем, национальные границы и приобретают межрегиональный и международный масштаб.

На сайте РАО ЕЭС в разделе «Международный опыт реформирования электроэнергетики» приводился анализ опыта Великобритании — флагмана либерализации электроэнергетики. В частности отмечалось, что реформированию отрасли положил закон об электроэнергетике 1983 г., который разрешал доступ частных к электрическим сетям. В эти годы началась массовая приватизация различных отраслей промышленности. Отмечалась, что в Великобритании добыча угля стала убыточна. Это привело к закрытию угольных шахт, начиная с начала 80-х годов в Уэльсе. В 1988 г. был опубликован правительственный план приватизации энергетического сектора, где были сформулированы все цели государственной политики в области электроэнергетики и все вышеперечисленные ранее методы демополизации и реструктуризации отрасли. Далее был в 1989 г. принят Закон об электроэнергетике, который собственно узаконил реструктуризацию государственной монополии. Реформы протекали не гладко. В декабре 1993 г. был резкий скачок цен на электроэнергию, были приняты дополнительные законодательные акты по снижению монополистической концентрации на оптовом рынке электроэнергии. Все последующее десятилетие продолжалась работа над законодательной базой реформ. При приватизации генерирующих компаний государство сохраняло за собой на неопределенное время решающий голос на собрании акционеров посредством обладания «Золотой акцией».

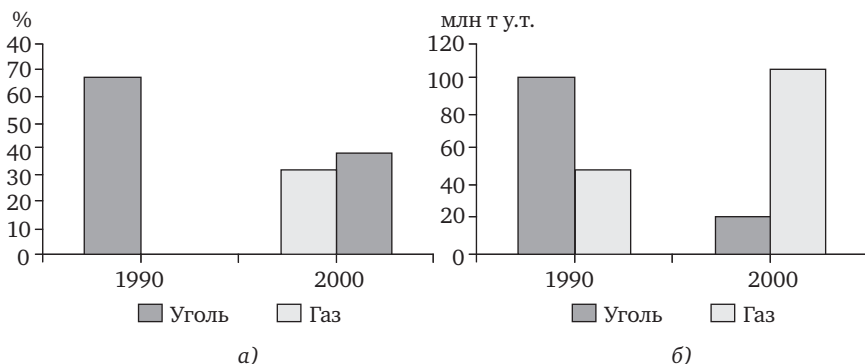


Рис. 3. Доля угля и газа в выработке электроэнергии (а) и производство угля и газа (б)

Достижением реформ стали увеличение производительности труда и переход на более дешевый вид топлива (с угля на газ), что привело к значительному сокращению совокупных производственных издержек (рис. 3). Капитальные затраты на строительство новых мощностей сократились на 40%. На рынке наблюдалось снижение цен на уголь и газ. Так, цена на газ для промышленных потребителей в период 1990—2000 гг. снизилась на 41%, а цена на уголь — на 40%.

Получив возможность самостоятельно производить электроэнергию, региональные электроэнергетические компании стали активно инвестировать в независимых производителей электроэнергии (газовые турбины комбинированного цикла), что поднимало эффективность производства электрической энергии. С 1990—1992 гг. производительность труда выросла в 2 раза, введение конкуренции не повлекло за собой системных сбоев и не ухудшило качество предоставляемых услуг. Цены на электроэнергию в результате конкуренции снизились. Если в начале дерегулирования средняя рыночная цена в 1991 г. поднялась с 24 до 29 фунтов стерлингов за 1 МВт·ч, то позже она снизилась до 25 фунтов стерлингов в 1992 г. Розничная цена для домашних хозяйств с 1990 по 2000 г. снизилась на 22%, для мелких потребителей на — 9%.

Скандинавские страны основали рынок электроэнергии Nord Pool (Норвегия, Швеция вошли в него в 1993 г., Финляндия в 1998 г.,

Дания в 2000 г.) Эти страны одни из первых в мире либерализовали производство и продажу электроэнергии и имеют рынки открытые для конкуренции.

У каждой из скандинавских стран были свои причины вхождения в общий рынок электроэнергии. В Норвегии тариф устанавливался на 10 лет, тарифы были разные по регионам, вследствие географической особенности страны, а к 1991 г. они уже не покрывали затрат на производство электроэнергии. В Швеции пытались устранить длинную цепочку перепродавцов электроэнергии, отсутствовало право выбора продавца электроэнергии. Финляндия экспортировала электроэнергию в значительных объемах. Под основной целью реформы подразумевалось снижение цен на электроэнергию для конечных потребителей. Создание рынка электроэнергии позволило осуществить обмен электроэнергией между странами региона, что повысило надежность энергосистем стран Скандинавии и сократило существенную разницу в ценах на электроэнергию в различных районах. Но отмечалось, что в 2002—2003 гг. произошел существенный рост цен на электроэнергию и поэтому заговорили о кризисе рынка. Однако рост цен объяснили природными явлениями (маловодьем) и предложили воспринимать ситуацию как нормальную работу рыночных механизмов в условиях ограниченного предложения.

Реформы в Казахстане начались в 1995—1996 гг. Причинами начала реформ в электроэнергетике называлась государственная монополия в отрасли, которая не обеспечивала обновление отрасли, не привлекала инвесторов. Казахстан имел износ фондов в целом по электроэнергетике страны на середину 2003 г. порядка 60%, в электросетевом хозяйстве — более 40%. При этом Казахстан имел дешевую генерацию и избыток установленной мощности и, как следствие, самую дешевую электроэнергию во всем СНГ. Отмечалась, что в результате проводимых реформ снизилась цена на электроэнергию (1,3 цента США за 1 кВт·ч), ликвидирован дефицит энергобаланса, повысилась надежность энергоснабжения, возросла платежная дисциплина.

Появился оптовый рынок электроэнергии, но тарифы для розничных потребителей подлежат государственному регулированию. Многие проблемы электроэнергетики пока не решены: не останов-

лено нарастание износа основных фондов, инфраструктура отрасли технически отстала от современных требований, в отрасли сохраняются неплатежи, уровень развития электроэнергетики и показатели энергообеспечения существенно различаются по территории страны, цены на электроэнергию на местных рынках разнятся более, чем в 2 раза.

В США реформирование электроэнергетики развивалось по общему сценарию, но имело свои особенности. Это было связано с тем, что большинство ВИК были не государственными, а частными энергокомпаниями. Они являлись монополистами на своей территории, но подчинялись государственным решениям по регулированию тарифов. Причины проведения реформ были те же: удорожание электроэнергии (подорожание нефти), повышение требований к экологии и надежности. Начался поиск альтернативных источников энергии, снят запрет на использования газа в энергетике и встал вопрос о допуске независимых производителей электроэнергии к распределительным сетям. Но в силу преобладания частного сектора в электроэнергетике, ограниченного влияния федеральных властей на региональные, процесс реформирования идет уже три десятилетия, неравномерно, в зависимости от ситуации в штатах (рис. 4)

Одной из главных долгосрочных целей реформ является преодоление исторически сложившейся раздробленности и автаркии энергосистем и объединение их в несколько межрегиональных передающих компаний с единым для каждой энергосистемы диспетчерским управлением (рис. 5).

В США произошли серьезные аварии в электроснабжении, например кризис в Калифорнии 2000—2001 гг., массовые отключения в августе 2003 г. в Северо-Восточных районах США. Калифорнийский кризис привел к росту оптовых цен до 40 центов за кВт·ч, периодическим отключениям электроэнергии, финансовым проблемам крупнейших коммунальных компаний региона. К причинам кризиса относились недостатки регулирования и модели регионального рынка (например существовал запрет на покупку дешевой электроэнергии в соседних штатах), недоинвестирование энергосистемы (снижение установленной мощности и повышение потребления электроэнергии), вывод из эксплуатации ряда мощностей и сни-

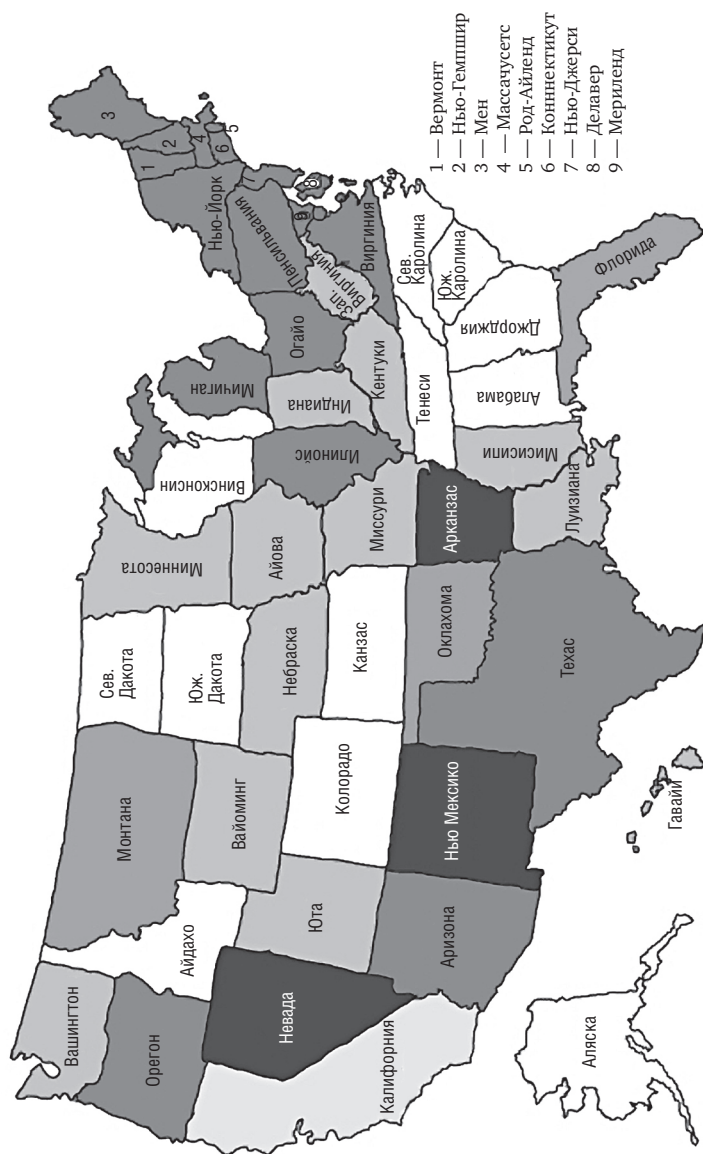


Рис. 4. Реформирование электроэнергетики по штатам в США:

■ — штаты, где начался переходный период реформирования отрасли, действует конкурентный рынок с участием частных компаний; ■ — штаты, где изучают возможность реформирования частных компаний или первые результаты их реструктуризации, однако пока не предусматривают новых шагов по либерализации отрасли; □ — штаты, где завершили анализ возможности реформирования отрасли и пока решили не предпринимать новых шагов; ■ — приняты законодательные изменения, откладывающие процесс реструктуризации частных энергокомпаний; ■ — штаты, принявшие законодательные акты, откладывающие процесс реструктуризации частных энергокомпаний (Монтана, Оклахома, Флорида) ■ — штаты, отказавшиеся от реструктуризации

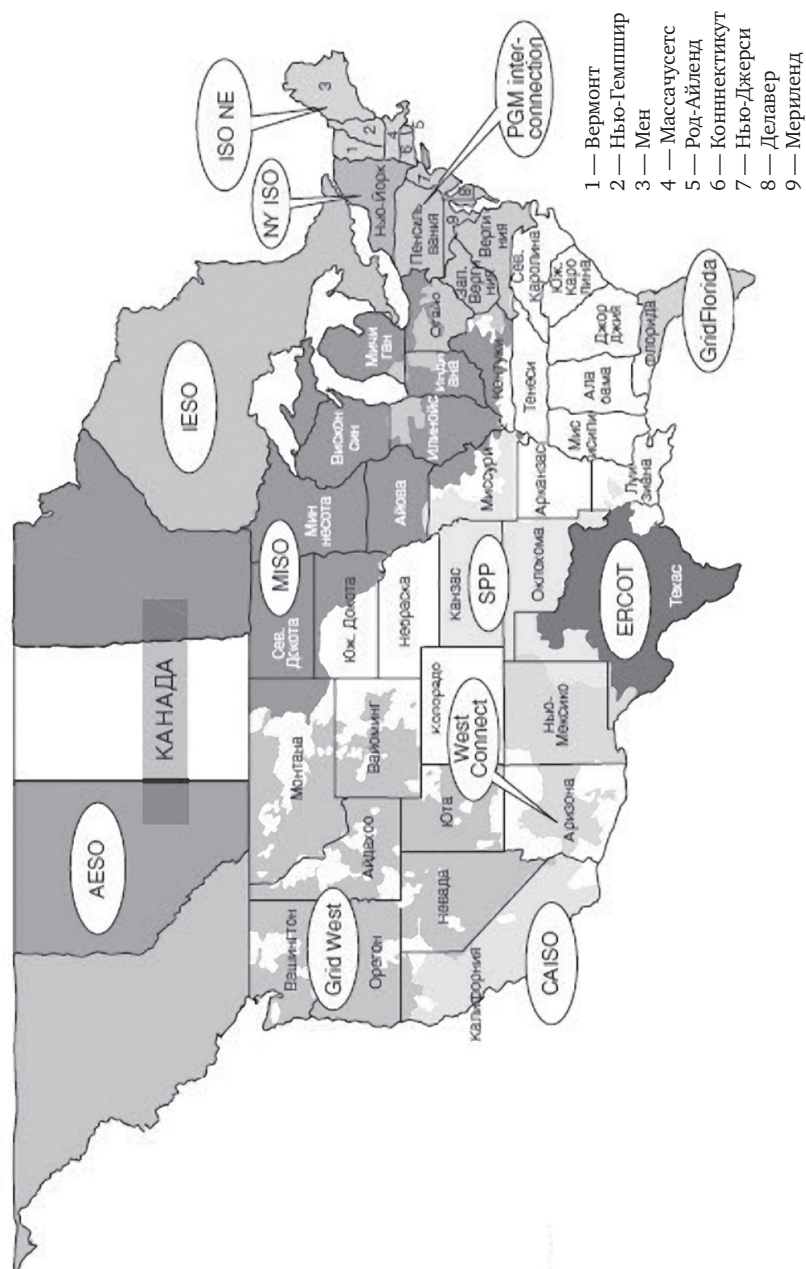


Рис. 5. Формирование организованных конкурентных оптовых рынков электроэнергии в США

жение объема генерации на ГЭС из-за низкого уровня воды. После этой аварии реформы в энергосистеме Калифорнии были приостановлены законодательным порядком .

Вторая крупнейшая авария произошла 14 августа 2003 г. на северо-востоке США, затронув Канаду. Отключились 263 электростанции, включая 10 АЭС. Без электроснабжения остались 50 млн человек. Среди причин аварии назывались: совпадение ряда сбоев в оперативном функционировании энергосистемы (сбой в компьютерных системах предупреждения аварий, замыкание ЛЭП деревьями, ошибки персонала), которые осложнялись системными особенностями электроэнергетики США, такими как недостаточное развитие межсистемных связей, слабость оперативно-диспетчерского управления, необязательный характер стандартов надежности.

Итоги реформирования электроэнергетики за рубежом. Результаты и анализ

По прошествии нескольких лет после начала реформ в электроэнергетике за рубежом стали появляться аналитические статьи о результатах реформ и современном состоянии реформируемой электроэнергетики разных стран. Так, в результате проведенных реформ в Великобритании появился свободный рынок и теперь житель юга Англии имеет возможность купить электроэнергию, выработанную на севере Шотландии. Великобритания имеет хорошо развитую электрическую сеть и относительно короткие линии электропередачи. Либерализация угольной промышленности привела к закрытию ряда нерентабельных электростанций, не выдержавших конкуренции. В то же время сократился резерв мощности в энергосистеме, резко возросла нагрузка на передающие электрические сети, а инвестиции в развитие электрической сети сократились. Это привело к снижению фактора надежности. По сообщениям печати, британские электрические сети требуют на свое развитие 30 млрд фунтов на ближайшее десятилетие. Деньги на замену экологически «грязных», но вырабатывающих дешевую электроэнергию угольных ТЭС на экологически чистую генерацию должен дать потребитель [6]. Рост цен на электроэнергию с 80-х годов оказался при-

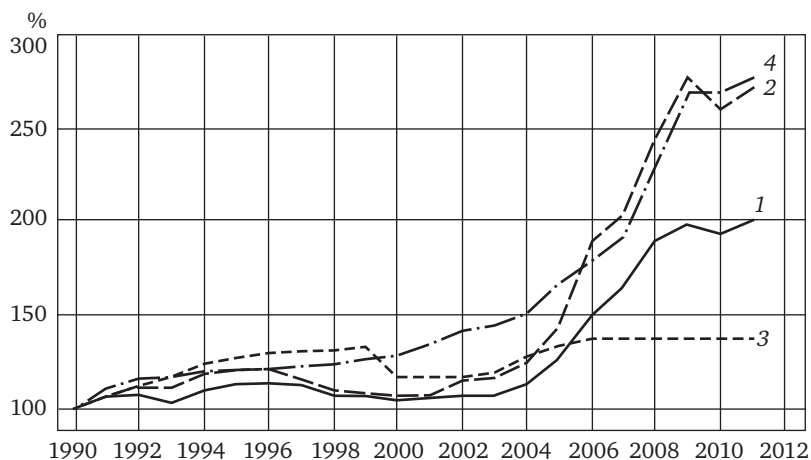


Рис. 6. Зависимость роста стоимости электроэнергии, угля, газа и воды в Великобритании, %, по годам (базовый 1990 г):
1 — электроэнергия; 2 — газ; 3 — вода; 4 — уголь

мерно втрое. Среднестатистический англичанин платит за электроэнергию примерно 0,17 евроцентов за 1 кВт·ч (0,145 пенса) и более. Примерно столько же платят и другие жители ЕС за потребленную электроэнергию. Согласно статистическим данным Великобритании рост внутренних цен на электроэнергию с февраля 2012 г. по февраль 2013 г. составил 6,4%, рост цен на газ — 7,3%, а рост цен на уголь составил всего 0,2%. Рост цен на электроэнергию, как показывают статистические данные, следует за ростом цен на газ. В конце 1992 г. наблюдалось снижение цен на газ и снижение цен на электроэнергию, далее шли небольшие колебания цены на газ и электроэнергию. С 1996 по 2002 г. они снижались, затем немного росли и с 2004 г. пошел их устойчивый рост.

График, представленный на рис. 6, дает представление о зависимости стоимости электроэнергии от газа, угля и воды в течение 20 лет.

В английской прессе отмечалось, что особенно опасен рост на электроэнергию для металлургической и химической промышленности, это может сделать ее неконкурентоспособной по сравнению с США, где электроэнергия существенно дешевле [6]. Если тарифы на газ вырастут согласно прогнозам на 40% к 2020 г., то цены для

конечного потребителя также резко возрастут. Наблюдается «обратный» рост потребления угля в электроэнергетике Великобритании. По итогам 2012 г. потребление угля превысило потребление газа, и как следствие этого уголь стал дорожать. Надежды возлагают на добычу сланцевого газа. Правительство видит выход из сложившейся ситуации в широком использовании возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В стране идет широкая реклама так называемых «умных, зеленых» домов, использующих энергию солнца.

Без энтузиазма воспринимают предложения правительства по реформе рынка частные инвесторы. Они не спешат вкладывать деньги в строительство ветряков или реконструкцию атомной промышленности и требуют значительного финансового участия государства в строительстве, финансовых гарантий от возможных рисков. Например, строительство крупнейшего парка ветряков на северо-западе Англии (Scout Moor) заняло 8 лет. Также неохотно вкладываются деньги в биогазовые установки. Капитал уходит туда, откуда он быстро возвращается: в торговлю, в телекоммуникации. Электроэнергетика не конкурентоспособна для применения капитала, так как он замораживается в ней на 15—30 лет.

Есть еще один аспект реформ, который необходимо обязательно принимать во внимание — социальный. Надо заметить, первая реакция на реформы правительства консерваторов, возглавляемого идеологом либеральных реформ Маргарет Тэтчер, по приватизации угольной промышленности в начале 80-х годов и закрытию угольных шахт как убыточных, а затем последующая приватизация железных дорог привела к серьезным социальным волнениям, особенно в Уэльсе, где были основные угольные бассейны. Там происходили жесточайшие сражения вплоть до баррикадных боев между населением и полицией.

Что касается Евросоюза в целом, то изначально предполагалась интеграция национальных рынков, т.е. создание единого рыночного пространства в электроэнергетике. Государства — основатели Евросоюза по-видимому видели своей целью создание из него жесткого политического образования.

Принципиальное решение об интеграции рынков электроэнергии стран Евросоюза было принято в феврале 1996 г., подписанием Единого европейского акта (первый пакет законов). Для создания

условий для достижения этой цели предусматривался отказ от государственной монополии. Первая директива Европарламента и Совета министров Европы по созданию внутреннего рынка электроэнергии была принята в 1996 г., далее был принят второй законодательный пакет в 2003 г., устанавливающий общие правила для внутреннего рынка электроэнергии. В сентябре 2007 г. в связи с неудовлетворительным выполнением предыдущих директив был принят третий законодательный пакет, в котором, в частности, уделялось внимание обеспечению права потребителей на свободу выбора поставщика и безопасности поставок электроэнергии. При этом все государства Евросоюза были обязаны внести требования третьего законодательного пакета в национальное законодательство до 3 марта 2011 г. [7]. В том же 2011 г. Европейский совет принял знаменитую программу «20-20-20», предусматривающую уменьшение выбросов парниковых газов на 20%, увеличение доли возобновляемой энергии на 20% общего объема потребления и повышение энергоэффективности на 20%. Стратегической тенденцией развития электроэнергетики являлось снижение потребности в углеводородном топливе и капитальных вложений в строительство новых электростанций путем выравнивания суточного графика нагрузки и интеграции ВИЭ в распределительные сети. В феврале 2011 г. на саммите ЕС было принято решение, что все национальные рынки электроэнергии должны быть интегрированы в единый рынок к 2014 г.

Первая директива предусматривала постепенное формирование внутреннего европейского рынка электроэнергии за счет развития межсистемных связей. Однако требование директивы о полной либерализации рынков стран Европы к февралю 2003 г. не было выполнено. Только в Норвегии, Финляндии, Великобритании данный процесс шел ускоренными темпами. Причина — отсутствие консенсуса в данном вопросе и не до конца проработанное законодательство.

Второй законодательный пакет установил новые требования по либерализации рынков и общие правила для внутреннего рынка электроэнергии. Расследование хода реализации требований второго пакета законов показало, что остается высоким уровень концентрации производства на большинстве национальных опто-

вых рынках, а это создает условия для рыночной власти отдельных энергокомпаний. Делался вывод, что доминирование вертикально-интегрированных компаний снижает стимулы для трансграничной торговли и создает барьеры для вхождения в рынок новых компаний. Недостаточно развитая передающая система в целом и межсистемных связей в частности, отсутствие единого подхода к предоставлению доступа к передающим сетям создает низкий уровень интеграции национальных рынков электроэнергии.

К 2005 г. вместо планируемого единого рынка в Европе существовало семь региональных субрынков, между которыми торговля электроэнергией практически не осуществлялась. Поэтому принятие третьего законодательного пакета было направлено на эффективное отделение сетевой деятельности от деятельности вертикально-интегрированных энергокомпаний, на безопасность поставок электроэнергии, использование «чистой» энергии, привлечение инвестиций, защиту интересов потребителей. В частности, предусматривалось назначение в каждом государстве предприятия, владеющего передающей системой, так называемого транспортного системного оператора (ТСО). Такой оператор образовался либо выделением из ВИК, с сохранением прав собственности последнего на сетевые активы сетевого предприятия, либо назначением независимого системного оператора (НСО) или независимого оператора передающей системы (НТСО), не зависящих от каких-либо интересов в сфере поставки и производства электроэнергии.

Задачей ТСО является разработка плана развития сетей на 10 лет, обеспечение доступа к сети третьих лиц или отказ в случае недостаточной пропускной способности сети. Были созданы национальные регулирующие органы. Они согласовывали тарифы на передачу электроэнергии, осуществляли контроль выполнения ТСО и другими участниками рынка своих обязанностей и т.д.

В целях обеспечения оптимального управления электрическими передающими сетями и создания условия для трансграничной торговли электроэнергией в ЕС учреждается Европейская сеть транспортных системных операторов в электроэнергетике ENTSO-E. Что касается оптовых рынков электроэнергии, то они имеют разную рыночную структуру — от монополий до либерализованных рынков или их разновидностей. Розничные рынки электроэнергии также на-

ходятся на разных стадиях развития. Одни рынки либерализованы более 10 лет назад, на других рынках процесс либерализации еще не завершен. Но с 1 июля 2007 г. все потребители государств — членов ЕС, в том числе малые предприятия и домашние хозяйства, получили право выбирать поставщика. На начальных этапах интеграции рынков электроэнергии ожидалось, что все операции (продажа/покупка, составление диспетчерского графика и др.) будут осуществляться в рамках единого общеевропейского рынка электроэнергии. Но большое разнообразие существующих на европейских рынках рыночных структур, правил торговли и большие трудности в их интеграции из-за разногласий государств — членов ЕС в этом вопросе стали причиной того, что ЕС решил двигаться к созданию единого внутреннего рынка через промежуточное создание и развитие региональных рынков электроэнергии. В 2006 г. в качестве промежуточного этапа предполагалось семь рынков (рис. 7) с возможностью вхождения национальных рынков в два региональных рынка и более.

Дорожная карта второго законодательного пакета (2003 г.) предполагала создание единого европейского рынка электроэнергии к 2012 г. Но на практике темпы оказались медленнее. Одной из технических проблем создания рынка стала недостаточность развития межсистемных связей. Это препятствовало интеграции национальных рынков и функционированию внутренних рынков. Существующие сети были построены в основном в 1950—1990 гг., до начала либерализации рынков и ориентировались на внутренние потребности государств. Межсистемные связи между государствами (национальными энергосистемами) обеспечивали параллельную работу энергосистем в целях повышения безопасности энергоснабжения, а не для коммерческих трансграничных поставок электроэнергии. Их пропускная способность была недостаточна для торговли электроэнергией в объемах, необходимых для создания общеевропейского конкурентного рынка. Были определены так называемые «узкие места» и разработаны меры по развитию межсистемных связей. В 2010 г. Еврокомиссия опубликовало коммюнике о развитии передающих сетей с указанием приоритетных ЛЭП, ENTSO-E приняла десятилетний план развития электрической сети на 2010—2020 гг. Сумма предполагаемых вложений до 2015 г. составляет 28 млрд евро. Итогом десятилетнего плана развития элект-

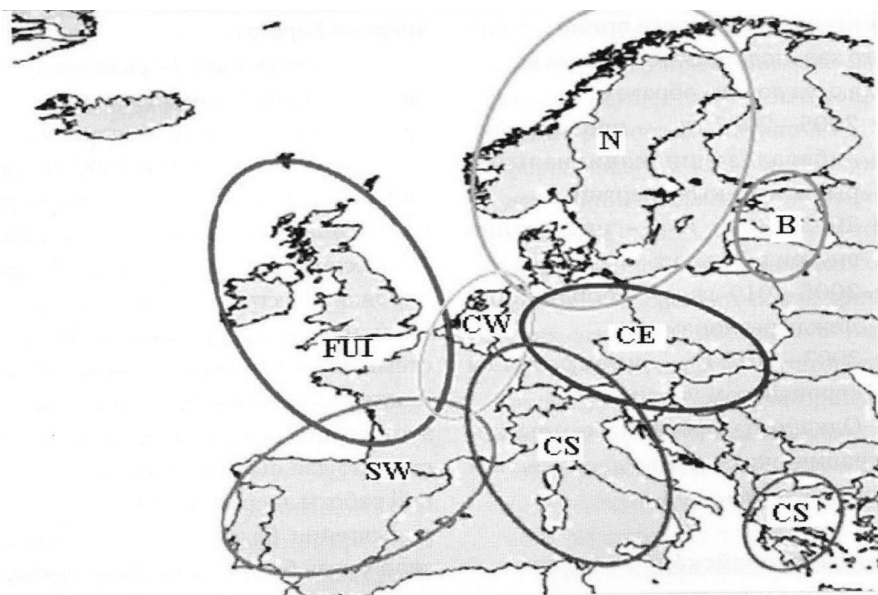


Рис. 7. Планируемый промежуточный этап создания
общего рынка электроэнергии:

- CW — Central—West (Центр—Запад): Бельгия, Франция, Германия, Люксембург, Нидерланды;
 N — Northern (Север) Дания, Финляндия, Германия, Норвегия, Польша, Швеция;
 FUI — Fr, UK & Ireland: Франция, Великобритания, Ирландия;
 SW — South—West (Юг—Запад): Франция, Португалия, Испания;
 CS — Central— (Центр—Юг): Австрия, Франция, Германия, Греция, Италия, Словения;
 CEE — Central—EAST (Центр—Восток): Австрия, Чехия, Германия, Венгрия, Польша, Словакия, Словения;
 B — Baltic (Балтика): Эстония, Латвия, Литва

трических сетей должно стать формирование трансевропейской электроэнергетической сети (решение Европарламента и Совета Европы от 6 сентября 2006 г.). Предполагаемые цели её создания: эффективное функционирование внутреннего рынка, широкий выбор поставщиков, повышение безопасности энергоснабжения и диверсификации их источников, укрепление территориального единства ЕС, устойчивое развитие электроэнергетики, развитие ВИЭ. Предусматривалось построение новых маршрутов для импорта

электроэнергии из энергосистем стран бассейна Каспийского моря, Центральной Азии, Ближнего Востока, Северной Африки.

Переход на рыночные принципы в торговле электроэнергией и наличие проблемы «узких мест» (перегрузка линий, их недостаточная пропускная способность) в совокупности с развитием силовой электроники дало толчок к созданию так называемых гибких линий (FACTS) на основе соответствующего оборудования. Предполагается, что линия из пассивного элемента превратится в активный элемент энергосистемы. Чтобы увеличить объемы передаваемой электроэнергии, необходимо строительство новых ЛЭП, но в Европе существуют жесткие экологические требования, землеотвод под строительство новых ЛЭП дорогой. Чтобы не строить новые ЛЭП, старались максимально увеличить пропускную способность уже существующих. Так стало внедряться новое поколение электрооборудования на основе силовой электроники: СТАТКОМ (статический компенсатор реактивной мощности), ТУУПК (тиристорно-управляемые продольные компенсаторы) и др. Для свободы торговли необходимо было обеспечить протекание потоков мощности от поставщика к покупателю, а это не всегда возможно в условиях существующей сети. Поэтому возникла необходимость в применении фазосдвигающих трансформаторов для перераспределения потоков мощности в замкнутых контурах сети. Надо заметить, что электрические сети в Европе имеют большую плотность на квадратный километр, они короткие и сложно-замкнутые. Поэтому фазосдвигающие трансформаторы получили такое широкое распространение в Европе.

Из принятых решений Евросоветом о повышении энергоэффективности, снижения выброса углекислого газа и увеличения доли ВИЭ в выработке электроэнергии появилась идея так называемых «умных», или интеллектуальных сетей. Нагрузка должна стать регулируемой. Появились счетчики и управляющие устройства нагрузки нового поколения, создаются системы связи и обмена информацией. С подключением источников ВИЭ родились понятия «умный» и «зеленый» дом. Ветроустановки, солнечные батареи и др. решено объединять в микросети и в дальнейшем, по мере их развития и усложнения, подключать к существующей электрической сети. Тем самым, инкорпорируя ВИЭ в сеть, повышают надежность электроснабжения.

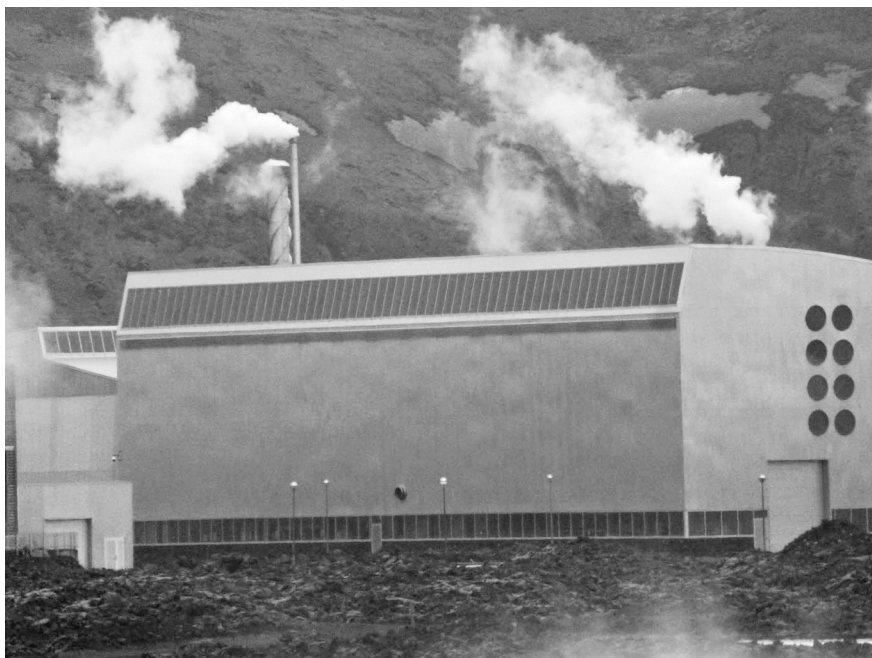


Рис. 8. Исландская геотермальная электростанция под Рейкьявиком

Один из членов Евросоюза уже практически выполнил все экологические установки Евросовета. Это государство — остров Исландия. Вся промышленная выработка электроэнергии на 2002 г. происходит почти исключительно на гидростанциях (80% общей генерации) и геотермальных станциях (19%) (рис. 8 и 9), отопление домов на 85% (в столице 97%) происходит за счет термальных подземных вод. В столице государства — Рейкьявике подогреваются все улицы и дороги подземными трубами с термальной водой. Вопрос стоит не в том, как нагреть воду, а в том, как ее охладить до 60°, чтобы подавать в дома. Выбросы углеводородов в столице с 1995 г. практически стремятся к нулю.

В ходе проведения либерализации электроэнергетики выявилось несовершенство системы тарифов на передачу электроэнергии. Поставщик платил за транспортировку электроэнергии каждой из передающих энергосистем, находившихся на маршруте



Рис. 9. Исландская геотермальная электростанция. Используемая для выработки электроэнергии термальна́я вода обладает целебными свойствами. Рядом с геотермальной станцией (вдали на заднем плане) образован курорт «Голубая лагуна» с искусственными бассейнами

поставки. При этом общая плата была индивидуальна для каждой трансграничной поставки. Это создавало неравенство условий для конкуренции в рамках европейского рынка, трудности для координированного управления трансграничными поставками. Поэтому была принята концепция «единой системы», согласно которой концепции уплата тарифа на подключение к национальной передающей сети дает право доступа ко всей европейской передающей сети, все издержки трансграничных поставок осуществляются в рамках механизма взаимной компенсации этих издержек между ТСО. Тарифы на передачу в государствах — членах ЕС подразделяются на тарифы для производителей (генерация) — G-тариф и потребителей — L-тариф. Они не зависят от расстояния передачи и являются тарифами на получение доступа к передающей сети (тариф на вход

и выход). Уровень этих тарифов различен в странах ЕС. Основная часть издержек передающих компаний возмещается через оплату L-тарифов, т.е. потребителями. G-тарифы невелики по сравнению с L-тарифами и в некоторых странах равны нулю.

До принятия второго законодательного пакета доступ к сети для трансграничного обмена (распределение пропускной способности) осуществлялся нерыночными методами: ограничением доступа, списком приоритетов и т.д. После принятия второго законодательного пакета стали применяться рыночные методы. Пропускная способность предоставлялась пользователям на аукционах.

В Европе сохраняется разнообразие моделей национальных рынков электроэнергии и применяемых рыночных механизмов. В силу политических, экономических и географических причин их не удастся полностью гармонизировать. Однако прошедший этап интеграции показал, что в случае создания необходимых условий возможно развитие трансграничной торговли электроэнергией и при существующем разнообразии моделей рынков. Основные препятствия для трансграничной торговли — это недостаточная трансграничная пропускная способность линий. Поэтому в ноябре 2008 г. Европейской группе регуляторов при Еврокомиссии было предложено создать группу по координации, в задачу которой входила бы выработка практической и реализуемой целевой модели внутреннего рынка электроэнергии Европы с конкретными мероприятиями по ее реализации. Модель должна быть основана на гармонизации механизмов распределения трансграничной пропускной способности и управления перегрузками на межрегиональном и в дальнейшем на общеевропейском уровне.

Итогами работы по созданию европейского рынка электроэнергии стали создание семи региональных рынков электроэнергии в качестве промежуточного этапа, совершенствование методов управления трансграничными перегрузками, обеспечение недискриминационного доступа к передающим электрическим сетям, разработка десятилетнего плана развития электрических сетей государств — членов ЕС, определение целевой модели рынка электроэнергии к 2015 г.

Однако проявились большие сложности в создании единого рынка электроэнергии Европы с единой структурой, органами управ-

ления и правилами торговли, как это планировалось изначально. Ряд стран считает неприемлемым для себя отказ от собственной модели рынка и проявляет нежелание потерять контроль над таким важным сектором экономики как электроэнергетика, а также не желает создание конкуренции на своих рынках со стороны иностранных компаний. С увеличением числа членов ЕС эта задача усложнилась. Поэтому решили, что общеевропейский рынок будет создаваться поэтапно. Созданное в 2010 г. Агентство по сотрудничеству регулирующих органов подчеркивает необходимость своевременного создания эффективного механизма подготовки, принятия и реализации решений по вопросам интеграции рынков. Расширены полномочия ЕС в вопросах интеграции. Теперь все решения ЕС носят обязательный, а не рекомендательный характер. Делается предположение, что выполнение директив ЕС должно позволить завершить к 2014 г. создание внутреннего рынка электроэнергии Европы, в котором будут обеспечены свободные перетоки электроэнергии между странами.

Электроэнергетика является одной из важнейших инфраструктур любого государства и играет большую роль в обеспечении экономической и социальной стабильности общества. В ЕС существует большой разброс цен на электроэнергию для домохозяйств. Согласно данным польского энергетического сайта (в пересчете из национальной валюты злотый в евро) в феврале—марте 2013 г. наименьшая средняя стоимость электроэнергии в ЕС была в Болгарии — примерно 0,1 евро/(кВт·ч), а наибольшая в Дании — 0,3 евро/(кВт·ч). В Польше стоимость электроэнергии составляла 0,15 евро/(кВт·ч) (причем выросла в 2 раза по сравнению с 2011 г.), в Венгрии 0,16 евро/(кВт·ч), в Великобритании от 0,15 до 0,23 евро/(кВт·ч). Средняя же цена в Евросоюзе на электроэнергию составляет 0,19 евро/(кВт·ч). В островной Исландии, где условия выработки электроэнергии специфические, стоимость электроэнергии около 7,4 исландских крон (0,05 евро) за кВт·ч. В Норвегии (не входит в Евросоюз) платят примерно 0,7 норвежских крон (0,09 евро) за 1 кВт·ч. Несмотря на самую низкую цену на электроэнергию в ЕС, кстати такую же как в России, в Болгарии в феврале 2013 г. произошли массовые ожесточенные акции гражданского протеста (включая случаи самосожжения), вызванные высокими

ценами на электроэнергию. В результате этих выступлений правительство подало в отставку. Отсюда видно, что в вопросе дороговизны или дешевизны электроэнергии играет роль не абсолютное значение стоимости электроэнергии, а ее доступность для населения. Согласно данным исследования вопросов бедности в рамках Программы развития Организации Объединенных Наций следует, что электроэнергия становится роскошью, как только затраты на нее превышают 10% общих расходов семьи.

Начало реформирования российской энергетики

Структура отрасли в начале реформирования приведена на рис. 10.

В 1992 г. указом Президента РФ Б.Н. Ельцина министерство энергетики было преобразовано в акционерное общество РАО «ЕЭС России». Государству оставили контрольный пакет в 52% акций, остальным стали владеть миноритарии. Все АЭС передали в Росэнергоатом. Было образовано 72 АО-энерго по регионам: Мосэнерго, Тулаэнерго и т.д. На базе 44 крупных электростанций (КЭС и ГЭС) мощностью более 300 МВт создали АО-электростанции. Все ТЭЦ оставили в АО-энерго. Сохранили свою самостоятельность четыре



Рис. 10. Структура отрасли в начале реформирования (1992 г.)

независимых АО-энерго. РАО «ЕЭС России» владело всеми магистральными и распределительными сетями, а также диспетчерским управлением и сбытом, т.е. являлась вертикально-интегрированной энергокомпанией.

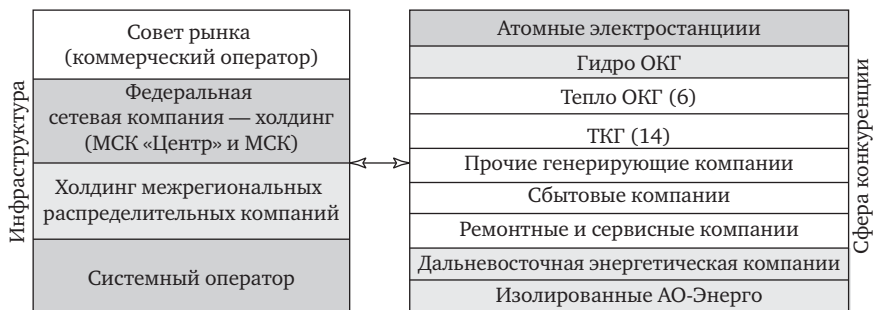
Для выполнения заявленных целей реформ было решено изменить систему государственного регулирования отрасли, сформировать конкурентный рынок электроэнергии, создать новые компании. На основе западного опыта реформирования было запланировано изменить структуру отрасли: разделить на естественномонопольные (передача электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и потенциально конкурентные (производство и сбыт электроэнергии, ремонт и сервис). Тем самым было решено создать вместо вертикально-интегрированной компании, выполнявшей все эти функции, структуры, специализирующиеся на отдельных видах деятельности. В дальнейшем планировалось, что генерирующие, сбытовые, ремонтные компании станут преимущественно частными и будут конкурировать друг с другом, а естественно монопольные компании будут находиться под государственным контролем. Таким образом, должны были создаться условия для развития конкурентного рынка электроэнергии, цены которого регулируются не государством, а формируются на основе спроса и предложения, а его участники конкурируют между собой, снижая свои издержки.

Цели и задачи реформ были определены постановлением Правительства от 11 июля 2001 г. №526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» 26 марта 2003 г. был принят закон №35 «Об электроэнергетике». Этот закон создал правовую базу для последующего перехода к завершающей стадии реформирования — разделению по видам деятельности, разделению по видам собственности и построению рынка.

Целевая структура отрасли после реформы должна была выглядеть так, как показано на рис. 11.

Созданные в ходе реформ компании представляют собой предприятия, специализированные на определенных видах деятельности и контролируемые соответствующие профильные активы. Магистральные сети (напряжением 220 кВ и выше) перешли под контроль Федеральной сетевой компании (ФСК), распределитель-

Рынок электроэнергии



Степень контроля — доля Российской Федерации

Менее 50%

Свыше 50%

Свыше 75%

Рис. 11. Структура отрасли после реформирования

ные сети — под межрегиональную распределительную сетевую компанию (Холдинг МРСК), активы региональных диспетчерских управлений переданы Системному оператору. Активы генерации объединили в межрегиональные компании двух видов: генерирующие компании оптового рынка (ОГК) и территориальные генерирующие компании (ТГК). Создано шесть ОГК, куда входят электростанции, специализирующиеся исключительно на выработке электроэнергии, а также одна ОГК — на основе гидрогенерирующих активов (Русгидро) (рис. 12). Тепловые ОГК построены по экстерриториальному принципу для минимизации возможных монопольных злоупотреблений. Предполагалось, что свободная конкуренция ОГК друг с другом на оптовом рынке будет формировать рыночные цены на электроэнергию. Все ОГК формировались таким образом, чтобы они имели сопоставимые стартовые условия на рынке (по мощности, среднему износу оборудования, стоимости активов). Участие ОГК Русгидро в формировании рыночной цены электроэнергии планировалось ограничивать из-за дешевизны гидроэнергии.

Что касается ТГК, то они создавались на базе теплоцентралей (ТЭЦ), которые могли производить электрическую энергию и тепло. Объединялись электростанции нескольких соседних регионов, не



Рис. 12. Расположение ОГК:

1 — ОГК-1; 2 — ОГК-2; 3 — ОГК-3; 4 — ОГК-4; 5 — ОГК-5; 6 — ОГК-6; 7 — ГидроОГК

вошедших в ОГК. Они создавались как крупные компании с учетом минимизации возможных монопольных злоупотреблений по территориальному признаку. Было создано 14 ТГК (рис. 13).

С 1 сентября 2006 г. вышло постановление правительства, которое ввело новые правила функционирования рынка. На оптовом рынке поставщиками электроэнергии становятся генерирующие компании и импортеры. Покупателями становятся потребители, покупающие электроэнергию для собственных производственных нужд, сбытовые компании, приобретающие электроэнергию для перепродажи, экспортеры электроэнергии. Согласно постановлению вместо регулируемого сектора и сектора свободной торговли вводится система регулируемых договоров (цены на электроэнергию регулируются Федеральной службой по тарифам — ФСТ). Поощряется заключение договоров на срок более 1 года, так как это обеспечивает прогнозируемость рынка и его инвестиционную привлекательность. На рис. 14 представлена модель создаваемого оптового рынка электроэнергии.

Планировалось постепенно уменьшать объем продаж по регулируемым ценам и с 1 января 2011 г. продавать электроэнергию по свободным ценам в полном объеме. Таким образом, к моменту окончания переходного периода реформирования электроэнергетики должен произойти переход к полностью конкурентному оптовому рынку электроэнергии. Все объемы электроэнергии, не покрытые регулируемыми договорами, должны продаваться по свободным ценам, т.е. по свободным двусторонним договорам (участники сами определяют объем и цены) и на рынке «на сутки вперед» (рис. 15). Коммерческий оператор проводит конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки с определением цен и объемов поставки на каждый час суток. Если происходит отклонение от запланированных за сутки вперед объемов поставки, участники покупают или продают их на балансирующем рынке.

Появился особый сектор оптового рынка — торговля мощностью, которая осуществляется в целях обеспечения надежной и бесперебойной поставки электрической энергии. Мощность и электроэнергия должны оплачиваться отдельно. При продаже мощности у поставщика появляются обязательства по поддержанию их генери-



Рис. 13. Расположение ТТК

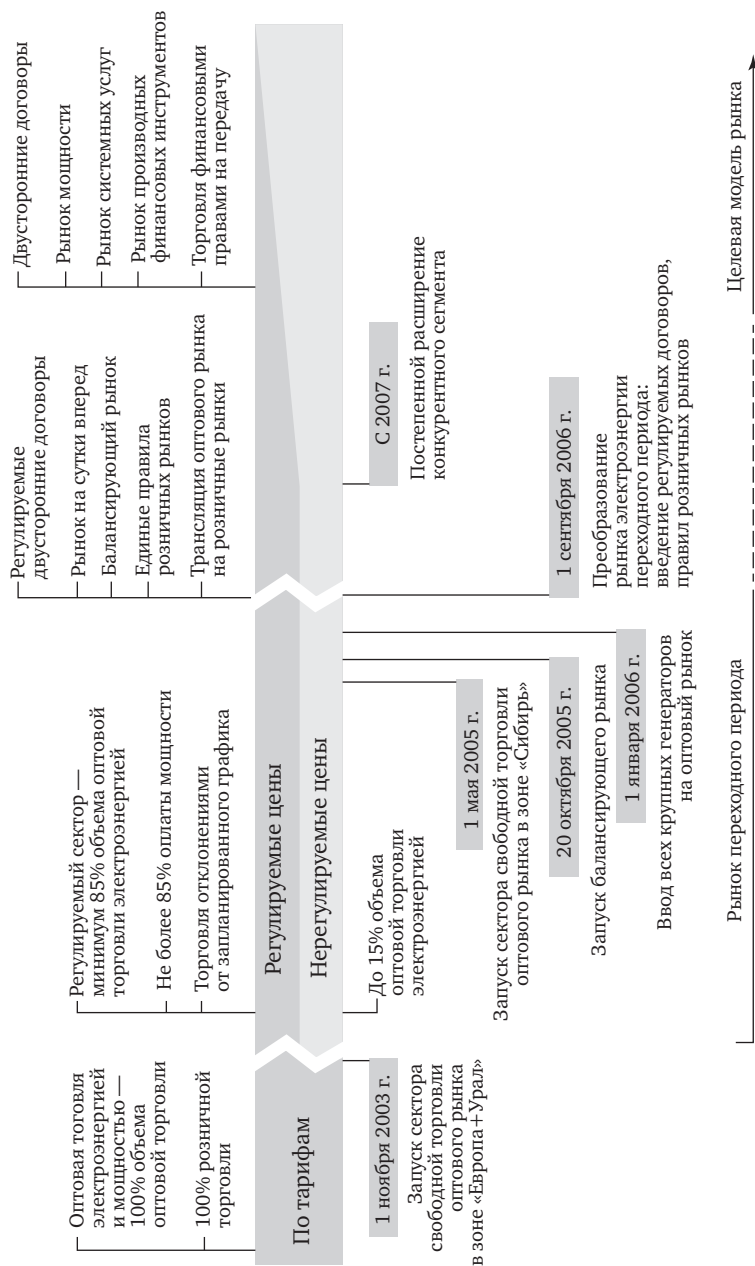


Рис.14. Модель создаваемого оптового рынка электроэнергии

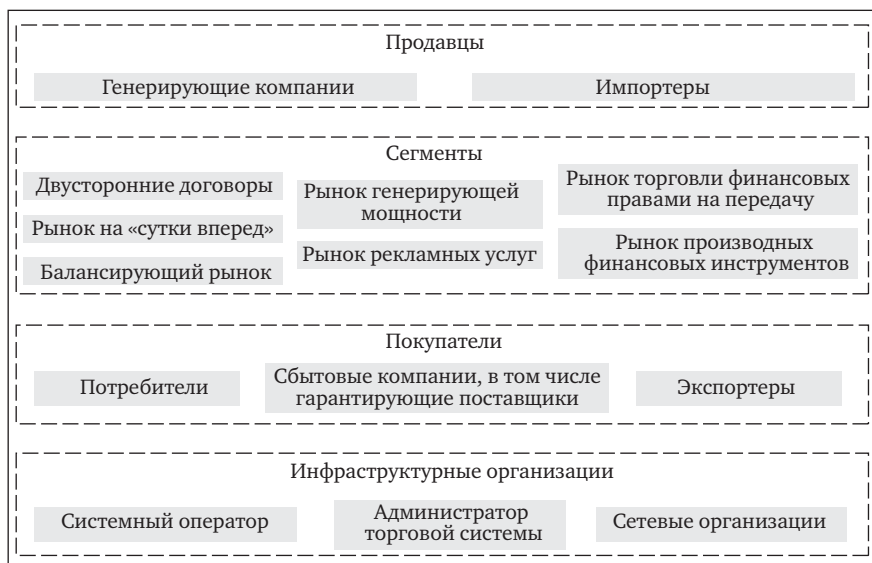


Рис. 15. Структура рынка электроэнергии

рующего оборудования в постоянной готовности к выработке электрической энергии. Таким образом поставщик соблюдает заданный Системным оператором режим работы генерирующего оборудования, состав оборудования, его параметров, участия в регулировании частоты и т.д. Такие механизмы были введены для страхования рисков снижения надежности работы энергосистемы при растущем спросе на электроэнергию.

Правила функционирования розничного рынка электроэнергии на переходный период реформирования электроэнергетики регулировались постановлением Правительства о розничных рынках. Так, вводилось понятие гарантирующий поставщик (неразделенные АО-энерго, оптовые потребители-перепродавцы и т.д.), который обязан заключать договор с любым обратившимся к нему потребителем, расположенным в границах его зоны деятельности. Все остальные продавцы электроэнергии свободны в заключении договоров.

Согласно правилам закреплена система ценообразования на розничном рынке, предусматривающая поставку части объемов электроэнергии по регулируемой цене, а части — по цене, отража-

ющей стоимость электрической энергии на конкурентном оптовом рынке в рамках предельного уровня нерегулируемых цен. Предельный уровень нерегулируемых цен должен был определяться на основании ежемесячно публикуемой Некоммерческим Партнерством «Администратор Торговой Системы» (с 28 июля 2008 г. НП «Совет Рынка») средней стоимости единицы электрической энергии, сложившейся на оптовом рынке за истекший месяц. Таким образом, предполагалось осуществить либерализацию цен на розничном рынке синхронно с процессом либерализации на оптовом рынке, стимулировать гарантирующего поставщика к минимизации своих расходов по покупке электроэнергии на оптовом рынке и в то же время обеспечить защиту потребителей от его неосторожной ценовой политики. На переходный период населению гарантировалась оплата всего потребленного объема электроэнергии по регулируемым ценам.

Итак, в результате реформирования были созданы:

1) ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» (СО ЕЭС), который единолично осуществляет централизованное оперативно-диспетчерское управление в ЕЭС России. Он управляет режимами работы ЕЭС России, обеспечивает технологические параметры функционирования электроэнергетики, стандартные показатели качества электроэнергии, создает условия для эффективного функционирования рынка электроэнергии;

2) Некоммерческое Партнерство «Совет рынка», которое организует функционирование и контроль оптового и розничного рынков электроэнергии, осуществляет контроль над участниками рынков электроэнергии и мощности, регулирование споров между участниками оптового рынка, оказывает аналитическую поддержку в целях более эффективного принятия решений участниками оптового и розничного рынков. «Совет рынка» должен объединить на основе членства продавцов и покупателей электроэнергии (мощности), являющихся субъектами оптового рынка, организации, обеспечивающие функционирование коммерческой и технологической инфраструктуры оптового рынка, а также иные организации осуществляющие деятельность в области электроэнергетики.

Реструктуризация РАО «ЕЭС России» была проведена в два этапа. Первый этап завершился 3 сентября 2007 г. , когда из РАО «ЕЭС

России» были выделены ОАО «ОГК-5» и ОАО «ТГК-5». В ходе второго этапа к 1 июля 2008 г. был полностью завершен процесс структурных преобразований активов энергохолдинга, произошло обособление от РАО «ЕЭС России» всех компаний целевой структуры отрасли (ФСК, ОГК, ТГК и др.) и прекращена деятельность головного общества РАО «ЕЭС России» в качестве государственной монополии. Сформированные в ходе реформы компании представляют собой предприятия, специализирующиеся на определенных видах деятельности (генерация, передача электроэнергии и т.д.) и контролируемые соответствующие профильные активы. Созданные новые компании объединяют профильные предприятия нескольких регионов, либо являются общероссийским.

Состояние отрасли после десяти лет реформирования

К 1 января 2011 г. реформа завершилась. Отпуск электроэнергии предприятиям и организациям целиком осуществляется по нерегулируемым ценам (за исключением Калининградской, Архангельской областей, Республики Коми, Дальнего Востока, отдельных изолированных энергетических систем).

Прошедшее реформирование имеет отрицательные и положительные стороны. К отрицательным следует отнести отсутствие действенных механизмов ограничения роста стоимости электроэнергии и отдельных ее составляющих, снижение надежности и безаварийности электроснабжения потребителей. 11 марта 2011 г. в Хакасии на заседании Президиума Госсовета РФ по энергетике было отмечено, что если темп роста цены на электроэнергию сохранится, то к 2014—2015 гг. стоимость электроэнергии в России будет выше, чем в США, Финляндии и ряде других стран. При этом строительство собственной генерации становится выгодней, чем покупка энергоресурса из сети. Крупные потребители начинают строить свои местные электростанции, работающие автономно.

По данным Росстата от 29 мая 2013 г. тарифы на электроэнергию для населения выросли в 7,5 раза за последние 12 лет. При этом сохраняется перекрестное субсидирование населения за счет про-

мышленности, в 2010 г. оно оценивалось в 200 млрд руб. Наблюдается рост долгов потребителей розничного рынка за потребленную электроэнергию, в 2011 г. долги составили 150 млрд руб.

За годы реформирования отрасли произошел ряд крупных системных аварий. Относительно быстро растет аварийность. Так, по данным Системного оператора за 9 мес. 2011 г. произошло 3317 инцидентов, что на 18% больше, чем за аналогичный период 2010 г. Износ основных фондов электростанций достигает 60%, основного и вспомогательного оборудования сетевой инфраструктуры распределительных сетевых компаний — 70%, это увеличивает аварийность. Тенденцию старения существующих энергетических объектов остановить не удалось.

Потери электроэнергии в сетях возросли с 8% в 1990 г. до 13,11% в 2002—2005 гг., в 2008—2009 гг. несколько снизились вследствие общего снижения энергопотребления в стране из-за кризиса до 11% и далее опять начался рост потерь электроэнергии, которые оцениваются в электрических сетях в 13—14% (технически оправданные потери составляют в развитых странах 5—9%). Вопрос снижения потерь стал одним из важных в отрасли.

Произошло значительное сокращение специализированного ремонта, резко сократилось государственное финансирование научно-исследовательских работ (НИОКР) в электроэнергетике, доля отечественного оборудования в новых проектах уменьшилась в 3 раза (с 99 до 35%) [4].

К положительным сторонам следует отнести улучшение эффективности производства. Так, удельный расход топлива электрических станций за 2001—2010 гг. сократился с 338 до 333 кг у.т./ (МВт·ч), поставлена задача довести его до 286 кг у.т./ (МВт·ч), поднять КПД электростанций с 37 до 43%.

В российских электрических сетях начинает внедряться новое современное оборудование FACTS, превращающее электропередачи в «гибкие» линии. На Выборгской подстанции 330/400 кВ установлен статический компенсатор реактивной мощности (СТАТКОМ), выполненный на основе биполярных транзисторов, который позволяет поддерживать требуемый уровень и качество напряжения. Его мощность ± 50 Мвар (потребление и выдача), напряжение 15,75 кВ. Планируется установить тиристорноуправляе-

мое фазоповоротное устройство (ФПУ) в Сибири для перераспределения потоков мощности в электрической сети, устанавливаются управляемые шунтирующие реакторы (УШР). Прорабатываются вопросы создания интеллектуальных сетей. В ряде научных докладов вся электроэнергетическая система представляется в перспективе как некое единое управляемое интернет-пространство, где сети из пассивного элемента энергосистемы превращаются в активную составляющую, способную изменять свои параметры, т.е. становятся активно-адаптивными. Нагрузка тоже должна стать регулируемой. Тогда станет возможным управление всеми элементами от генерации до нагрузки в режиме он-лайн. Прорабатываются вопросы о более широком использовании возобновляемых источников энергии (солнечные батареи, ветроустановки и т.д.). Ставятся вопросы о создании микросетей, объединяющих так называемую распределенную генерацию.

Начал работать рынок системных услуг. В результате конкурентных отборов в декабре 2010 г. были заключены договора на оказание услуг по нормированному первичному регулированию частоты (НПРЧ) с отобранными представителями восьми генерирующих компаний (ОГК-1, Башкирэнерго и т.д.). В феврале 2011 г. началось оказание услуг по автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков мощности (АВРЧМ). В декабре 2010 г. были отобраны четыре энергоблока тепловых станций из состава ряда ОГК.

В печати в качестве первоочередных предлагаются различные меры для улучшения ситуации в отрасли. Например, для изменения положения в отрасли предлагается реконструировать газовые ГРЭС для перехода с паротурбинного цикла на парогазовый. Их суммарная мощность составляет 44 ГВт, а реконструкция позволит увеличить суммарную мощность на 15 ГВт. Это дешевле, чем сооружать новые АЭС. Необходимо усиленно разрабатывать меры по снижению потерь в сетях, заменять старое энергоемкое электрооборудование на более экономичное. Надо увеличивать выработку на действующих (реконструированных) мощностях и повышать энергоэффективность, т.е. снижать потребление электроэнергии за счет потребителя. В европейской части и на Урале предлагается строить пиковые энергоблоки. Сейчас нагрузка регулируется за счет работы энергоблоков ТЭС. При их работе в пиковом режиме растет удель-

ный расход топлива, а также снижается надежность работы энергоблоков.

Предлагается перевести РусГидро и Росэнергоатом на регулируемый тариф с обоснованной рентабельностью, что позволит снизить оптовые цены на электроэнергию, обеспечить допуск независимых поставщиков газа к газотранспортной системе для снижения цен на газ, создать реальный конкурентный рынок энергетического угля или ввести регулируемую цену на энергетический уголь для монопольного поставщика.

Также намечены и другие мероприятия для улучшения состояния отрасли. На повестке дня стоит вопрос о создании новой модели оптового и розничного рынков.

В плане структурных преобразований в конце 2012 г. было решено произвести слияние ФСК ЕЭС и холдинга МРСК в единую сетевую компанию к середине 2013 г. Не исключено, что объединенной компании будет поручено в будущем заниматься сбытом электроэнергии. Предполагается, что слияние должно обеспечить единый подход к реализации технической политики и принципов управления электросетевым комплексом России, позволит более эффективно его модернизировать на высокотехнологической основе, проводить единую инвестиционную, кадровую политику, снижать издержки. Создание единых правил позволит повысить уровень надежности электроснабжения. Высказываются мнения о необходимости объединения воедино под различной эгидой всех составляющих частей отрасли, что фактически означает восстановление РАО ЕЭС.

Разрабатываются документы, которые определяют основы системного подхода в технологических вопросах функционирования и развития ЕЭС России. Так были разработаны две программы развития отрасли: в 2008 г. — генеральная схема развития отрасли до 2020 г. и в 2009 г. — генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. в рамках Энергетической стратегии России до 2030 г. Ситуация в электроэнергетике стремительно меняется, уточняются прогнозы развития нагрузок и ввода новых генерирующих мощностей, поэтому возникает потребность внесения изменений в стратегию развития отрасли. Так, 8 мая 2014 г. на заседании правительства была рассмотрена скорректированная Энер-

гостратегия-2035. В ней учтены такие глобальные тенденции, как производство сжиженного природного газа, сланцевая революция, учтено понижение перспектив роста ВВП и внутреннего потребления энергоносителей, как следствие замедление экономического роста. Основным видом топлива остается газ (50%), доля ВИЭ планируется на уровне 1—3,5% [8].

В целом на 2013 г. современный электроэнергетический комплекс России включает около 600 электростанций единичной мощностью свыше 5 МВт [9]. Общая установленная мощность электростанций России 2 182 145,8 МВт. Из них на тепловые электростанции приходится 68,4 % установленной мощности, на гидравлические — 20,3%, атомные — около 11%. Распространенный вид топлива — газ, уголь. Самой большой ТЭС на территории России, работающей на газе является Сургутская ГРЭС-2 (5600 МВт), на угле — Рефтинская ГРЭС (3800 МВт). Крупнейшими ГРЭС являются Сургутская ГРЭС-1 и Костромская ГРЭС, каждая мощностью свыше 3 тыс МВт. Основной задачей развития тепловой генерации на сегодня является обеспечение технического перевооружения и реконструкции действующих электростанций, а также ввод новых генерирующих мощностей с использованием передовых технологий в производстве.

Гидроэнергетика предоставляет системные услуги (мощность, частоту) и является ключевым элементом обеспечения системной надежности ЕЭС России. ГЭС наиболее маневренны, располагают более 90% резерва регулировочной мощности и способны существенно увеличить объемы выработки и покрыть пиковые нагрузки. Считается, что, обладая 9% мировых запасов гидроресурсов, мы освоили только 20% этого экологически чистого источника энергии. В настоящее время на территории России работают 102 ГЭС мощностью свыше 100 МВт. Общая установленная мощность гидроагрегатов на ГЭС составляет 46 000 МВт (5-е место в мире). В общем объеме производства электроэнергии в России доля ГЭС составляет 15,2%. Крупнейшей ГЭС (6721 МВт) является Саяно-Шушенская, ее восстановление после аварии планируется закончить в 2014 г., второй по мощности является Красноярская ГЭС. Насчитывается 10 атомных станций установленной мощностью 23,2 ГВт. В стадии строительства находятся еще пять станций. Все АЭС находятся в ведении «Росатома».

Геотермальная электроэнергетика развивается на Кавказе, Камчатке и Курилах. Общая установленная мощность — чуть более 80 МВт. В дальнейшем планировалось увеличить долю ВИЭ в производстве электроэнергии до 4,5% к 2020 г., но по данным приказа Минэнерго №387 она не увеличится и составит 0,004%. Долю АЭС предполагается увеличить с нынешних 10,5 до 13%. В структуре потребления топлива доля газа будет снижаться с 69% в 2008 г. до 61% в 2020 г., а угля расти с 26% до 30—35%.

По итогам 2011 г. введено 5,8 ГВт новых генерирующих мощностей, что в 1,8 раза больше, чем в 2010 г. Это самый весомый показатель после 1985 г. Были введены в ОЭС Урала энергоблоки: Сургутская ГРЭС-2 (800 МВт), Челябинская ТЭЦ-3 (225 МВт), Яйвинская ГРЭС (422 МВт). В ноябре 2011 г. состоялся запуск нового энергоблока Калининской АЭС (1 ГВт). Было сдано в эксплуатацию 22 тыс км линий электропередачи и 32 386,4 МВ·А трансформаторной мощности, что больше показателей 2010 г.

Минэнерго России разработало Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2030 г., схему и программу развития ЕЭС России на 2011—2017 гг. (Генсхема-2009). Данная Генсхема более реалистичная, чем предыдущая, разработанная РАО ЕЭС, и более сбалансированная. Согласно данной Генсхеме на 2012 г. запланирован ввод генерирующих мощностей в объеме 6 ГВт, ввод 30 516,9 км линий электропередачи (на 36% больше, чем в 2011 г.) и 29 778 МВ·А трансформаторной мощности.

Ввод новых мощностей позволяет улучшить ситуацию с энергоснабжением и повышением надежности. По состоянию на 1 июля 2012 г. за первое полугодие было введено 1,6 ГВт (Киришская ГРЭС, третий блок на Красноярской ТЭЦ, блок на Краснодарской ТЭЦ). До конца 2012 г. планируется ввести еще 4,4 ГВт и построить 22 тыс. км линий электропередачи. Проводится ремонт линий электропередачи и ремонт генераторов, в 2012 г. поставлено около 700 дизель-генераторов как резервных источников питания на случай нештатных ситуаций.

В настоящее время страны Единого экономического пространства (ЕЭП) — Россия, Казахстан, Беларусь — планируют создать единый электроэнергетический рынок. Предполагается, что общий рынок электроэнергии будет характеризоваться свободным досту-

пом к услугам естественных монополий, гармонизированным законодательством, единой методологией тарифной политики, единым информационным полем для участников рынка, едиными техническими нормами и правилами, наличием согласованных балансов энергоресурсов ЕЭП. Структура общего электроэнергетического рынка ЕЭП предусматривает оптовую куплю-продажу электроэнергии, рынок централизованной торговли электроэнергией, рынок системных и вспомогательных услуг и балансирующий рынок.

Литература

1. **Living Industrial Past** / E.Rantanen, Tampere, 2010.
2. **Большая советская энциклопедия**. — 3-е изд. М.: Изд-во «Советская энциклопедия», 1972. Т. 30.
3. **Справочник по проектированию электрических сетей**. Под ред. Д.Л. Файбисовича. М.: Энас, 2005, 2010.
4. **Нигматулин Б.И.** Электроэнергетика России. Мифы и реальность // Энергорынок. 2011. №5.
5. **Сайт РАО ЕЭС России**: www.rao-ees.ru.
6. **Григорьев А.** Уроки английского // Энергорынок. 2013. №1.
7. **Тукенов А.** Об опыте интеграции рынков электроэнергии Европы // Энергорынок. 2012. №7—10.
8. **Лисицына Я.** Энергостратегия 2035: от локомотива развития к стимулирующей инфраструктуре // Энергетика и промышленность России. 2014. №5.
9. **Официальный сайт Минэнерго России**: www.minenergo.gov.ru.
10. **Основы современной энергетики**. Том 2. Современная энергетика, под ред. А.П. Бурмана и В.А. Строева. М.: Изд. дом МЭИ, 2010.
11. **Статистические данные** России, Великобритании, Норвегии, Польской энергетической компании, материалы Генсхемы-2008 (утв. 22.02.08, распоряжение правительства №215), Энергетическая стратегия — 2030 (Генсхема-2009, утв. правительством, протокол №24 от 03.06.10). Приказ Минэнерго №387 от 13.08.12.

Управляемые («гибкие») линии переменного тока и линии постоянного тока

*Ю. Г. Шакарян, научный руководитель ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»,
доктор техн. наук, профессор*

Управляемые («гибкие») линии

Передача и распределение электрической энергии осуществляются в настоящее время в основном по линиям переменного тока. Интенсивное строительство этих линий во второй половине XX в. в развитых странах привело к тому, что строить новые линии стало весьма затруднительно, главным образом, из-за проблем, связанных с отводом земли. В то же время продолжающийся рост нагрузки в сложносвязанной сети требует увеличения пропускной способности существующих линий электропередачи и управления их режимами. В таких сетях возможны режимы, когда требуется принудительное распределение мощности между отдельными линиями. Поэтому в последние годы интенсивно обсуждается вопрос о возможных путях решения этой задачи [1].

На рис. 1 изображена упрощенная схема сетей 330—500—750 кВ ЕЭС России, на которой показаны так называемые «узкие места»:

- недостаточная пропускная способность межсистемных и системообразующих линий электропередачи. Ограничиваются возможности удовлетворения требований рынка (ОЭС Сибири — Европейская часть ОЭС, Тюмень — Урал, ОЭС Центра — ОЭС Северного Кавказа, ОЭС Сибири — ОЭС Востока и др.);
- ограничения по выдаче мощности ряда электростанций (Печерская ГРЭС, Кольская АЭС, энергосистемы Бурятии, Читы и др.);
- слабая управляемость сети, недостаточный объем устройств регулирования напряжения, как следствие — повышенные до опасных значений напряжения в периоды суточного и сезонного снижения нагрузки;

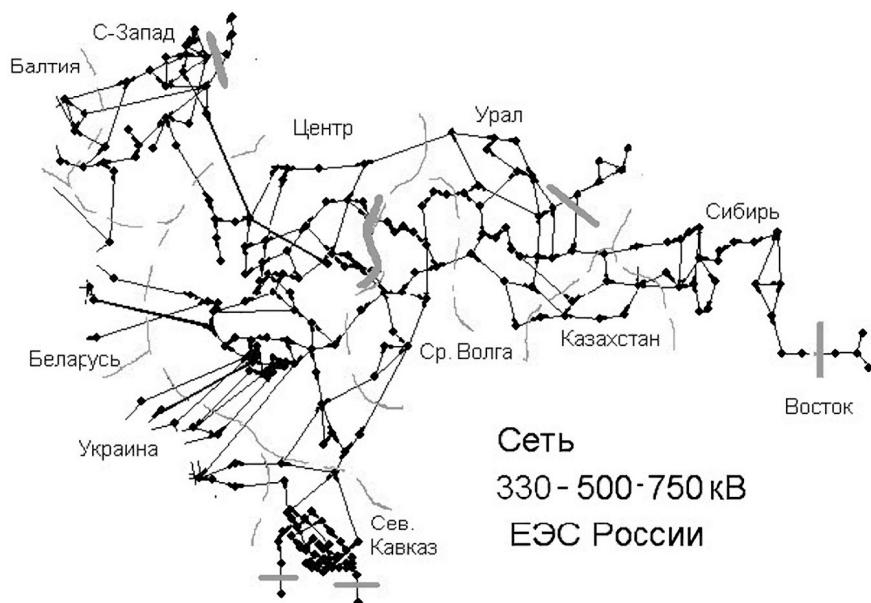


Рис. 1 Упрощенная схема сети 330—500—750 кВ ЕЭС России

- недостаточная степень устойчивости (ОЭС Северного Кавказа, ОЭС Сибири и др.);
 - неоптимальное распределение потоков мощности по параллельным линиям различного класса напряжений, как следствие — недоиспользование сетей, рост потерь в сетях (ОЭС Северо-Запада, линии 330/220/110 кВ, ОАО «Мосэнерго», линии 500/220/110 кВ и т.д.);
 - раздельная работа ОЭС Востока и ОЭС Сибири.
- Основными задачами ликвидации этих «узких мест» являются:
- повышение пропускной способности линий электропередачи, теоретически вплоть до теплового предела по нагреву;
 - обеспечение устойчивой работы энергосистемы при различных возмущениях;
 - обеспечение заданного (принудительного распределения) мощности в электрических сетях;
 - существующие средства и методы решают эти проблемы не в полной мере и не всегда оптимально [3].

В настоящее время разработан ряд устройств, позволяющих изменять сопротивление линии переменного тока и управлять потоками мощности по ней, причем выполнять это практически безынерционно. Линии, оснащенные такими устройствами, получили название *гибких (управляемых) линий электропередачи*, или сокращенно *гибких линий*. В англоязычной литературе они называются Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS).

Управляемые (гибкие) линии позволяют:

- повысить пропускную способность существующих линий вплоть до теплового предела по нагреву проводов;
- обеспечить принудительное распределение мощности между линиями в сложной неоднородной сети в соответствии с требованиями диспетчера;
- повысить устойчивость системы.

Следует отметить, что начало работ в этом направлении было положено еще в 60-х годах XX в., когда в ряде стран, в том числе и нашей, были развернуты исследования по статическим источникам реактивной мощности, обладающим большим быстродействием. Эти устройства позволяли стабилизировать напряжение в отдельных узлах электроэнергетических систем и тем самым способствовать повышению пропускной способности линий электропередачи и устойчивости систем. Были исследованы различные типы таких устройств и созданы опытно-промышленные образцы некоторых из них.

Однако широкому внедрению этих устройств в то время препятствовало отсутствие необходимой элементной базы силовых электронных ключей (запираемых тиристоров, силовых транзисторов). В настоящее время такие полупроводниковые приборы разработаны и имеют достаточно высокие параметры. Это позволяет создать устройства, которые могут применяться для решения многих задач электроэнергетики [3,4].

Рассмотрим простейшую схему электропередачи, изображенную на рис. 2, а. Зависимость передаваемой по линии мощности от угла электропередачи (рис. 2, б) определяется по выражению

$$P = \frac{U_1 U_2}{x_1 + x_2 - \frac{x_1 x_2}{x_C}} \sin \delta,$$

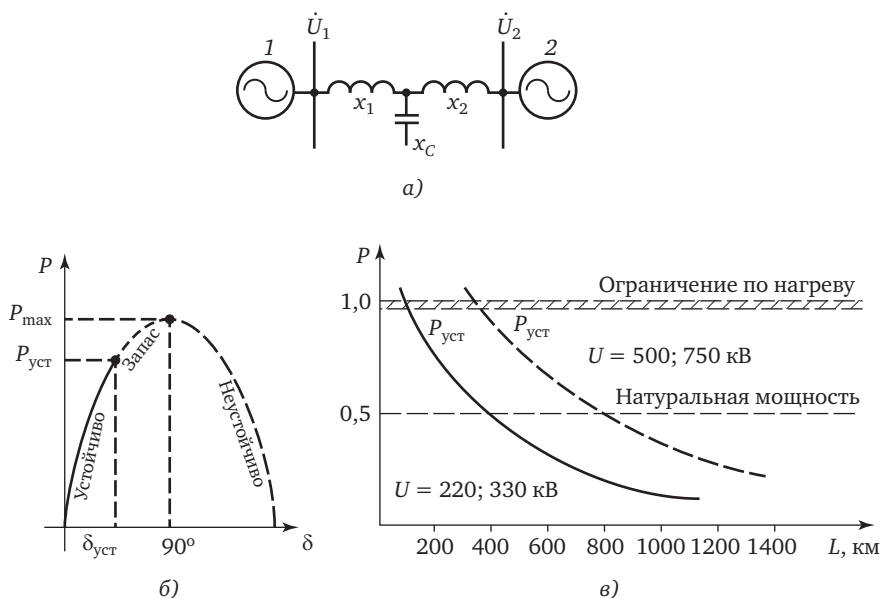


Рис. 2. Пропускная способность линий электропередачи

причем левая половина этой синусоиды — зона устойчивой работы (производная $dP/d\delta > 0$), правая — зона неустойчивой работы.

Максимальная мощность, передаваемая по линии, при заданных напряжениях U_1 и U_2 зависит от значений напряжений и сопротивлений x_1 , x_2 , x_C :

$$P_{\max} = \frac{U_1 U_2}{x_1 + x_2 - \frac{x_1 x_2}{x_C}}.$$

Пропускную способность можно увеличить:

- уменьшая индуктивное сопротивление;
- уменьшая емкостное сопротивление.

Обычно напряжения U_1 и U_2 поддерживаются неизменными и равными номинальным значениям или в заданных ($\pm 10\%$) пределах. Значение $P_{\max}$ можно, следовательно, увеличивать, уменьшая значения сопротивлений x_1 , x_2 , x_C . Ниже мы остановимся на способе изменения этих сопротивлений.

На рис. 2, в показаны зависимости передаваемой по линии мощности от протяженности линии электропередачи, где показаны ограничения по устойчивости, нагреву проводов. Видно, что с увеличением протяженности линии электропередачи основными ограничения становятся ограничения по устойчивости.

Очень часто на практике параллельно прокладываются линии электропередачи различного класса напряжений 110 и 220 кВ; 220 и 500 кВ; 330 и 750 кВ [3].

При таком расположении раньше всего нагружаются по мощности линии электропередачи, имеющие меньшее сопротивление, т.е. линии более низкого класса напряжения. Это ограничение «запирает» возможности передачи мощности по линии большего класса напряжения, т.е. не до конца загруженной остается линия электропередачи более высокого класса напряжения, что показано на рис. 3.

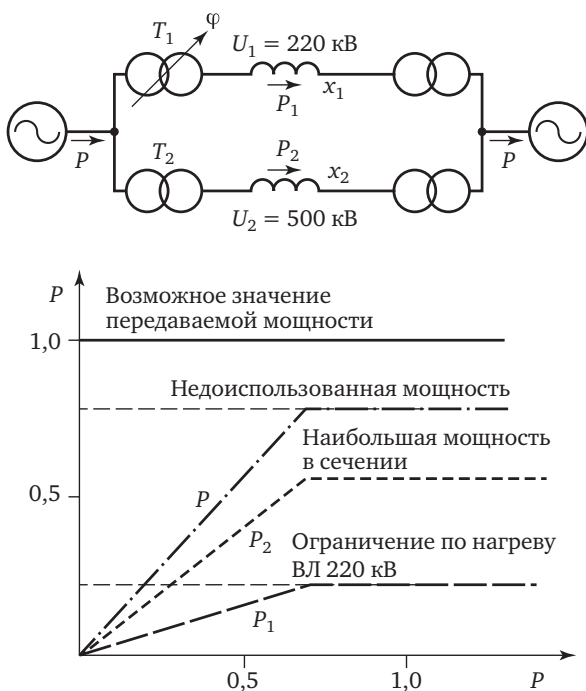


Рис. 3. Распределение мощности в линиях электропередачи

Способы перераспределения потоков мощности:

- изменение индуктивного сопротивления x_1 или x_2

$$P_1 = \frac{1}{1 + \frac{x_1}{x_2}} P; \quad P_2 = \frac{1}{1 + \frac{x_2}{x_1}} P;$$

- изменение фазового угла по одной из линий электропередачи

$$P_1 = \frac{U_1 U_2}{x_1} \sin(\delta + \varphi); \quad P_2 = P_1 - P.$$

Из формулы мощности

$$P = \frac{U_1 U_2}{x} \sin \delta$$

видно, что принципиально перераспределять мощность можно, регулируя не только напряжения на электростанции U_1 и подстанции U_2 , что делается в настоящее время, но и значение сопротивления x и угла δ (рис. 4). Именно такими возможностями обладают управляемые линии электропередачи переменного тока (FACTS).

В соответствии с изложенным все устройства, способные управлять мощностью и пропускной способностью линий переменного тока, могут быть разделены на четыре типа.

К **первому** типу относятся устройства, предназначенные для регулирования и стабилизации напряжения в соответствующих узлах электрической сети или же в промежуточных точках линии.

Ко **второму** типу относятся устройства, позволяющие изменять реактивное сопротивление линии. Поскольку последнее является,

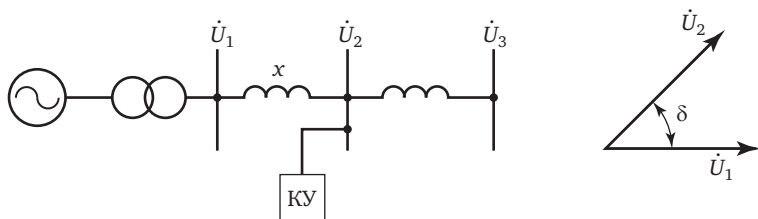


Рис. 4. Регулирование режимов электропередачи

главным образом, индуктивным сопротивлением, то его можно изменить последовательным включением в линию емкости или последовательным введением в линию напряжения, эквивалентного напряжению на этой емкости.

К **третьему** типу относятся устройства, предназначенные для изменения угла фазового сдвига между напряжениями по концам линии (угла δ). Такой сдвиг может быть выполнен введением в каждую фазу линии дополнительного регулируемого напряжения ΔU_k , сдвинутого на угол $\pm 90^\circ$ по отношению к напряжению данной фазы. Результирующее напряжение на выходе такого устройства сдвинется на угол, определяемый значением вводимого напряжения, в сторону опережения или запаздывания. В результате угол δ будет увеличен или уменьшен. В первом случае это приведет к увеличению передаваемой по линии мощности, во втором — к ее уменьшению.

К **четвертому** типу относятся устройства, позволяющие осуществлять комбинированное воздействие на линию, регулировать значение напряжения, изменять фазовый угол между напряжениями по концам линии и сопротивление линии. Такое воздействие может быть осуществлено последовательным введением в линию некоторого дополнительного напряжения ΔU_k , фаза которого по отношению к напряжению начала линии может изменяться от 0 до 360° [3,6].

Рассмотрим возможности технической реализации упомянутых выше типов устройств.

Устройства, способные решать некоторые из перечисленных выше задач, применяются в электроэнергетике давно. Однако они не вполне соответствуют современным требованиям. К ним относятся синхронные компенсаторы (СК), предназначенные для стабилизации напряжения в узлах электрической сети, к которым они подключены, и установки продольной емкостной компенсации (УПК) линий, применяющиеся для уменьшения индуктивного сопротивления последних [5].

Синхронный компенсатор — синхронная машина, идентичная по конструкции синхронному генератору, но, в отличие от него, без турбины на одном с ним валу и, следовательно, без активной нагрузки. Синхронный компенсатор способен работать как в режиме генерации реактивной мощности (основной режим), так и ее потребления в определенных пределах, и предназначен для стабилиза-

ции напряжения в узле электрической сети, к которому он подключен. Синхронные компенсаторы достаточно широко используются в электроэнергетических системах, однако для решения перечисленных выше задач они не вполне пригодны в силу относительно большой по сравнению с новыми устройствами электромагнитной инерционности, а также сложности изготовления и обслуживания.

Установки продольной компенсации также получили применение в электроэнергетике ряда стран для увеличения пропускной способности линий электропередачи (рис. 5) [5].

С этой целью в линию последовательно включается конденсатор с сопротивлением x_C , которое, имея обратный знак по отношению к индуктивному сопротивлению линии, вычитается из последнего, в результате чего эквивалентное сопротивление линии уменьшается:

$$x_{\text{экв}} = x_{\text{л}} - x_C,$$

что равноценно уменьшению длины линии.

Достоинства УПК:

- 1) компенсация осуществляется достаточно просто;
- 2) возможна довольно большая степень компенсации.

Недостатки УПК:

- 1) нерегулируемость напряжения сети;
- 2) сложности управления при переменной нагрузке;
- 3) перенапряжения при резких изменениях нагрузки.

На практике этот конденсатор представляет собой конденсаторную батарею (КБ), включенную последовательно в каждую фазу линии и изолированную от земли. Обычно сопротивление КБ вы-

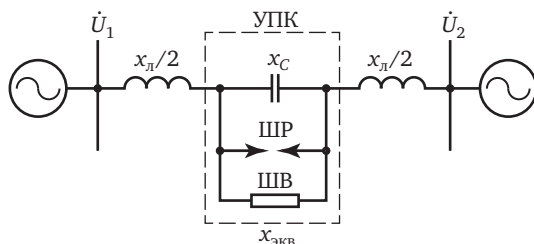


Рис. 5. Устройства продольной компенсации:

ШР — шунтирующий разрядник; ШВ — шунтирующий выключатель

бирается так, чтобы компенсировалось не все индуктивное сопротивление линии, а лишь какая-то его часть. Эта компенсированная часть общего сопротивления линии, отнесенная к общему сопротивлению, называется степенью компенсации линии.

В рабочих режимах линии, особенно при ее малых нагрузках, напряжение на выводах КБ может повышаться и существенно превосходить допустимые пределы. Для избежания этого на выводы КБ обычно включаются шунтирующие реакторы.

До последнего времени УПК выполнялись нерегулируемыми, однако для изменения пропускной способности данной линии в различных режимах и для перераспределения потоков мощности между линиями сложной сети требуется регулируемая продольная компенсация. Причем управление сопротивлением линии должно осуществляться в темпе процессов, происходящих в электроэнергетической системе. Поэтому ни СК, ни обычные УПК не могут рассматриваться в качестве средств для создания гибких линий.

Разработанные к настоящему времени приборы силовой электроники позволяют по-иному подойти к решению ряда задач электроэнергетики. С их помощью могут быть созданы быстродействующие устройства, предназначенные для регулирования режимов электрических сетей.

Статические компенсаторы реактивной мощности (СКРМ) [2] основаны на использовании управляемых посредством тиристорных преобразований реакторов и как правило нерегулируемых конденсаторных батарей (рис. 6).

При параллельном их включении мощность всего устройства равна алгебраической сумме мощностей реактора и КБ:

$$Q_{\Sigma} = Q_p - Q_{KB}.$$

Изменяя мощность реактора или КБ, можно изменять мощность всего устройства. При этом можно получить как генерацию, так и потребление таким устройством реактивной мощности.

Если рассматривать регулируемый реактор и нерегулируемую КБ, то при равенстве их установленных мощностей результирующая мощность будет равна нулю. В процессе регулирования реактора его мощность снижается, и результирующая мощность будет носить емкостной характер. В пределе, когда мощность реактора

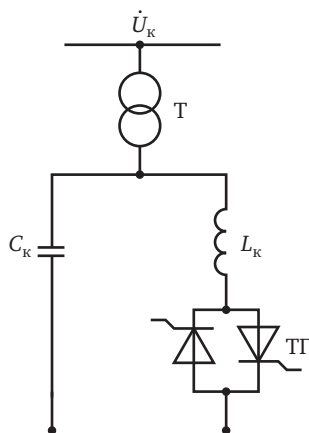


Рис. 6. Статические компенсаторы реактивной мощности

будет близка к нулю, в сеть будет выдаваться только мощность КБ, т.е. эта схема может работать только в режиме генерации реактивной мощности.

Если данное устройств должно работать как в режиме генерации, так и потребления реактивной мощности, соотношение между мощностями реактора и КБ надо изменить. Мощность реактора в данном случае должна быть больше мощности КБ, например, $Q_p = 2Q_{KB}$. В этом случае результирующая мощность будет изменяться в диапазоне $-1 \leq Q_\Sigma \leq 1$ (см. рис. 6).

Управление мощностью реактора, как отмечено, может осуществляться плавно управляемым тиристорным ключом .

Статические компенсаторы, где реактор регулируется с помощью тиристорного ключа, получили название статических тиристорных компенсаторов (СТК). Большим недостатком такого регулирования является несинусоидальность тока реактора, что вынуждает принимать меры по компенсации токов высших гармоник, применяя фильтры .

Управляемую продольную компенсацию линии можно осуществить, если изменить сопротивление конденсатора, включенного в линию. Это можно сделать двумя способами [3, 4, 6].

Первый вариант — включение или отключение отдельных секций, из которых состоит конденсаторная батарея, осуществляется

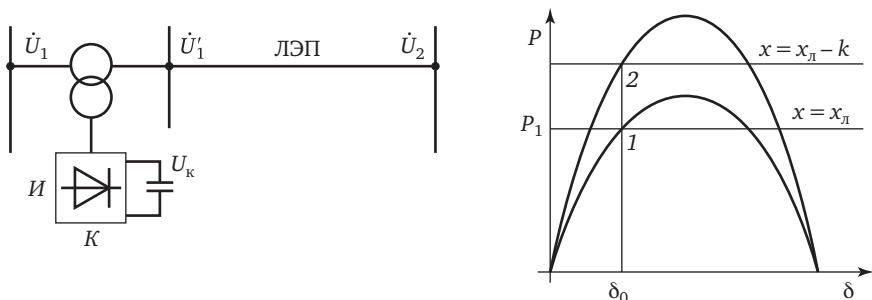


Рис. 7. Тиристорно-управляемый последовательный компенсатор (ТУПК)

с помощью тиристорных ключей (рис. 7). При этом сопротивление КБ будет меняться и, следовательно, будет изменяться и степень компенсации линии.

Возможен вариант, когда параллельно КБ включается управляемый реактор. Сопротивление реактора и диапазон его изменения выбирают таким образом, чтобы во всем этом диапазоне эквивалентное сопротивление схемы оставалось емкостным и большим, чем сопротивление собственно КБ. При изменении сопротивления реактора изменяется эквивалентное емкостное сопротивление такой схемы и, как следствие, степень компенсации линии.

При изменении степени компенсации линии любым способом будут изменяться и напряжения на выводах КБ, оставаясь практически всегда выше допустимых значений. Поэтому на выводах КБ необходимо включить шунтирующие реакторы для снижения этих напряжений до допустимых значений. Очевидно, эти реакторы также должны быть регулируемы.

К третьему типу устройств, позволяющих управлять мощностью, передаваемой по линии, относятся устройства, способные изменять фазный угол между напряжениями по концам линии **фазоповоротные устройства** (ФПУ). Такие устройства включаются в начале линии последовательно в каждую фазу.

При создании ФПУ [3,4] используется то обстоятельство, что напряжение каждой фазы сдвинуто по отношению к междуфазному напряжению двух других фаз на 90° . Схема ФПУ состоит из двух трансформаторов. Один из них представляет собой возбуж-

дающий трансформатор, первичные обмотки которого соединены в треугольник и включены на междупазные напряжения линии. К его вторичным обмоткам при соответствующих сочетаниях фаз подключаются с помощью тиристорных ключей первичные обмотки второго трансформатора, который и является собственно фазосдвигающим. Вторичные обмотки последнего включены последовательно в каждую фазу линии. Соединения обмоток этих двух трансформаторов предусматривают сдвиг на электрический угол 90° между напряжениями данной фазы и последовательной обмотки.

В результате напряжение в начале линии представляет сумму двух напряжений — напряжения фазы и напряжения последовательной обмотки, сдвинутого по отношению к напряжению фазы на электрический угол 90° .

Угол между напряжениями по концам линии

$$\delta' = \delta + \Delta\delta.$$

Угол $\Delta\delta$ может регулироваться как по значению, так и по знаку. Поэтому угол δ' может изменяться в желаемых пределах как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения, а значит будет изменяться и передаваемая по линии мощность. При увеличении угла δ' мощность будет увеличиваться, при уменьшении — уменьшаться. В то же время угол δ между напряжениями U_1 и U_2 будет оставаться неизменным.

Угол $\Delta\delta$ изменяется средствами силовой электроники. Вторичная обмотка возбуждающего трансформатора состоит из нескольких отдельных секций, каждая из которых имеет разное число витков, и, следовательно, разное напряжение. Каждая из этих секций подключена к двум тиристорным ключам, один из которых работает при одной полярности секции, другой — при противоположной. Через тиристорные ключи каждая секция связана с первичной обмоткой трансформатора, включенного последовательно в линию.

Рассмотренные выше устройства — СТК, управляемая УПК, ФПУ — способны управлять мощностью и пропускной способностью линии, однако каждое из них способно решать только одну задачу.

Для создания управляемой (гибкой) линии необходимо использовать весь комплекс рассмотренных устройств, что скажется на

экономических показателях линии и затруднит управление этим комплексом. Целесообразно иметь одно устройство, которое совмещало бы в себе выполнение всех упомянутых функций.

Для создания гибких электропередач переменного тока могут быть использованы **преобразователи напряжения (ПН)**. Такой преобразователь при отсутствии активной нагрузки в цепи постоянного тока может работать как управляемый источник или потребитель реактивной мощности. При этом он может быть включен параллельно в узле сети переменного тока, где требуется стабилизация напряжения, или в линию через последовательный трансформатор [3, 6].

Если преобразователь напряжения через трансформатор включен параллельно линии в узле сети, к которому подключена линия, то он выполняет роль синхронного компенсатора или СТК. В этом случае такой преобразователь называют **параллельным регулятором напряжения, или статическим компенсатором (СТАТКОМ)**.

Тиристорный преобразователь СТАТКОМ обеспечивает обмен реактивной мощности между фазами сети. Благодаря этому СТАТКОМ способен как генерировать, так и потреблять реактивную мощность. Поэтому:

- мощность СТАТКОМа на 20—30% больше мощности СТК;
- мощность реакторов СТАТКОМа — 15—20%, а конденсаторов — 10—12% полной мощности устройства;
- мощность реакторов и конденсаторов СТК — 100% мощности устройства;
- при изменении напряжения сети СТАТКОМ автоматически и мгновенно изменяет реактивную мощность. Он обладает бóльшим быстродействием, чем СТК.

Другой путь использования ПН состоит в том, что переменное напряжение преобразователя вводится в линию *последовательно* с помощью трансформатора, одна из обмоток которого включена в линию последовательно, к другой подключен сам преобразователь (рис. 8) [3].

Причем, такое включение может быть выполнено в любой точке линии: в ее начале, конце или на промежуточной подстанции. Здесь преобразователь, работая в режимах генерации или потребления реактивной мощности с помощью последовательной об-

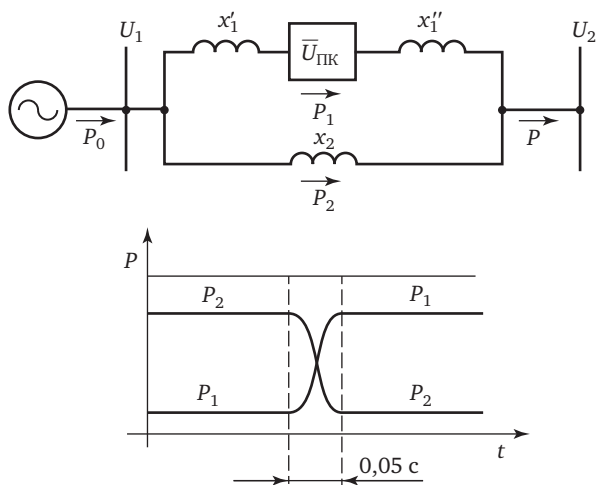


Рис. 8. Тиристорно-управляемый последовательный компенсатор

мотки трансформатора, вводит в линию некоторое регулируемое напряжение ΔU_k , сдвинутое по отношению к току линии на $\pm 90^\circ$, что эквивалентно последовательному включению емкости УПК или индуктивности.

Изменение ΔU_k будет эквивалентно изменению сопротивления x_k и, следовательно, общего сопротивления линии, что, в свою очередь, будет увеличивать или уменьшать ее пропускную способность. Это изменение будет регулируемым в зависимости от режима системы. При этом напряжение ΔU_k должно изменяться пропорционально току линии, аналогично изменению напряжения на конденсаторах УПК. В этом случае во всех режимах работы линии будет сохраняться заданная степень компенсации. При необходимости степень компенсации может изменяться по заданному закону, что также должно найти отражение в значении ΔU_k . Поэтому в данном случае преобразователь должен быть оснащен регулятором, где входной величиной должен быть ток линии и задается закон изменения степени компенсации, а выходными величинами являются углы управления тиристорами преобразователя.

Введение в линию дополнительной индуктивности может оказаться полезным в режимах малых нагрузок для компенсации из-

быточной зарядной мощности линии. Отметим, что и в этом случае из-за указанного выше угла сдвига напряжения ΔU_k по отношению к току активная мощность преобразователя равна нулю.

Таким образом, подобное включение преобразователя в линию аналогично применению управляемой по УПК. В этом случае преобразователь называют **последовательным регулятором потоков мощности** [3].

Еще один путь использования преобразователей напряжения для создания управляемых линий заключается в том, что фазопоротное устройство также может быть создано путем введения в начале линии через последовательную обмотку трансформатора регулируемого напряжения ΔU_k , сдвинутого на электрический угол $\pm 90^\circ$ по отношению к напряжению начала линии U_1 . Однако при этом будет появляться некоторая активная мощность, поскольку угол вводимого напряжения ΔU_k по отношению к току будет отличаться от 90° . Значение этой мощности будет определяться углом между током и напряжением фазы, т.е. режимом линии, а знак — знаком угла напряжения ΔU_k . При сдвиге ΔU_k на электрический угол $+90^\circ$ потребуются введение активной мощности в линию, при сдвиге -90° — отбор активной мощности. Поэтому преобразователь, подключенный к линии, должен работать в одном случае в режиме инвертора, в другом — выпрямителя.

Для замыкания контура обмена активной мощностью между линией и шинами, куда она подключена, требуется другой преобразователь, включенный на те же шины и связанный с преобразователем, включенным последовательно в линию, по цепи постоянного тока (рис. 9). Преобразователя *ПН1* и *ПН2* образуют вставку постоянного тока, подключенную к линии, но ее мощность меньше мощности, передаваемой по линии [3, 5, 6].

Объединенный регулятор потока мощности сочетает в себе свойства сразу трех аппаратов: статического компенсатора реактивной мощности, установки продольной компенсации и фазопоротного устройства, что дает возможность регулировать потоки как активной, так и реактивной мощности. Поэтому ОРПМ может эффективно демпфировать качания мощности в линии и применяться для управления потоками мощности в слабых межсистемных связях.

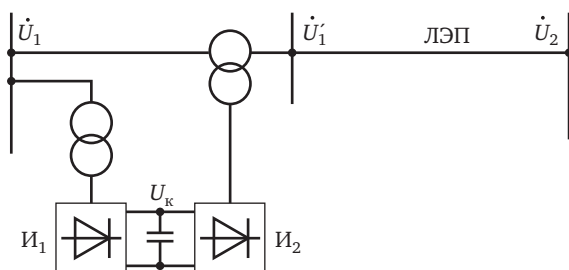


Рис. 9. Объединенный регулятор потока мощности (ОРПМ)

Этот регулятор позволяет осуществлять так называемое *векторное регулирование*, когда по заданным законам регулируются не только значения, но и векторы напряжений в заданной точке энергосистемы. Это значит, что ОРПМ регулирует:

- напряжение;
- активную мощность;
- пропускную способность электропередачи.

Технологию FACTS можно осуществлять не только с помощью статических устройств, но и с помощью вращающихся машин в комбинации с полупроводниковыми преобразователями [3].

При этом собственно электрическая машина должна иметь не одну обмотку возбуждения, а две. В этом случае можно осуществить регулирование не только значения, но и фазы напряжения. Электрическая машина в этом случае играет роль усилителя мощности. Называется эта машина асинхронизированной — АСМ (рис. 10). Электромашиновентильный комплекс (ЭМВК) — это синтез электрической машины и преобразователя (возбудителя). В отличие от традиционной синхронной машины, которая способна осуществлять только скалярное регулирование, АСМ способна осуществлять и векторное регулирование. Основные особенности АСМ:

- две обмотки возбуждения;
- специальная система управления.

АСМ могут применяться:

- в качестве генераторов;
- в качестве компенсаторов реактивной мощности.

По сравнению с синхронной машиной, асинхронизированная машина обладает большим диапазоном регулирования реактив-

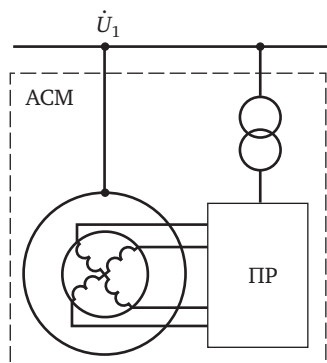


Рис. 10. FACTS на электростанциях

ной мощности, ограниченным лишь значениями номинальных токов статора и ротора и отсутствием ограничений по устойчивости (рис. 11, 12).

Подобного рода генераторы на ГЭС и ГАЭС способны также работать с переменной частотой вращения, что повышает КПД агрегата,

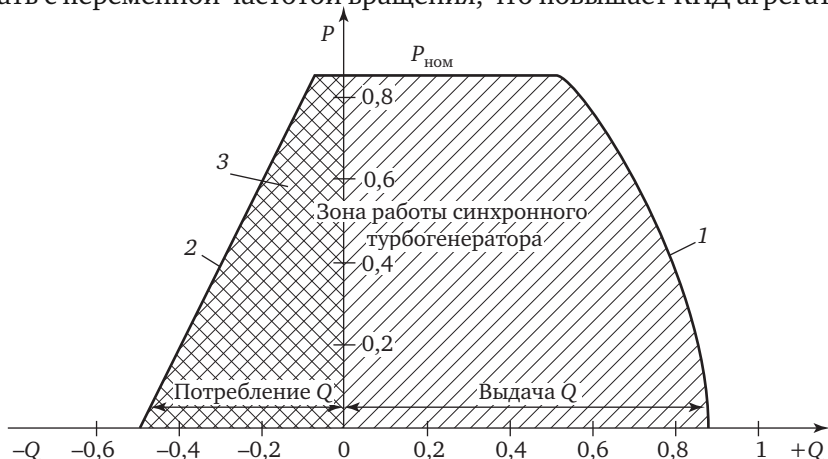


Рис. 11. Диаграмма допустимых режимов работы синхронных турбогенераторов по активной и реактивной мощности:

1 — ограничение по номинальному току возбуждения; 2 — ограничение минимального возбуждения синхронного турбогенератора по условиям устойчивости; 3 — зона опасной работы турбогенератора

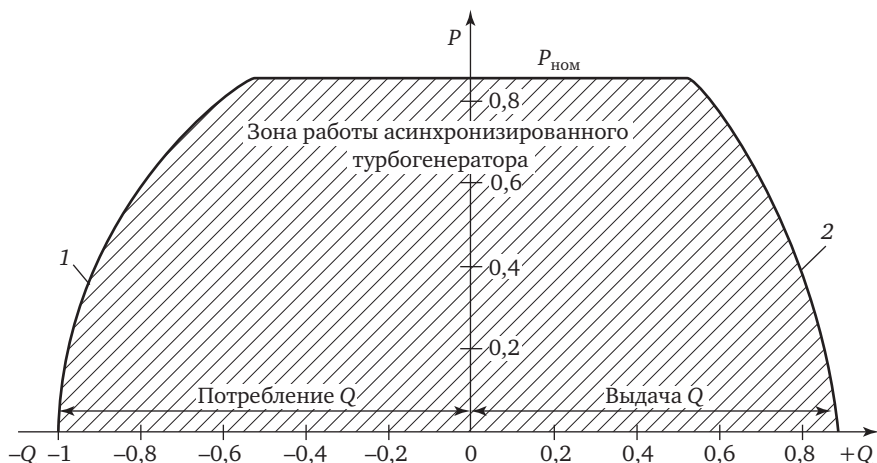


Рис. 12. Диаграмма допустимых режимов работы асинхронизированных турбогенераторов по активной и реактивной мощности:

1 — ограничение по номинальному току статора; 2 — ограничение по номинальному току возбуждения

исключает зоны вибраций, повышает надежность работы гидроагрегата в целом.

Схемы электропередач и вставок постоянного тока

Структурные схемы электропередач (ППТ) и вставок (ВПТ) постоянного тока приведены на рис. 13. В схеме ППТ электрическая энергия переменного тока, вырабатываемая генераторами передающей системы, преобразуется в энергию постоянного тока, в таком виде передается по линии, затем снова преобразуется, но уже в энергию переменного тока, и передается в приемную систему.

В схеме ВПТ линия постоянного тока отсутствует, и два преобразователя размещены рядом друг с другом. Транспорт энергии на расстояние осуществляется на переменном токе. Причем обычно это расстояние сравнительно невелико, так как ВПТ используется для связи примыкающих друг к другу систем. Постоянный ток здесь играет лишь роль звена, которое полностью развязывает соединенные системы по частоте и, с этой точки зрения, делает их не зависящими друг от друга.

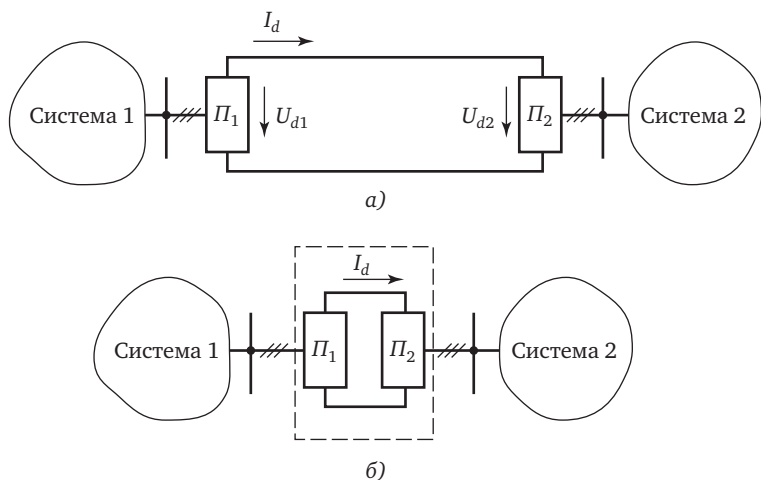


Рис. 13 . Структурные схемы ППТ (а) и ВПТ (б)

Преобразование электрической энергии осуществляется преобразователями Π_1 и Π_2 , связанными с передающей и приемной системами. Преобразователь, который преобразует энергию переменного тока от передающей системы в энергию постоянного тока, называется выпрямителем. Другой преобразователь, который получает энергию от выпрямителя и преобразует ее в энергию переменного тока, отдавая эту энергию в приемную систему, называется инвертором.

Преобразователи обладают свойством реверсивности: при необходимости изменения направления передачи мощности выпрямитель становится инвертором, а инвертор — выпрямителем. В зависимости от типа преобразователя реверс мощности осуществляется за счет изменения полярности преобразователя или изменения направления тока при сохранении его полярности.

В настоящее время в качестве преобразователей в электропередачах и вставках постоянного тока повсеместно используются статические управляемые вентильные преобразователи. Эти преобразователи могут быть двух типов — преобразователи с неполностью управляемыми вентилями и преобразователи с полностью управляемыми вентилями.

К первому типу относится известная мостовая схема, в которой в качестве вентилях используются обычные тиристоры, у которых контролируется только момент их открытия путем подачи мало-мощного управляющего импульса на их управляющий электрод. Закрываются такие вентили при переходе протекающего в них тока через нуль, что происходит под воздействием иных факторов (не за счет подачи управляющего сигнала). Такие преобразователи обладают свойствами *преобразователей тока*. Трехфазная мостовая схема была использована при сооружении почти всех существующих ППТ и ВПТ.

К другому типу преобразователей относятся преобразователи, в которых используются полностью управляемые вентили силовые транзисторы или запираемые тиристоры, построенные на основе рассмотренных ранее СТАТКОМов. В этих полупроводниковых приборах, в отличие от неполностью управляемых вентилях, контролируется как момент открытия, так и момент закрытия путем воздействия на их систему управления. Такие преобразователи получили название *преобразователи напряжения* (ПН). Принцип действия преобразователя напряжения основан на следующем. Из постоянного напряжения, неизменность которого обеспечивается конденсатором, с помощью соответствующих законов управления вентилями формируется несинусоидальное переменное напряжение на вентильной обмотке трансформатора. Вектор основной гармоники этого напряжения может изменять свое значение и фазу по отношению к вектору напряжения сети.

Заключение

Управляемые (гибкие) устройства переменного тока и линии постоянного тока в последние 10 лет получили широкое применение в мире. Практически все типы устройств переменного тока прошли или проходят стадию опытно-промышленной эксплуатации и внедряются в электрические сети.

Во всем мире получают все большее применение линии постоянного тока, воздушные, кабельные и воздушно-кабельные.

В России также все упомянутые виды устройств получают практическое применение. Разработаны не имеющие мировых аналогов

асинхронизированные турбогенераторы и компенсаторы реактивной мощности. На подстанции Могоча в ОЭС Сибири проводятся масштабные работы по объединению ОЭС Сибири и ОЭС Востока посредством вставки постоянного тока. Уже более 30 лет действует самая мощная в мире вставка на тиристорах между Россией и Финляндией.

Специфика электроэнергетики России такова, что в ней трудно найти место для протяженных линий постоянного тока (2000—3000 км), таких как в КНР, которые связывают мощные гидростанции юга КНР с промышленными предприятиями на севере.

В последние годы обсуждаются и могут найти практическое применение линии постоянного тока между энергосистемами России и Китая, России и Японии (подводный кабель в Японском море).

Управляемые линии электропередачи, благодаря своим возможностям, стали основой создаваемых в настоящее время интеллектуальных («умных») сетей.

Литература

1. **Александров Г.Н.** Передача электрической энергии переменного тока. М.: ЭНАС, 1998.
2. **Кочкин В.И., Нечаев О.П.** Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий. М.: ЭНАС, 2000
3. **Кочкин В.И., Шакарян Ю.Г.** Применение гибких(управляемых) систем электропередачи переменного тока в энергосистемах.
4. **Бурман А.П., Розанов Ю.К., Шакарян Ю.Г.** Управление потоками электроэнергии и повышении эффективности электроэнергетических систем. М.: Изд. дом МЭИ, 2007.
5. **Рыжов Ю.П.** Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения. М.: Изд. дом МЭИ, 2007
6. **Шакарян Ю.Г., Фокин В.К., Лихачев А.П.** Установившиеся режимы работы электроэнергетических систем с сетевыми устройствами гибких электропередач // Электричество. 2013. №12.

Оперативно-диспетчерское управление ЕЭС России. История создания, структура и основные функции

А.Ф. Бондаренко, советник директора
по управлению режимами ЕЭС

История развития системы диспетчерского управления ЕЭС России включает в себя следующие основные этапы.

Начальный период. Энергоснабжение потребителей осуществлялось непосредственно с шин одиночных мелких и более крупных электростанций, отсутствовала необходимость в системе диспетчерского управления. Все задачи по производству электроэнергии и передачи ее потребителям успешно выполнял оперативный персонал электростанции. И только в 20—30-е годы XX века в связи с созданием региональных энергосистем, основой которых являлись районные электростанции, соединенные общей электрической сетью, выявилась невозможность управления режимами формирующейся энергосистемы так, как это делалось на начальном периоде развития электроэнергетики.

Первый этап. Организуются диспетчерские центры, осуществляющие со специально оборудованных диспетчерских пунктов непрерывное диспетчерское управление режимами работы региональной энергосистемы. Организационно диспетчерские центры входят в состав управляющей энергокомпании. Первые диспетчерские центры были оснащены технически крайне примитивно: лист ватмана с вычерченной схемой электрической сети, на котором диспетчер цветными карандашами отмечал изменение состояния оборудования и линий электропередачи, частотомер, телефонный аппарат и конторская книга, прообраз оперативного диспетчерского журнала.

Однако для решения задачи управления режимами бурно растущих энергосистем этого было явно недостаточно. И в 20—30-х годах на диспетчерских пунктах энергосистем начали устанавливать диспетчерские щиты, изготовленные обычно из больших листов фанеры, на которых крепились мнемосхема энергосистемы, т.е.

электрическая схема основных энергообъектов энергосистемы — электростанций и узловых подстанций.

Связь диспетчерского пункта с энергообъектами осуществлял дежурный связист, который соединял диспетчера с требуемым абонентом через ручной шнуровой коммутатор. Диспетчер по телефону получал информацию о состоянии оборудования, вручную переводил ключи положения выключателей, расположенные на специальной стойке, и на щите загорался соответствующий сигнал.

В 30-х годах началось внедрение устройств телепередачи сигналов и измерений по высокочастотным каналам, образованным по линиям электропередачи. Вначале эти устройства были импортными, и их было крайне мало.

По мере освоения отечественной промышленностью выпуска аналогичной аппаратуры, ручная сигнализация положения выключателей заменялась на автоматическую, а на диспетчерском пункте появлялись так называемые приборы индивидуального отображения, которые размещались на диспетчерском пульте непосредственно перед каждым диспетчером и показывали нагрузку электростанций, перетоки активной мощности по линиям электропередачи, токовую нагрузку линий и трансформаторов, напряжения на шинах подстанций и электростанций.

Диспетчерские центры оборудовались самописцами — регистрационными приборами, которые вели запись на бумажную ленту таких важных параметров, как частота, напряжение на шинах электростанций и т.п. Для обеспечения работоспособности самописцев в аварийных ситуациях предусматривалось резервирование их питания от аккумуляторной батареи.

Для записи диспетчерских переговоров устанавливались магнитофоны, где в качестве носителя звука использовалась стальная проволока.

Суточная ведомость энергосистемы с данными почасовых нагрузок оборудования электростанций, перетоков по линиям электропередачи, загрузок трансформаторов, уровней напряжений в основных узлах энергосистемы формировалась вручную, путем почасового опроса по телефону оперативного персонала энергообъектов энергосистемы. Необходимым вычислительным инструментом для диспетчера были счеты с костяшками.

Второй этап. Объединение на параллельную работу смежных региональных энергосистем и создание объединенных энергосистем ОЭС (40—50-е годы XX века). Диспетчерское управление режимами работы объединенных энергосистем стало осуществляться отдельным диспетчерским центром, административно подчинявшимся территориальному эксплуатационному Главку Министерства (ОДУ Центра подчинялся «Главцентрэнерго», ОДУ Урала — «Главуралэнерго» и т. п.). Это время — *начало образования двухуровневой системы диспетчерского управления.*

Происходят изменения и в оснащении самих диспетчерских пунктов. Внешне диспетчерские щиты изменяются мало, но за счет активного внедрения устройств телепередачи сигналов и измерений, значительно увеличивается количество приборов индивидуального отображения параметров энергосистемы и автоматической сигнализации положения выключателей. Улучшается положение с информированностью диспетчера о текущем режиме энергосистемы. Совершенствуется связь. Рабочее место диспетчера оборудуется индивидуальным коммутатором, обеспечивающим подключение до 40 прямых каналов связи с энергообъектами. Совершенствуются звукозаписывающие устройства, магнитная лента вытеснила стальную проволоку, отечественная промышленность наладила выпуск магнитофонов. Их использование для записи оперативных переговоров становятся обязательными атрибутами рабочего процесса.

Растут энергосистемы, создаются первые объединенные электроэнергетические системы и диспетчерские центры их управления (ОДУ). Увеличиваются объемы поступающей информации, необходимой для выполнения задач по обеспечению надежного и экономичного режима энергосистем. А суточные ведомости (информация) по-прежнему собираются вручную, так же вручную, по телефону, обрабатываются заявки на вывод в ремонт оборудования, линий электропередачи, устройств РЗА. Но уже начинается использование первых телетайпов для обмена информацией между диспетчерскими центрами и энергообъектами.

Диспетчер оптимизирует режимы работы тепловых электростанций, используя подготовленные номограммы. При расчетах токов короткого замыкания для выбора уставок устройств РЗА начали широко использовать вычислительные столы постоянного тока, а

для расчета устойчивости и потокораспределения — щиты переменного тока.

Третий этап. 50—60-е годы XX века — начало создания Единой энергетической системы Европейской части страны. Диспетчерское управление режимами работы ЕЭС Европейской части СССР осуществляется отдельным диспетчерским центром ОДУ ЕЭС. Начинается образование *трехуровневой системы диспетчерского управления*. Для управления режимами работы энергообъединения существовавшая система диспетчерского управления расширилась за счет создания новых ОДУ и выросла с добавлением третьего уровня диспетчерской иерархии.

В диспетчерских центрах начинают устанавливать мозаичные щиты производства Ленинградского завода «Электропулт». Они более удобны в эксплуатации, чем щиты с накладными планшетами. Если раньше при развитии энергообъекта приходилось переделывать целый планшет, то теперь достаточно заменить несколько типовых мозаичных модулей. Конструкция элементов мозаики позволяет диспетчеру прикреплять к ним сигнальные значки так же, как это делалось на прежних щитах.

На диспетчерских пунктах ОДУ появляются первые централизованные аналоговые системы регулирования частоты и перетоков мощности. В конце 60-х годов начинается внедрение вычислительной техники. На электронно-вычислительных машинах БЭСМ-6, «Урал», М-220 начинают производить расчеты суточных диспетчерских графиков с оптимизацией загрузки электростанций, токов короткого замыкания и многие другие расчеты.

Четвертый этап. 70—80-е годы XX века — создание Единой энергетической системы страны ЕЭС СССР. Диспетчерское управление режимами работы ЕЭС СССР осуществляется отдельным диспетчерским центром ЦДУ ЕЭС, которому административно подчинены ОДУ.

В действующей трехуровневой системе диспетчерского управления диспетчерские центры первого и второго уровней входят в одну организацию, а диспетчерские центры третьего уровня продолжают оставаться в составе региональных энергокомпаний.

ЦДУ и ОДУ осуществляют диспетчерское управление ЕЭС с диспетчерских пунктов, оснащенных самой передовой вычислитель-

ной техникой и средствами связи. Внедренная автоматизированная система диспетчерского управления АСДУ, выполненная на базе ЭВМ серии ЕС, выводит технологию управления режимами на качественно новый уровень. Информация из АСДУ отображается и на щите, и на рабочих местах диспетчеров. На щитах появляются многочисленные приборы общего пользования и информационные табло, что позволяет значительно увеличить объем информации о контролируемых диспетчером параметрах энергосистемы. Рабочие места диспетчеров оборудуют мониторами, роль которых на первых порах играют обычные телевизоры, и первыми дисплеями «Видеотон». Автоматизируется составление диспетчерской ведомости, появляется возможность архивирования параметров электрических режимов.

Пятый этап. 90-е годы XX века — преобразование ЕЭС СССР в межгосударственное энергообъединение стран СНГ и Балтии, начало функционирования ЕЭС России.

В действующей системе диспетчерского управления диспетчерский центр высшего уровня — ЦДУ становится отдельной организацией, диспетчерские центры второго уровня переходят в подчинение территориальных энергокомпаний (преобразованных территориальных эксплуатационных главков), диспетчерские центры третьего уровня продолжают оставаться в составе региональных энергокомпаний.

В этот период в основном была сформирована многоуровневая система АСДУ, позволяющая организовать обмен информацией о параметрах электрического режима энергосистем, начиная от энергообъекта и доходя до самой верхней ступени уровня диспетчерского управления. В распоряжении диспетчерского персонала и работников технологических служб появляются необходимые для планирования и ведения режима данные: прогнозы потребления, запасы и поставки топлива, прогнозы погоды, обеспеченность гидроэнергоресурсами, балансы энергосистем и многое другое. Исчезает профессия сборщика информации, уходят в прошлое самописцы, все данные поступают, обрабатываются и архивируются автоматически, создается автоматизированная система подачи и обработки заявок. В диспетчерских центрах используются сначала квазиэлектронные, а затем и полностью цифровые коммутаторы.

В ОДУ и ЦДУ устанавливаются агрегаты бесперебойного питания, обеспечивающие функционирование диспетчерского центра при неисправности в системе энергопитания здания. Начинается замена аналоговых систем централизованного регулирования частоты и перетоков мощности, противоаварийной автоматики ОЭС цифровыми. Становятся цифровыми устройства записи переговоров диспетчерского персонала.

Шестой этап. Современный этап, начало XXI века, глубокое реформирование электроэнергетики. Выделение диспетчерских центров из региональных энергокомпаний и создание единой организации — Системный оператор России (СО ЕЭС), в которую вошли диспетчерские центры всех трех уровней диспетчерского управления.

Создается типовая многоуровневая система АСДУ, обеспечивающая обмен информацией между всеми уровнями диспетчерского управления с использованием широкополосных и высокоскоростных каналов связи. Мозаичные диспетчерские щиты сменяют проекционные экраны, обладающие большими функциональными возможностями. Для диспетчерской связи используются только цифровые каналы с высоким уровнем качества и надежности.

В дальнейшем последовательно рассматриваются эти этапы развития.

Первые районные электростанции и шаги к созданию энергосистем

Создание в середине 80-х годов трансформаторов, позволяющих без больших потерь преобразовывать напряжение переменного тока, позволили осуществлять экономически выгодную передачу на повышенном напряжении электроэнергии, вырабатываемую центральными электростанциями однофазного переменного тока, на относительно большие расстояния. Однако в этих случаях, единственными потребителями из-за невозможности практического применения двигателей однофазного переменного тока, была исключительно осветительная нагрузка.

Подлинный переворот в организации производства электроэнергии произошел с внедрением многофазного, и в первую оче-

редь, трехфазного электрического тока. В 1889 г. наш соотечественник, ведущий инженер немецкой компании AEG Михаил Осипович Доливо-Добровольский создает асинхронный трехфазный электродвигатель и трехфазный трансформатор. А в 1891 г. на международной выставке в немецком городе Франкфурт была продемонстрирована первая в мире передача электрической энергии на расстояние 170 км трехфазным переменным током напряжением 15 кВ и мощностью до 200 кВт. Техническое руководство созданием оборудования для передачи электрической энергии на большое расстояние и проведением испытаний осуществляли М.О. Доливо-Добровольский и швейцарский инженер Чарльз Браун. Появилась возможность строить электростанции большой мощности, расположенные в удобных местах вблизи источников дешевых первичных энергоресурсов, передавать электрическую энергию на повышенном напряжении в центры электрических нагрузок, причем потребителями электрической энергии были как осветительная, так и двигательная нагрузки. Такие электростанции получили название *«районных»*.

С этого момента, т.е. с начала 90-х годов XIX века, основным типом центральной электростанции постепенно становится электростанция трехфазного переменного тока, а существовавшие электростанции постоянного тока и однофазного переменного тока выводятся из работы. В нашей стране первыми электростанциями трехфазного тока были промышленные электростанции. В 1893 г. для энергоснабжения элеватора в Новороссийске была построена тепловая электростанция, а в 1896 г. гидроэлектростанция на Охтинском пороховом заводе в Санкт-Петербурге.

Первая в России центральная электростанция трехфазного переменного тока — «Раушская», была построена в 1897 г., тоже практически в центре города, на берегу Москва-реки, которая использовалась как источник водоснабжения и путь для подвоза топлива (рис. 1). На «Раушской» электростанции были установлены паровые машины тройного расширения мощностью по 1000 л.с., приводящие в движение генераторы трехфазного тока напряжением 2000 В. Это дало возможность закрыть «Георгиевскую» электростанцию и значительно расширить число клиентов потребителей электрической энергии. Первой в мире районной электростанцией считается гидроэлектростанция, построенная в 1896 г. в США на

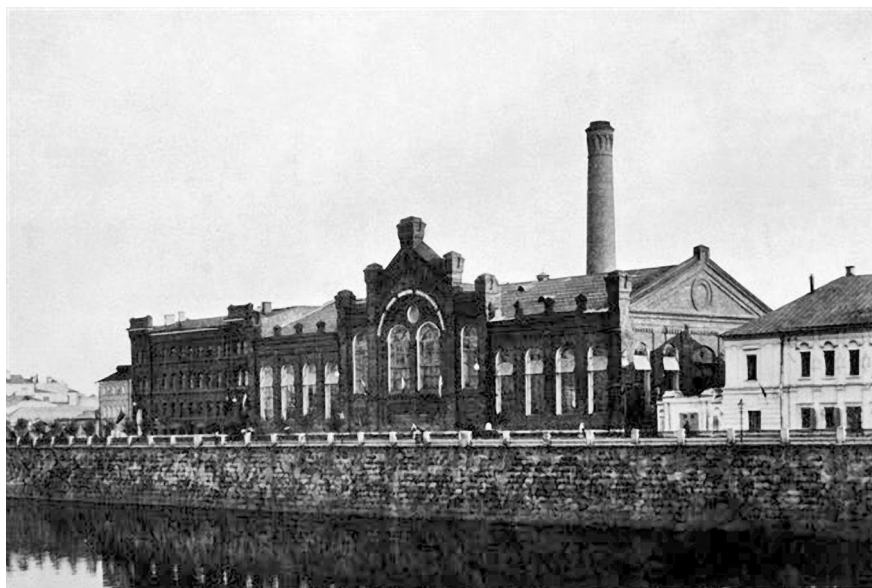


Рис. 1. Здание «Раушской» электростанции, 1900 г.

Ниагарских водопадах. Мощность первой очереди станции с генераторами двухфазного переменного тока частотой 25 Гц составляла 15000 л.с. Вырабатываемая электроэнергия передавалась по воздушным линиям электропередачи напряжением 11 кВ на расстояние 37 км для энергоснабжения промышленных предприятий города Буффало.

Первой в России районной электростанцией, правда небольшой мощности, была введенная в 1904 г. гидроэлектростанция на реке Подкумок. Электроэнергия от двух гидрогенераторов мощностью по 400 кВт передавалась по воздушным линиям электропередачи напряжением 8 кВ к четырем городам-курортам — Пятигорску, Ессентукам, Кисловодску и Железноводску — для освещения городов, устройства пассажирского трамвая в Пятигорске и грузового трамвая в Кисловодске, а также для установки электромоторов на всех насосах, подающих воду в ванны здания.

В 1914 г. в России в Подмоскowie была сооружена первая крупная районная электростанция «Электропередача». На электростан-

ции было установлено 11 котлов и 3 турбоагрегата суммарной мощностью 15 МВт, а в качестве топлива использовался добываемый вблизи станции торф. Электроэнергия передавалась в Московский энергорайон по высоковольтной линии электропередачи напряжением 70 кВ и длиной 70 км. Увеличение количества потребителей электрической энергии требовало расширения и увеличения мощности существующих и строительства новых электростанций. Потребовалось решение проблемы организации совместной работы электростанций на общую электрическую сеть, которая стала особенно актуальной после строительства районных электростанций.

В 1905 г. в США уже работали три крупные для того времени энергосистемы, одна из которых, Южно-Калифорнийская объединяла четыре гидравлические и четыре тепловые электростанции с общей установленной мощностью 12 МВт, работающие совместно на электрическую сеть напряжением 2—30 кВ.

В нашей стране синхронную работу двух электростанций (ГЭС Белый Уголь в Ессентуках и дизельной электростанции в Пятигорске пришлось организовывать в 1913 г. Сезонные ограничения гидроэнергоресурсов существовавшей на реке Подкумок ГЭС стали препятствием в обеспечении электроэнергией растущих городов-курортов, тогда было принято решение о строительстве в Пятигорске тепловой дизельной электростанции, связанной с ГЭС линией напряжением 8 кВ и длиной 18 км (рис. 2).



Рис. 2. Первый опыт создания энергосистем в России

Так 26 марта 1913 г. были проведены успешные испытания параллельной или точнее синхронной работы генераторов обеих электростанций, после чего тепловая электростанция взяла на себя ту часть нагрузки потребления района, которую не могла покрыть ГЭС.

13 августа 1915 г. началась параллельная работа двух электростанций: «Электропередача» и «Раушская». Дежурный инженер электростанции «Электропередача» поддерживал максимальную нагрузку на своем оборудовании. Дежурный инженер «Раушской» электростанции задавал режим работы котлов и турбоагрегатов в соответствии с планируемым потреблением. Топливом для последней являлся привозной бакинский мазут. В первый же год выявились преимущества совместной работы — экономия топлива составила более 2000 вагонов нефти за год (рис. 3).

Объединение электростанций на параллельную работу были первыми шагами в создании энергосистем. Однако примеров объединения электростанций на параллельную работу с получением при этом значительных экономических преимуществ было тогда в нашей стране крайне мало. Это было связано не столько с необходимостью решения ряда технических проблем (реальную возможность преодоления которых показала практика совместной работы в Москве, Баку и Пятигорске), сколько с проблемой преодоления частнокапиталистических интересов владельцев энергокомпаний и местных органов власти. Каждая из конкурирующих между собой

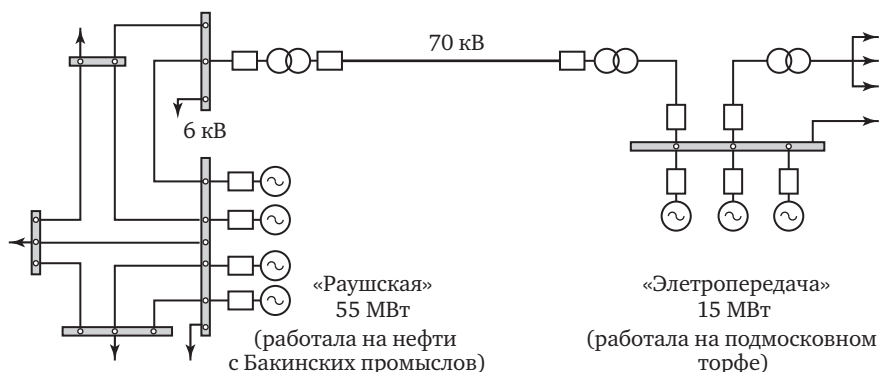


Рис. 3. Схема параллельной работы первых районных электростанций (Московская энергосистема в 1915—1920 гг.)

энергокомпаний строила в одном городе свою электростанцию со своей распределительной сетью, да еще старалась обеспечить техническую невозможность переключения потребителя к другому поставщику электрической энергии.

Такое положение можно было наблюдать, например, в Санкт-Петербурге, где в течение 1897—1898 гг. были введены сразу три крупные центральные электростанции, принадлежавшие разным собственникам и которые не могли совместно работать, так как одна вырабатывала трехфазный ток частотой 50 Гц и напряжением 2000 В, другая однофазный ток частотой 50 Гц и напряжением 3300 В, а третья однофазный ток частотой 42,5 Гц и напряжением 2200 В. К 1917 г. суммарная мощность более 5000 имеющихся в России электростанций составила около 1500 МВт. Относительно крупных электростанций было немного, и все они располагались в крупных городах России. Большинство электростанций были фабрично-заводскими, мощностью от десятков, до сотен, редко тысяч киловатт. Все электростанции, за редким исключением работали раздельно, каждая на своих потребителей. При этом оперативный персонал электростанции являлся ответственным за энергоснабжение потребителей, подключенных к электрической сети данной электростанции.

План ГОЭРЛО — первый шаг в направлении создания Единой энергетической системы страны

Перед 1917 г. ведущие специалисты электротехники нашей страны утвердились в понимании необходимости строительства крупных районных электростанций, связанных между собой для совместной работы общей сетью, а также поняли «...полную необходимость переустройства всего русского народного хозяйства на новых рациональных началах, и ... единственное рациональное решение вопроса заключается в выработке единообразного плана электрификации России с монополизацией производства электроэнергии в руках государства при широком участии губернских и уездных земств, городских самоуправлений и т.д.»

В октябре 1917 г. к власти приходит партия большевиков. Это были тяжелые годы продолжающейся мировой войны, массового

недовольства народа, нарастающего кризиса в снабжении населения продовольствием, а также кризиса железнодорожных перевозок. И в этих тяжелейших условиях существования страны взят курс на разработку плана электрификации России. В течение 1920 г. был разработан план электрификации России, предусматривавший реконструкцию существующих и строительство 30 новых районных электрических станций общей мощностью 1750 МВт. Можно выделить в плане ГОЭРЛО несколько направлений развития электроэнергетики страны, о необходимости внедрения которых ведущие инженеры-электротехники высказывались еще до 1917 г.:

- преимущественное строительство крупных районных электростанций на базе местных видов топлива (уголь, торф, гидроресурсы),
- совместная работа новых и существующих электростанций на общую электрическую сеть.

Этот курс развития энергетики, заложенный еще в 1920 г., стал магистральным на пути к созданию Единой энергетической системы страны.

Сама логика строительства по плану ГОЭЛРО крупных районных электростанций, работающих с остальными электростанциями на общую электрическую сеть, предопределяла неизбежное образование районных энергетических систем, как совокупности параллельно работающих электростанций, объединенных линиями электропередачи высокого напряжения и связанных общностью электрического режима.

С появлением первых энергосистем возникла потребность в оперативно-диспетчерском управлении, дающим возможность одновременной согласованной совместной работы всех генерирующих источников, сетевых объектов, потребителей и получения преимуществ от их совместной параллельной работы.

После того, как в течение 1920 г. к работавшим на общую электрическую сеть «Раушской» электростанции (получившей название ГЭС-1, т.е. «Государственная электрическая станция №1») и электростанции «Электропередача» (получившей название ГРЭС-3), подключились бывшие фабричные электростанции текстильных фабрик — Глуховская, Павлово-Посадская и Ореховская, а также временная Шатурская электростанция (рис. 4), руководством Мо-

сковской энергосистемы 17 декабря 1921 г. было принято и введено «Положение о мерах для координирования параллельной работы электрических станций, входящих в состав Московского районного объединения».

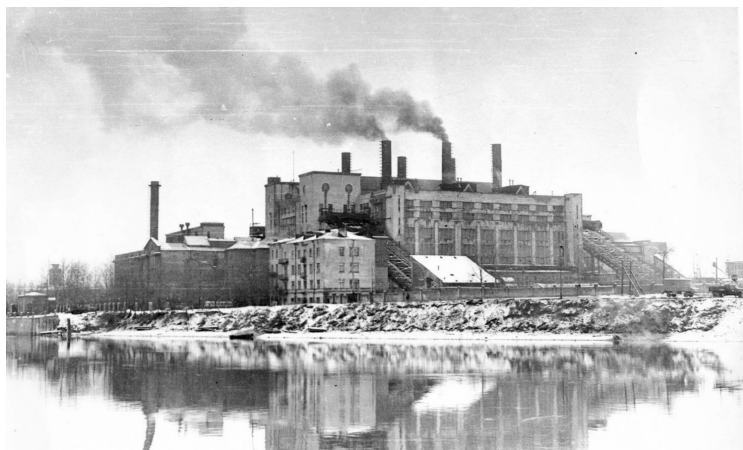
Этот документ стал отправной точкой в создании системы оперативно-диспетчерского управления, как технологической структуры электроэнергетики, в нашей стране.

В соответствии с принятым Положением оперативные функции по координации совместной параллельной работы электростанций Московской энергосистемы были возложены на «дежурного по Объединению инженера», которым стал дежурный инженер ГЭС-1. В обязанности дежурного по Объединению входило осуществление контроля за выполнением каждой электростанцией заданной нагрузки. Дежурный инженер обязан был также перераспределять нагрузку между электростанциями в случаях возникновения необходимости, а также руководить ликвидацией аварийных ситуаций.

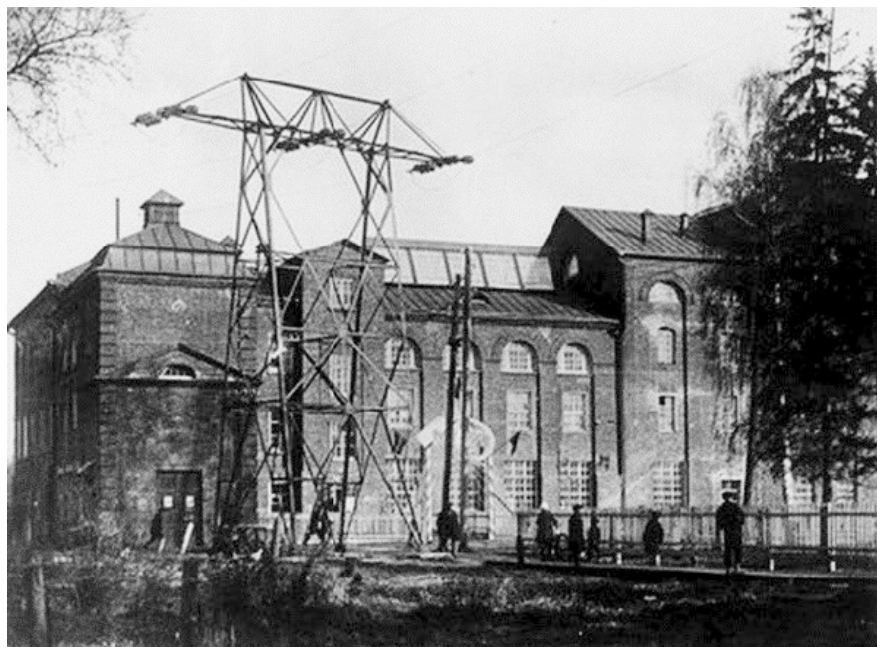
Второй крупной энергосистемой в стране стала Ленинградская, где в 1925 г. после реконструкции генераторов ГЭС-2 и строительства кабельной линии 35 кВ, соединившей ГЭС-1 и ГЭС-2, появилась возможность их параллельной работы.

Ответственным за координацию параллельной работы этих двух станций, по аналогии с Московской энергосистемой, назначили дежурного инженера Ленинградской электростанции ГЭС-1, как наиболее мощной электростанции в образующейся Ленинградской энергосистеме.

Между тем режимы работы Московской энергосистемы усложнились. В 1922 г. была введена первая очередь Каширской ГРЭС, электроэнергия от которой стала поступать в Москву по первой в стране линии электропередачи 110 кВ, в 1925 г. вошла в строй Шатурская электростанция, мощностью 40 МВт, соединенная линией электропередачи 110 кВ с ГЭС-1. Стало ясно, что совмещать две должности дежурному инженеру ГЭС-1 не по силам, и в 1926 г. была создана диспетчерская служба Московской энергосистемы, задачей которой являлось управление режимами энергосистемы при обеспечении экономичной работы электростанций и надежном снабжении потребителей электрической энергией установленных параметров.

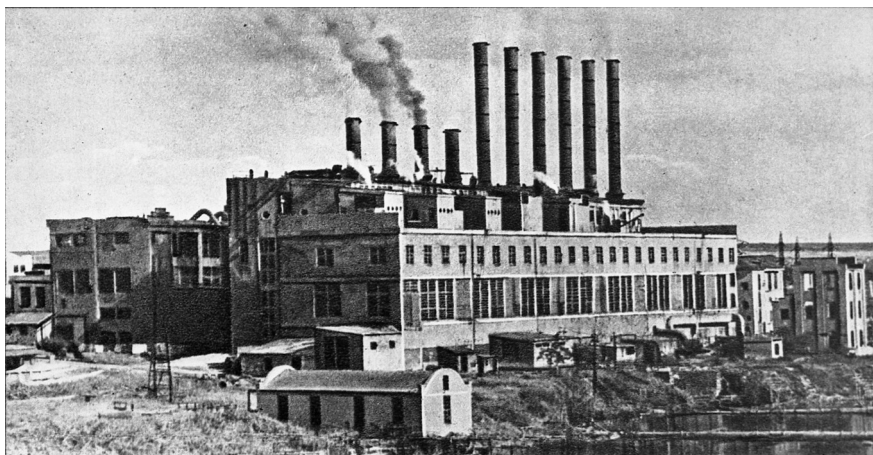


а)

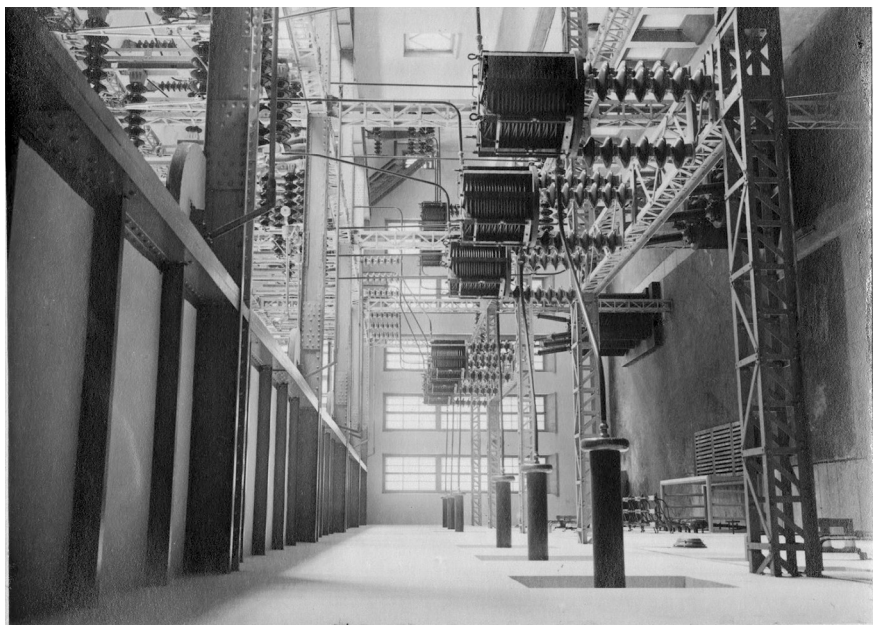


б)

Рис. 4 (начало). Первые советские электростанции 20—30-х годов XX века:
 а — ГРЭС «Электропередача» в 30-е годы; б — Каширская ГРЭС. Общий вид
 в 1922 г.

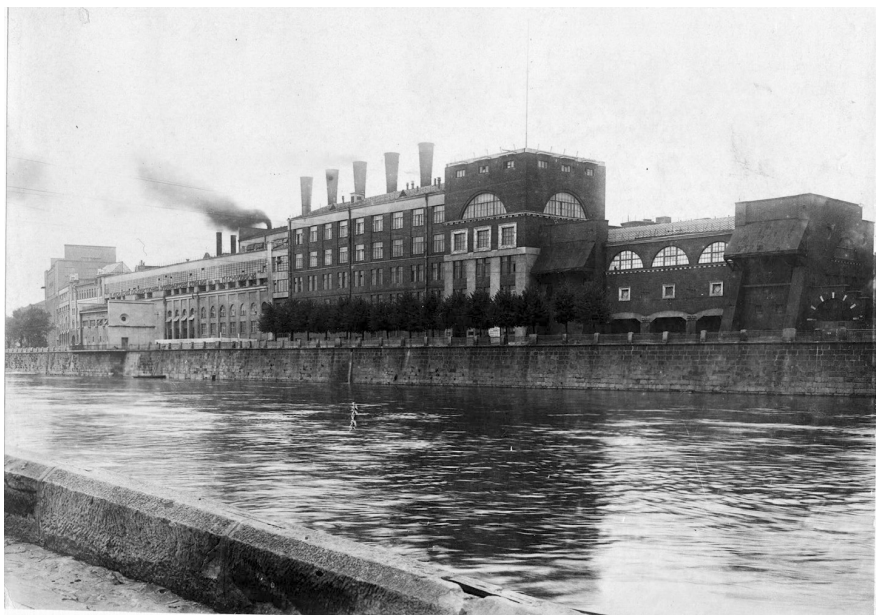


в)



г)

Рис. 4 (продолжение). Первые советские электростанции 20—30-х годов XX века:
в — Шатурская ГРЭС; г — Шатурская ГРЭС в 30-е годы. ЗРУ 110 кВ



д)

Рис. 4 (окончание). Первые советские электростанции 20—30-х годов XX века:
 д — «Раушская» электростанция и здание Управления Мосэнерго. Диспетчерский
 щит расположен на верхнем этаже

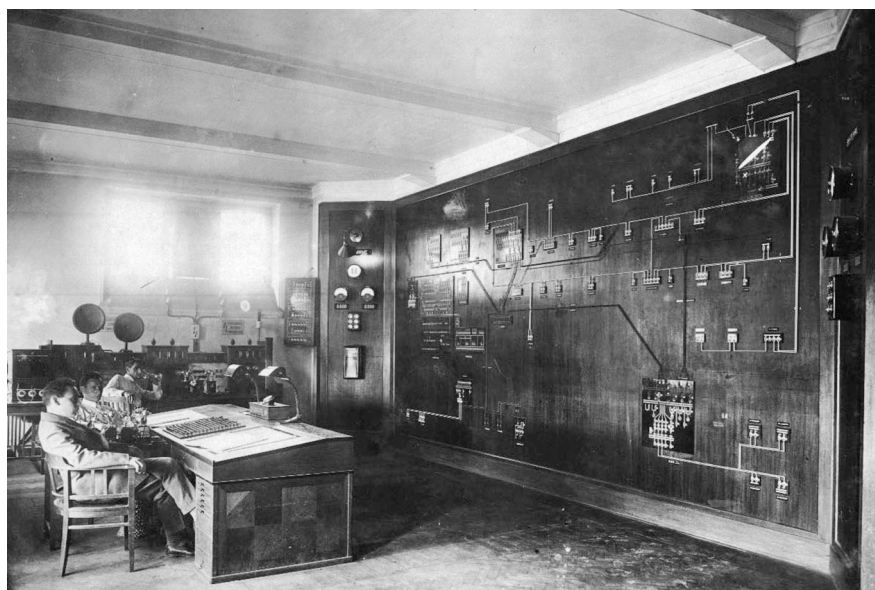
Таким образом, впервые в нашей стране был образован центр диспетчерского управления энергосистемой, основой которого являлась диспетчерская служба с соответствующими подразделениями, обеспечивающими функционирование этого диспетчерского центра.

Первыми руководителями диспетчерской службы Московской энергосистемы были главный диспетчер Б.А. Телешев и его заместитель П.Г. Грудинский. В конце 1926 г., в преддверии пуска Волховской гидроэлектростанции, электроэнергия от которой должна была поступать в городское кабельное кольцо 35 кВ по двум линиям 110 кВ, решением руководства Ленинградской энергосистемы создается диспетчерская служба, вторая в нашей стране. В 1930 г. была создана диспетчерская служба в Донбасской энергосистеме. В 1932 г. вошел в строй Центральный диспетчерский пункт Ураль-

ской энергосистемы, которая включала в себя электрические станции и сети, расположенные на территории современных Свердловской, Челябинской и Пермской областей (рис. 5) .

Объединение электростанций на параллельную работу привело к созданию энергосистем с системой диспетчерского управления, обладающих целым рядом бесспорных преимуществ, как с точки зрения экономики, так и с точки зрения надежного энергоснабжения потребителей, по сравнению с предшествующим периодом, когда каждая электростанция работала автономно на своего потребителя.

Оперативно-диспетчерское управление в пределах своей энергосистемы обеспечивало наиболее экономичное распределение нагрузки между работающими агрегатами электростанций, контролировало состояние оборудования станций и электрических сетей. Эксплуатационный персонал электростанций беспрекословно выполнял команды и распоряжения диспетчера энергосистемы.

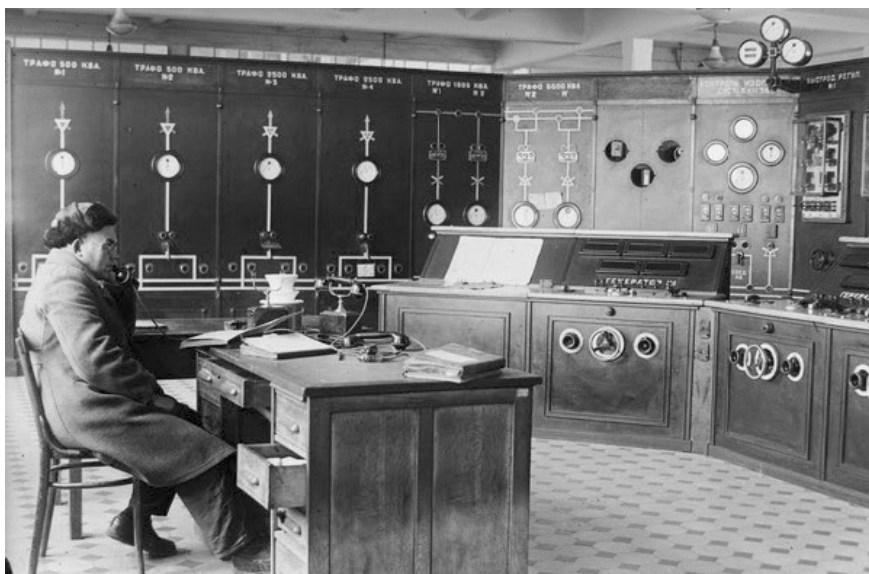


а)

Рис. 5 (начало). Общий вид диспетчерских щитов 30—40-х годов XX века:
а — диспетчерский щит Мосэнерго в 30-е годы



б)



в)

Рис. 5 (окончание). Общий вид диспетчерских щитов 30—40-х годов XX века:
б — диспетчерский щит ОДУ Урала, 1944 г.; в — щит Шахтинской ГРЭС, 1933 г.

В 1932 г. в стране действовало 9, а к 1935 г. уже 18 диспетчерских пунктов энергосистем.

От отдельных энергосистем, к объединенным энергосистемам

Развитие энергосистем привело к сооружению первых межсистемных линий электропередачи, соединяющих электрические сети соседних энергосистем.

Первая параллельная работа в нашей стране была организована в 1933 г. между Ивановской и Горьковской энергосистемами по линии 110 кВ, при этом протяженность между Ивановской и Горьковской ГРЭС (основными крупными электростанциями энергосистем) составляла более 300 км. В конце 30-х годов соединились электрические сети 110 кВ Донбасской и Ростовской энергосистем.

Организация параллельной работы двух энергосистем первоначально не вызывало особенных трудностей, так как каждая из энергосистем поддерживала свой плановый баланс мощности. В случае нарушения баланса в одной из энергосистем направление появляющегося внепланового перетока мощности и знак отклонения частоты электрического тока однозначно указывали, в какой из этих двух энергосистем диспетчеры должны принять соответствующие меры по восстановлению своего баланса.

Однако было ясно, что при параллельной работе трех и более энергосистем требуется специальный орган оперативно-диспетчерского управления, контролирующий выполнение каждой энергосистемой заданных режимов работы, обеспечивающий надежную работу образовавшегося объединения энергосистем и обладающий необходимыми полномочиями по управлению режимами энергосистем — диспетчерский центр объединенных энергосистем.

Первым объединением трех энергосистем в нашей стране была Объединенная энергосистема — ОЭС Юга, образовавшаяся в 1940 г. после ввода линии электропередачи 220 кВ Днепр—Донбасс. Для диспетчерского управления Объединенной энергосистемы, включавшей в себя Днепровскую, Донбасскую и Ростовскую энергосистемы, был создан диспетчерский центр ОЭС Юга, непосредственно подчинявшийся территориальному Главному эксплуатационному

Управлению Наркомата электростанций СССР — «Главюжэнерго», которому, кстати, подчинялись и все три параллельно работавшие энергосистемы.

В 1941 г. с вводом в работу транзита 110 кВ между Ярославлем и Иваново три энергосистемы Верхней Волги — Горьковская, Ивановская и Ярославская стали работать параллельно между собой, образовав еще одну Объединенную энергосистему — ОЭС Верхне-Волжских энергосистем (ВВЭС).

Для диспетчерского управления ОЭС ВВЭС был создан диспетчерский центр, также непосредственно подчинявшийся «Главцентрэнерго» Наркомата электростанций СССР.

В 1942 г. Уральская энергосистема, ставшая крупнейшей энергосистемой страны, была разделена на три энергосистемы: Свердловэнерго, Молотовэнерго и Челябинэнерго, преобразовавшись в Объединенную энергосистему — ОЭС Урала, для осуществления оперативно-диспетчерского управления которой был создан диспетчерский центр «Объединенное диспетчерское управление Урала (ОДУ Урала)». Как и все диспетчерские центры ОЭС, ОДУ Урала входило в состав своего территориального главка — «Главуралэнерго» Наркомата электростанций СССР.

Во время войны, когда южные области Украины и Северного Кавказа были временно захвачены вражескими войсками, а оборудование многих электростанций и электрических сетей было эвакуировано или уничтожено, деятельность диспетчерского центра ОЭС Юга была прекращена, но возобновилась сразу же после освобождения территорий от врага и начала восстановления разрушенного энергохозяйства в 1944 г. под названием Объединенная диспетчерская служба энергосистем Юга (ОДС Юга).

В 1946 г. линии 110 кВ связали Московскую энергосистему с Ярославской и Горьковской энергосистемами. Вновь образованное энергообъединение Московской, Горьковской, Ивановской и Ярославской энергосистем получило название ОЭС энергосистем Центра, оперативно-диспетчерское управление которым стало осуществлять ОДУ Центра, расположенное в Москве (ОДС ВВЭС, которое располагалось в г. Балахна Горьковской области было расформировано). ОДУ Центра также подчинялось «Главцентрэнерго» теперь уже Министерства электростанций.

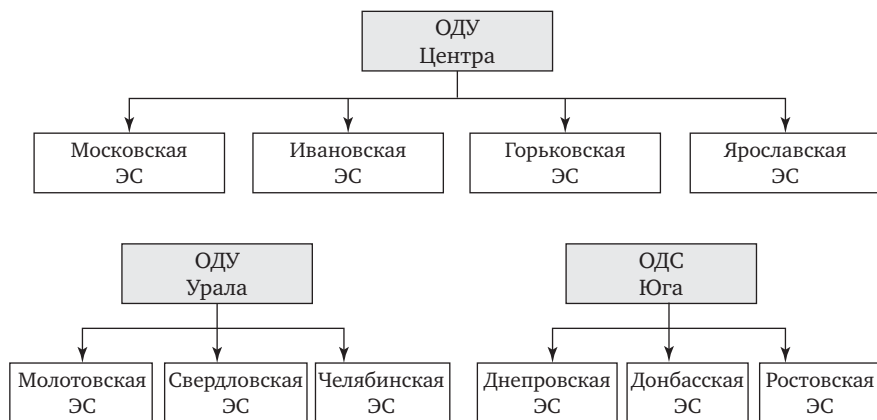


Рис. 6. Двухуровневая система диспетчерского управления 40—50-е годы XX века

Таким образом, в 40-х годах для диспетчерского управления параллельно работающими энергосистемами Центра, Юга и Урала были созданы специальные диспетчерские центры — ОДУ (ОДС), подчиненные территориальным эксплуатационным главкам Наркомата, затем Министерства электростанций. Различные наименования диспетчерских центров ОЭС (ОДС, ОДУ) существовали одновременно вплоть до 60-х годов, когда перешли на единое наименование ОДУ.

Система диспетчерского управления энергетическими системами СССР стала двухуровневой (рис. 6).

От объединенных энергосистем к Единой энергосистеме Европейской части СССР

В начале 50-х годов в стране действовали три диспетчерских центра, осуществлявших оперативно-диспетчерское управление десяти энергосистемами ОЭС Центра, Урала и Юга.

Первые годы после войны были годами не только восстановления разрушенного войной энергохозяйства, но и строительства новых электростанций и линий электропередачи. Однако высшим номинальным напряжением линий электропередачи было напряжение 220 кВ, максимальная мощность турбоагрегата по-

прежнему составляла 100 МВт, а самая крупная тепловая электростанция имела мощность 400 МВт. В то же время рост потребности народного хозяйства в электрической энергии требовал резкого увеличения ввода новых мощностей на районных электростанциях. Назрел вопрос о переходе к сооружению мощных районных тепловых электростанций с крупными турбоагрегатами, что позволяло ускорить и удешевить развитие энергетики. Однако сооружение крупных электростанций могло быть рациональным лишь при условии создания мощных объединенных энергосистем и строительства электрических сетей высокого напряжения большой пропускной способности. Поэтому в 1950 г. правительством принимается решение о строительстве двух крупнейших по тем временам гидроэлектростанций на реке Волга — Куйбышевской и Сталинградской. Электроэнергия, вырабатываемая этими электростанциями, должна была передаваться в Московский промышленный район по двухцепным линиям электропередачи напряжением 400 кВ Куйбышев — Москва и Сталинград — Москва длиной порядка 1000 км.

В 1956 г. с пуском первой цепи электропередачи 400 кВ Куйбышев—Москва, руководство страны ставит перед электроэнергетиками новую стратегическую задачу объединения Центральной, Уральской и Южной объединенных энергосистем и создания тем самым Единой энергетической системы европейской части Советского Союза — ЕЭС европейской части СССР.

Создание Единой энергетической системы, т.е. объединения отдельных региональных энергосистем в Единую энергосистему с централизованным диспетчерским управлением давало следующие преимущества.

1. Снижение объема необходимой располагаемой мощности электростанций для обеспечения надежного энергоснабжения потребителей.

Отдельная энергосистема для покрытия своего потребления обязана располагать такой генерирующей мощностью, которая обеспечивает покрытие максимального потребления энергосистемы, поддержание необходимого объема резерва мощности и возможность проведения плановых и внеплановых ремонтов оборудования электростанций.

При объединении энергосистем на параллельную работу и создании мощных территориальных энергообъединений появляется возможность снизить объем необходимой располагаемой генерирующей мощности за счет:

- *использования эффекта совмещения максимумов потребления.* Максимум потребления энергообъединения всегда меньше суммы максимумов потребления входящих в него энергосистем на мощность, соответствующую так называемому **эффекту совмещения максимумов потребления**, возникающему из-за несовпадения по времени максимумов потребления в отдельных энергосистемах, в основном из-за расположения их в различных часовых поясах. Таким образом, снижается потребность в генерирующей мощности для покрытия максимума потребления энергообъединения на мощность, равную эффекту совмещения максимумов потребления. Особенно эффект совмещения максимумов потребления проявляется там, где наиболее заселенные и промышленно развитые регионы Центра, Волги, Урала и Сибири расположены в широтном направлении.

Рассматривая графики потребления ОЭС 20 декабря 2012 г. видно, что вечерний максимум потребления рабочего дня ОЭС Сибири наступал в 15 ч, в ОЭС Урала — в 17 ч, в ОЭС Средней Волги — в 18 ч, а в ОЭС Центра — в 19 ч (табл. 1).

Таблица 1. График потребления электроэнергии, ГВт, для разных ОЭС

ОЭС	$P_{\text{потр}}$ на 20.12.2012					
	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	$P_{\text{потр max}} - P_{\text{потр 18:00}}$
Сибири	31,7	31,16	31,2	30,7	29,9	-1,0
Урала	35,4	36,0	36,5	36,2	35,8	-0,3
Средней Волги	17,2	17,0	17,5	17,6	17,5	0
Центра	36,8	36,5	36,6	38,0	38,1	-0,1
Итого	121,1	120,66	121,8	122,5	121,3	-1,4

Если же анализировать графики потребления энергосистем, то в 1990 г. эффект совмещения максимумов потребления энергосистем оценивался величиной порядка 11 млн кВт;

- *снижения суммарного резерва активной мощности, требуемого для обеспечения надежного энергоснабжения при аварийных остановах крупных энергоблоков и компенсации ошибки прогноза потребления.*

При объединении энергосистем на параллельную работу становится маловероятными как аварийные остановки генерирующего оборудования сразу во всех энергосистемах, так и одинаковые знаки ошибок в прогнозах потребления. С учетом этих факторов появляется возможность уменьшить суммарный резерв генерирующей мощности энергосистем;

- *координации сроков проведения плановых ремонтов оборудования электростанций в отдельных энергосистемах, что позволяет снизить суммарную мощность оборудования электростанций, выводимых в плановые ремонты.*

2. Более оптимальное использование первичных энергоресурсов, используемых для выработки электроэнергии, что снижает стоимость вырабатываемого 1 кВт·ч.

При работе электростанции в составе изолированной энергосистемы возможности наиболее выгодного использования первичных энергоресурсов и оборудования тепловых электростанций зачастую ограничены. Например, при невозможности энергосистемы полностью использовать гидроэнергоресурсы в период паводка, приходится осуществлять холостые сбросы воды на ГЭС. В другом примере, тепловая электростанция, использующая дешевые виды местного органического топлива, вынуждена работать с глубокой разгрузкой оборудования (следовательно и в менее экономичном режиме) в часы минимального потребления энергосистемы.

Поскольку при работе гидроэлектростанций в составе мощного энергообъединения появляется возможность полного использования гидроэнергоресурсов, то можно утверждать, что работа в составе ЕЭС является необходимым условием для выполнения задачи комплексного использования гидроэнергетических каскадов Волжско-Камского и Ангаро-Енисейского с учетом требований энергетиков и других водопользователей. То же самое можно сказать и применительно к атомным электростанциям, основным режимом работы которых в составе ЕЭС является базисный, т. е. работа с постоянной в течение суток нагрузкой.

Что касается режимов работы тепловых электростанций, использующих наиболее дешевые виды топлива и имеющих наименьшие затраты на выработку электроэнергии, то при работе в составе мощного энергообъединения появляются возможности более длительной их работы в наиболее выгодном режиме за счет разгрузки менее экономичных тепловых электростанций (конечно с учетом ограничений, накладываемых пропускной способностью электрических сетей и требований по обеспечению надежности).

3. Возможность увеличения единичной мощности энергоблока, что сокращает затраты и время на сооружение электростанций.

Есть и другие преимущества, связанные с повышением уровня надежности, качеством частоты и т.п., но основными, все же, являются вышеназванные.

Днем рождения Единой энергосистемы страны по праву считается 30 апреля 1956 г., когда было произведено включение под нагрузку первой (южной) цепи 400 кВ электропередачи Куйбышев—Москва.

В 1959 г. была введена первая цепь электропередачи Сталинградская ГЭС—Москва, а в течение 1958—1959 г. была введена в работу электропередача 400 кВ, соединившая Куйбышевскую ГЭС с энергосистемами ОЭС Урала (рис. 7). Тем самым в 1959 г. был осуществлен переход на параллельную работу ОЭС Центра, ОЭС Урала и формирующейся ОЭС Средней Волги.

Объединение энергосистем европейской части Советского Союза обусловило необходимость дальнейшего развития иерархической централизованной системы оперативно-диспетчерского управления. К существовавшей двухуровневой структуре оперативно — диспетчерского управления ОДУ — диспетчер энергосистемы, добавляется орган вышестоящего уровня диспетчерского управления (рис. 8). Система диспетчерского управления становится трехуровневой. Совет министров СССР своим Постановлением №978 от 16 августа 1957 г. поручил Министерству электростанций в месячный срок утвердить положение об Объединенном диспетчерском управлении единой энергетической системой Европейской части СССР — ОДУ ЕЭС.

Исходя из имеющихся технических и кадровых возможностей, было принято решение преобразовать ОДУ Центра в ОДУ ЕЭС,



Рис. 7. Плотина Куйбышевской ГЭС

подчинив ему оперативно ОДУ присоединяемых объединенных энергосистем и поручив ему организовать работы по подготовке к созданию ЕЭС европейской части СССР и оказанию помощи в организации новых территориальных энергообъединений (рис. 9). Начало 60-х можно смело назвать периодом бурного формирования объединенных энергосистем. Именно в этот период были созданы ОЭС Закавказья, Северного Кавказа, Сибири, Средней Азии и Северо-Запада.

В 1966 г. было замкнуто кольцо 500 кВ вокруг Москвы и создана прочная основа для формирующейся Единой энергетической системы европейской части страны.

В 1966 г. начинается параллельная работа ОЭС Северо-Запада и ОЭС Центра по транзитным ВЛ напряжением 330 кВ Чудово—Бологое—Калинин, в 1969 г. ОЭС Юга и ОЭС Северного Кавказа соединяются на постоянную параллельную работу с остальной частью ЕЭС по распределительным сетям 110—220—330 кВ ОЭС Юга и Центра. До этого их совместная (не параллельная) работа осуществлялась только по передаче постоянного тока. В январе 1970 г. на параллельную работу с ЕЭС по линии 220 кВ Дагомыс—Бзыби присоединилась ОЭС Закавказья.

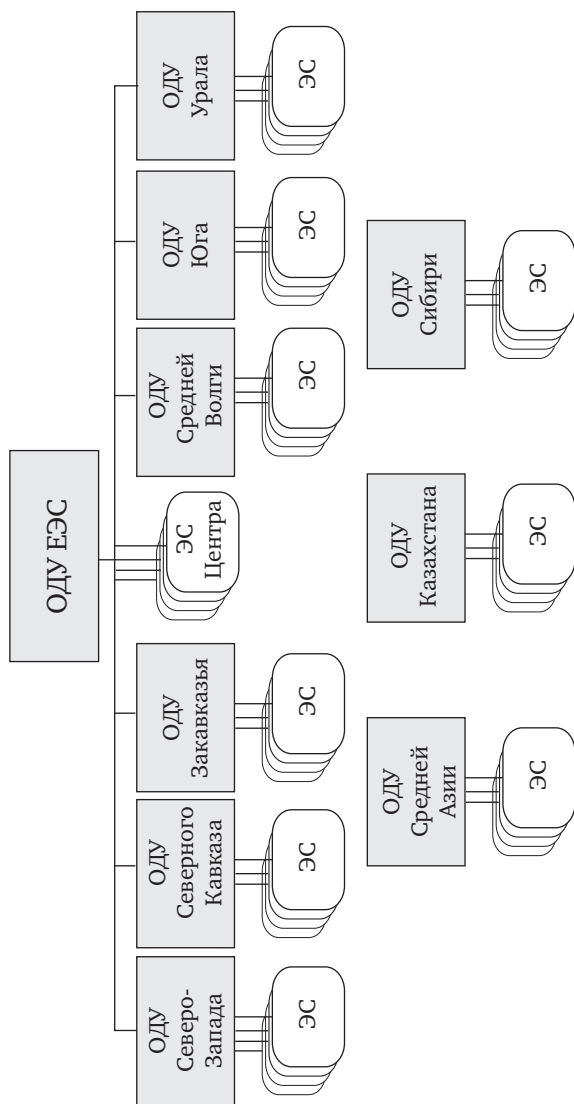


Рис. 8. Трехуровневая система диспетчерского управления ЕЭС Европейской части СССР, 60-е годы XX века



Рис. 9. Диспетчерский щит ОДУ ЕЭС, 60-е годы XX века

Таким образом в 60-х годах была сформирована Единая энергетическая система европейской части СССР, состоящая из работающих параллельно по электрической сети 220—330—500 кВ ОЭС Центра, Юга, Урала, Средней Волги, Северо-Запада, Северного Кавказа и Закавказья.

Создание Единой Энергетической системы СССР

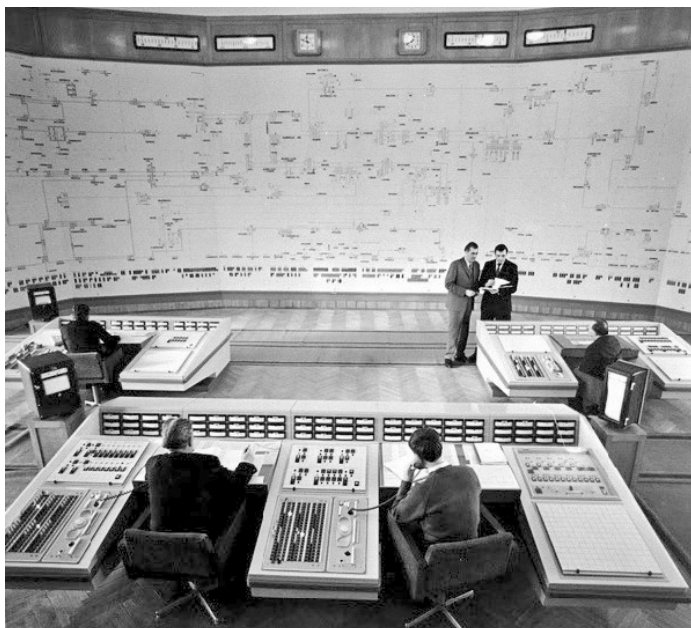
В начале 60-х годов перед энергетиками страны была поставлена задача создать мощное, невиданное еще в мире энергообъединение гигантской протяженности от Берлина до Улан-Батора. В эти годы ведущие энергетики Европы и Америки, обсуждая проблемы больших энергосистем, напуганные знаменитой аварией 1965 г., произошедшей в США, высказывали большие сомнения в возможности обеспечения их надежного функционирования, утверждая при этом,

что создание крупных энергосистем увеличивает риск возникновения каскадных аварий. Тогда, в 1965 г., неправильная работа одного устройства релейной защиты, установленного на отходящей от крупной ГЭС линии 230 кВ, вызвало каскадное развитие аварии с погашением большого региона. Следует отметить, что именно после этой аварии в энергосистемах США организуются диспетчерские центры, координирующие совместную параллельную работу нескольких смежных энергосистем, являющиеся аналогами наших ОДУ. Наши советские специалисты, за спиной которых был опыт успешного функционирования ЕЭС европейской части, стояли на иной точке зрения, считая, что четко работающая система централизованного диспетчерского управления в совокупности с новейшими средствами противоаварийной автоматики успешно локализует аварийные ситуации и не дает им приобрести глобальный характер. В то же время все понимали, что для обеспечения надежного функционирования крупнейшего в мире энергообъединения требуется внедрение ряда организационных и технических мер.

Организационно, на базе ОДУ ЕЭС было создано центральное диспетчерское управление (ЦДУ ЕЭС), непосредственно подчинявшееся руководству Министерства энергетики. Все ОДУ были подчинены ЦДУ ЕЭС, что позволяло проводить техническое перевооружение диспетчерских центров страны исходя из единой технической и кадровой политики. Большие усилия были направлены на создание автоматизированной системы диспетчерского управления АСДУ, охватывающей все уровни диспетчерской иерархии и непосредственно энергообъекты (рис. 10).

В 70-х годах шло интенсивное формирование Единой энергетической системы, были введены в строй новые межсистемные линии электропередачи 330—500—750 кВ, усиливающие существующие связи и расширяющие возможности обмена мощностями между ОЭС, что было чрезвычайно актуально ввиду создававшихся в отдельных ОЭС разрывов между приростом потребления и вводом новых генерирующих мощностей.

В 1976 г. было осуществлено подключение ОЭС Казахстана к ЕЭС по сети 500 кВ, а в 1978 г. был создан транзит по ВЛ 500 кВ Урал—Казахстан—Сибирь и, тем самым, практически завершился процесс формирования Единой энергетической системы СССР.



а)



б)

Рис. 10. Диспетчерский щит:
а — Раужская набережная, 1970 г.; б — ЦДУ ЕЭС СССР, 1976 г.

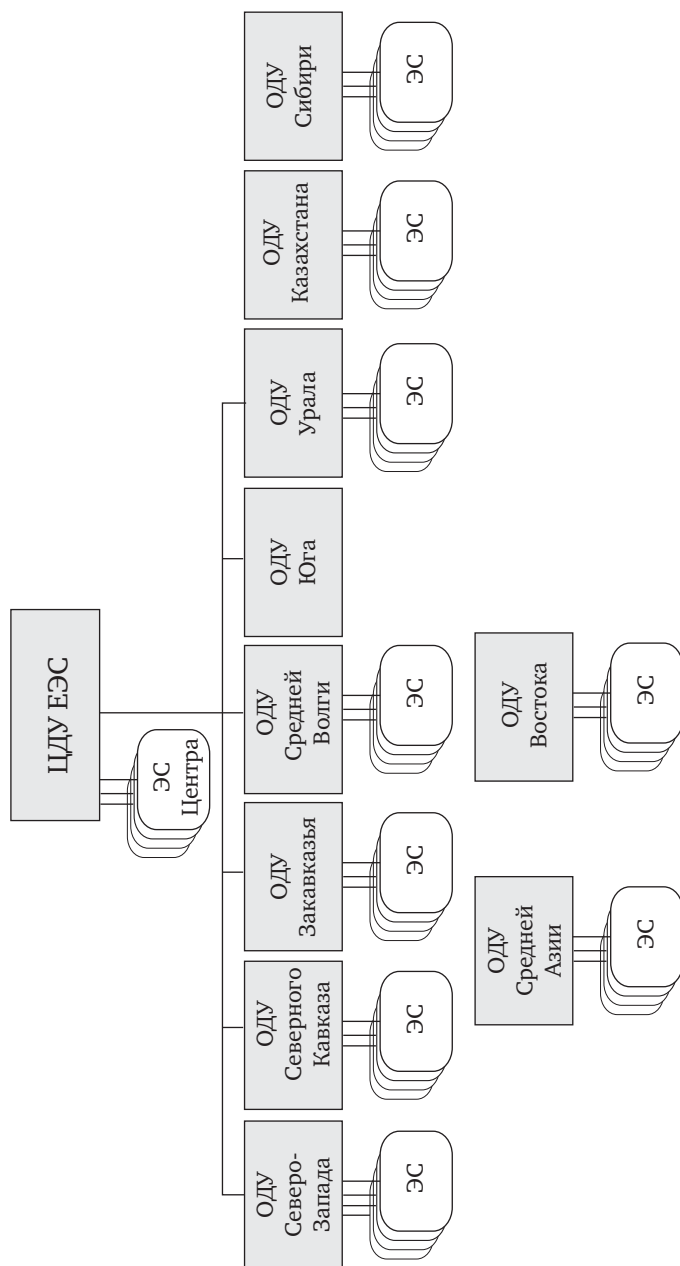


Рис. 11. Трехуровневая система диспетчерского управления ЕЭС СССР, 70—80-е годы XX века

С вводом в работу линии электропередачи 750 кВ Западноукраинская—Альбертирша и образованием транзита по ВЛ 750 кВ Донбасс—Днепр—Винница—Западноукраинская—Венгрия в феврале 1979 г. началась параллельная работа ЕЭС СССР и ОЭС стран — членов СЭВ. На востоке страны к ЕЭС СССР по двухцепной линии электропередачи 220 кВ на параллельную работу подключилась энергосистема Монголии.

Таким образом, в 70—80-х годах первые два верхних уровня диспетчерской иерархии вошли в одну организацию, с единой технической и кадровой политикой, третий нижний уровень управления остался в энергосистеме (рис. 11).

Реформы в электроэнергетике и создание Системного оператора России

Политические и экономические потрясения, происшедшие в конце 80-х, начале 90-х годов, привели к развалу Советского Союза и образованию ряда государств, энергосистемы которых входили в состав бывшего ЕЭС СССР.

Все объекты электроэнергетики расположенные на территории вновь образованных государств объявлялись их собственностью, управляемой структурами в виде национальных министерств и ведомств, а ЕЭС бывшего СССР превратилась в межгосударственное энергообъединение энергосистем стран СНГ и Балтии.

Глубокие преобразования претерпела и структура эксплуатации, развития и управления энергетическими объектами на территории бывшего СССР. В Российской Федерации для обеспечения сохранения энергетики, как единого комплекса на основании указов Президента Российской Федерации от 15 августа 1992 г. № 923 и от 5 ноября 1992 г. № 1334 было учреждено РАО «ЕЭС России». В соответствии с этим указом ЦДУ ЕЭС России было преобразовано в открытое акционерное общество — дочернее акционерное общество РАО «ЕЭС России», а ОДУ были преобразованы в филиалы РАО «ЕЭС России». Крупные тепловые и гидроэлектростанции (за небольшим исключением) были выведены из состава энергосистем и преобразованы в отдельные АО, основная электрическая сеть 330—500—750 кВ также была выделена в отдельную сетевую организацию.

Образован Федеральный оптовый рынок электрической энергии и мощности — ФОРЭМ, на котором энергосистемы (АО-энерго) покупают электрическую энергию и мощность у атомных электростанций, тепловых и гидроэлектростанций, не входящих в состав энергосистем. Купленные АО-энерго электрическая энергия и мощность совместно с собственной генерацией энергосистемы являются товаром для продажи на розничном рынке потребителей. Каждый из диспетчерских центров сохранившейся трехуровневой системы диспетчерского управления являлся отдельной организацией, входившей в состав РАО или АО-энергосистем.

В начале XXI века в электроэнергетике происходит еще один, более глубокий этап реформирования, связанный с разделением региональных энергосистем и передачей электростанций и электрических сетей в состав вновь образованных генерирующих и электросетевых компаний. При этом глубокие изменения претерпевает и система оперативно-диспетчерского управления.

В постановлении Правительство РФ № 526 от 11 июля 2001 г., первом документе положившим начало практической реализации мер по реформированию электроэнергетики, указывалось на необходимость сохранения и укрепления единой системы оперативно-диспетчерского управления отраслью посредством создания Системного оператора.

Законодательным образом реформирование электроэнергетики было оформлено принятием федерального закона «Об электроэнергетике», подписанного Президентом России 26 марта 2003 г.

В течение 2002 г. на базе существовавших ЦДУ и ОДУ было образовано отдельное акционерное общество ОАО СО-ЦДУ ЕЭС, в состав которого вошли в качестве филиалов Системного оператора семь Объединенных диспетчерских управлений (ОДУ).

В 2004—2005 гг. происходит реорганизация региональных энергосистем — АО-энерго, или как еще тогда говорили, процесс «распаковки», с выделением компаний по видам бизнеса: генерирующей, сбытовой, сетевой. В результате проведенной «распаковки» в состав Системного оператора в качестве филиалов вошли диспетчерские центры управления энергосистемами — региональные диспетчерские управления (РДУ).

С завершением вхождения РДУ в состав ОАО «Системный оператор» образовалась стройная вертикаль системы диспетчерского управления, осуществляющая управление режимами ЕЭС России в соответствии с установленными государственными органами критериями надежности и распределяющая нагрузку между электростанциями в соответствии с принятыми правилами рынка.

Основные задачи и функции системы оперативно-диспетчерского управления

Для управления режимами работы ЕЭС создана и действует система оперативно-диспетчерского управления, основными принципами которой являются:

1. *Разграничение оперативно-диспетчерских функций и общехозяйственных* с обеспечением независимости действия системы диспетчерского управления (в пределах ее функций) от административно-хозяйственного руководства энергосистемами.

2. *Иерархическое построение системы* с прямым подчинением дежурного оперативного персонала каждой ступени персоналу более высокой ступени иерархии.

3. Предоставление персоналу каждой ступени *максимальной самостоятельности* в выполнении всех оперативных функций, не требующих вмешательства оперативного руководителя более высокой ступени.

4. Четкое *разграничение функций и ответственности* оперативного персонала всех ступеней управления по ведению нормальных режимов и ликвидации аварийных нарушений.

5. Строжайшая диспетчерская дисциплина, т.е. *безусловное выполнение команд* диспетчера.

Существующая трехуровневая система диспетчерского управления, где диспетчерские центры всех уровней входят в одну организацию, складывалась постепенно в течение многих лет, и не всегда этот процесс имел постоянное направление движения.

В настоящее время Единая энергетическая система России состоит из семи объединенных энергосистем, которые в свою очередь включают в себя территориальные энергосистемы, границы которых совпадают с территорией одного или нескольких субъектов

Российской Федерации. Единая энергетическая система России состоит из двух синхронных зон. Первая зона включает в себя шесть объединенных энергосистем Центра, Урала, Средней Волги, Северо-Запада, Юга и Сибири, работающих параллельно между собой и с энергосистемами стран СНГ и Балтии. Вторая зона состоит из объединенной энергосистемы Востока, работающей изолированно от первой синхронной зоны (рис. 12).

В соответствии с законом Системный оператор является единственной организацией, осуществляющей управление режимами работы ЕЭС.

В состав Системного оператора входят диспетчерские центры, каждому из которых определена операционная зона, в пределах которой диспетчерский центр выполняет задачи по управлению режимами энергообъектов (рис. 13).

Первый нижний уровень иерархии представляют *РДУ — Региональные диспетчерские центры*, в операционную зону которых входят одна или несколько территориальных энергосистем.

Второй уровень иерархии представляют *ОДУ — диспетчерские центры объединенных энергосистем*, в операционную зону которых входят территориальные энергосистемы, образующие объединенную энергосистему.

Третий, верхний уровень иерархии представляет *СО ЕЭС России — центральный диспетчерский центр*, операционной зоной которой является собственно Единая энергетическая система России.

Взаимодействие диспетчерских центров между собой и с энергообъектами осуществляется по *иерархическому принципу*, т.е. с прямым подчинением диспетчерского персонала каждой ступени диспетчерскому персоналу более высокой ступени иерархии. В иерархической структуре действует четкая *диспетчерская дисциплина*, т.е. безусловное выполнение команд вышестоящего диспетчерского персонала. Исключения составляют случаи, когда выполнение диспетчерской команды создает угрозу жизни и здоровью людей, угрозу повреждения оборудования или может привести к нарушению условий безопасной эксплуатации атомных электростанций.

Для четкого *разграничения функций и ответственности* диспетчерского и оперативного персонала всех ступеней управле-

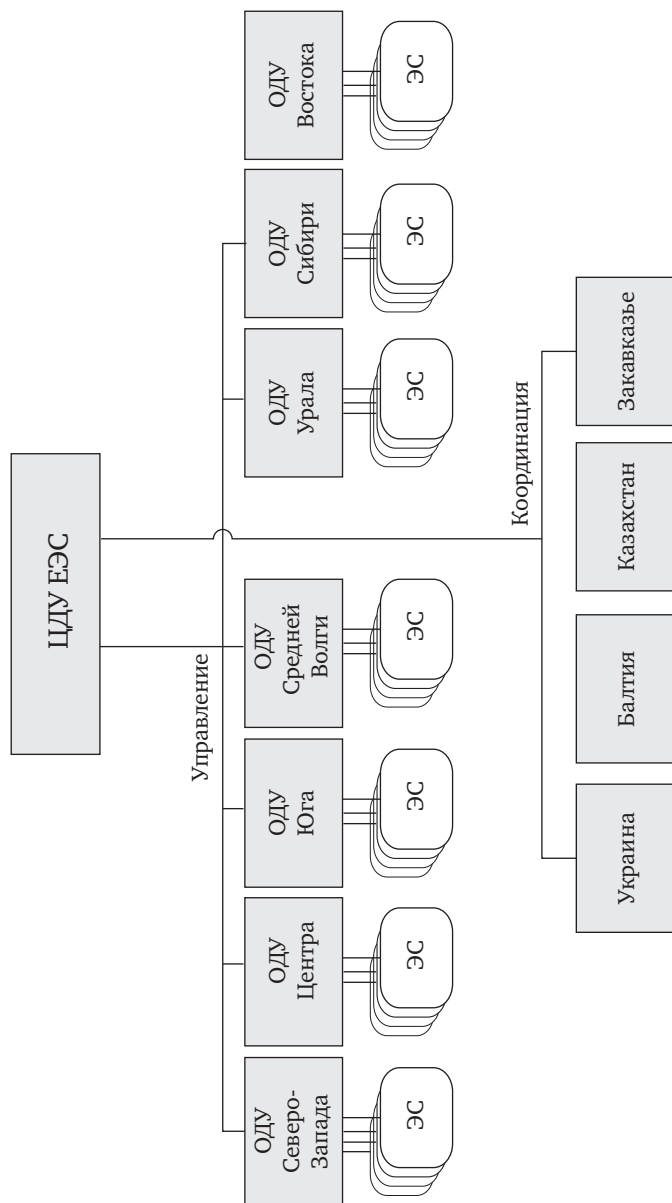


Рис. 12. Трехуровневая система диспетчерского управления ЕЭС России в 90-х годах XX века

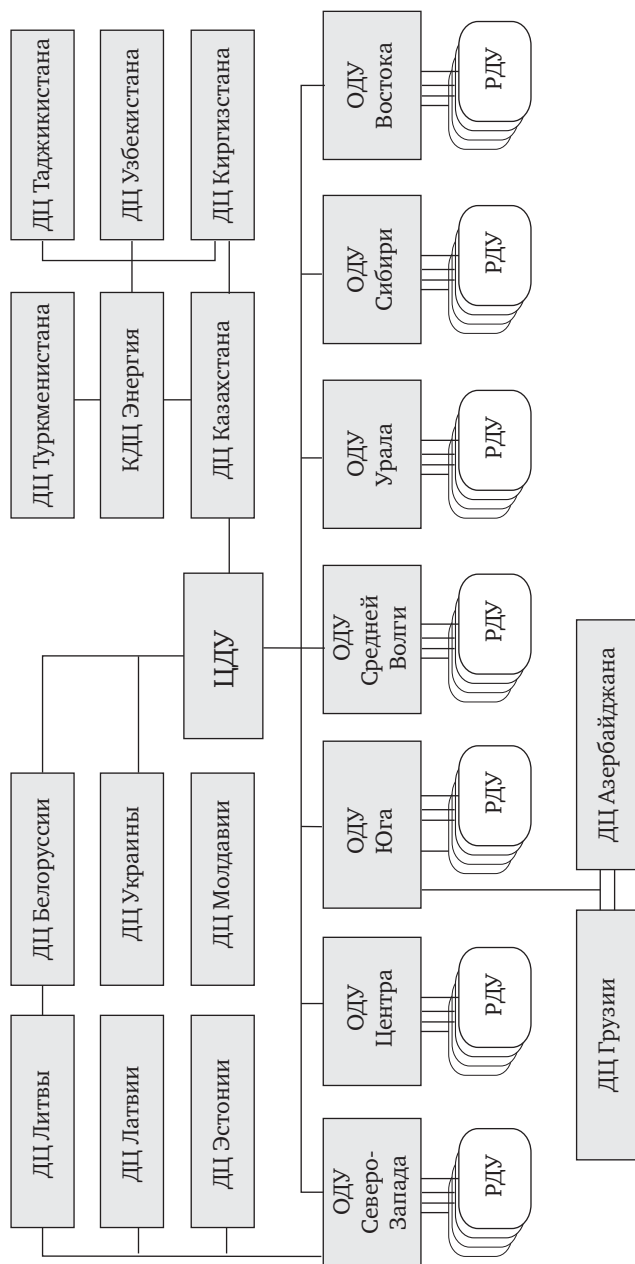


Рис. 13. Координация диспетчерских центров энергосистем стран СНГ и Балтии

ния по ведению нормальных режимов и ликвидации аварийных нарушений составляется список **объектов диспетчеризации**, в который включаются все элементы энергосистемы (оборудование электростанций и подстанций, линии электропередачи, системы шин и ошиновки оборудования, устройства релейной защиты и различных видов автоматики, средства связи и передачи информации и т.п.), состояние которых влияет на режим работы энергосистемы.

Все объекты диспетчеризации находятся в диспетчерском **управлении** одного диспетчерского центра и диспетчерском **ведении** одного или нескольких диспетчерских центров. В диспетчерском **управлении** находятся объекты, операции с которыми требуют координации действий подчиненного оперативно-диспетчерского персонала и согласованных изменений на нескольких объектах диспетчеризации. Операции с объектами, находящимися в диспетчерском **управлении**, производятся только по **непосредственному указанию** диспетчера, в диспетчерском управлении которого находится данный объект. Операции с объектами, находящимися в диспетчерском **ведении**, производятся только после **согласования** со всеми диспетчерскими центрами, в диспетчерском ведении которых находится данный объект. Каждый диспетчерский центр составляет список объектов диспетчеризации, при этом соответственно учитываются объекты диспетчеризации, внесенные диспетчерским центром вышестоящего уровня в свой список объектов диспетчеризации.

Четкое разделение всех объектов диспетчеризации по уровням диспетчерского управления позволяет с одной стороны верхнему уровню диспетчерской иерархии управлять режимами ЕЭС, обладая информацией о состоянии всех объектов диспетчеризации, влияющих на режим ЕЭС, и иметь возможность воздействовать на изменения их режима, а с другой стороны, предоставляет нижестоящему уровню диспетчерской иерархии право действовать **самостоятельно** в тех случаях, когда это не отражается на режиме ЕЭС в целом.

Задача управления режимами ЕЭС осуществляемая диспетчерскими центрами, разделяется на ряд более простых взаимосвязанных задач, разделенных во временном, территориальном и ситуационном аспектах.

1. *Декомпозиция во временном аспекте* осуществляется путем:

- перспективного планирования развития средств производства электрической энергии и электрической сети на срок до 15 лет вперед;
- долгосрочного годового и месячного планирования балансов электрической энергии и мощности, а также графиков ремонтов линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования, технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления;
- суточного планирования нагрузок электростанций на каждый час следующих суток;
- оперативного и автоматического диспетчерского управления режимами ЕЭС.

2. *Декомпозиция в территориальном аспекте* осуществляется в соответствии с иерархической системой диспетчерского управления исходя из условия разделения действий и ответственности диспетчерского персонала разных уровней иерархии.

3. *Декомпозиция в ситуационном аспекте* связана с тем, что энергосистема может находиться в различных режимах (нормальном, аварийном, послеаварийном), и для каждого из этих состояний не только решаются различные задачи, но может произойти перераспределение обязанностей между диспетчерскими центрами.

На этапе годового планирования по каждой территориальной энергосистеме, объединенной энергосистеме и Единой энергетической системе разрабатываются балансы электрической энергии и мощности, а также графики ремонтов линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования, технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления.

1. При составлении **баланса электрической энергии и мощности** Системный оператор выполняет *прогнозирование потребности в электрической энергии и мощности*, которое является результатом многофакторного анализа с использованием современных технологий. На основе собственной и внешней прогнозной информации о динамике потребления энергосистем и крупнейших потребителей, а также собственной статистической базы данных о производстве,

потреблении и перетоках электроэнергии, фактических режимах работы энергообъектов энергосистем, ОЭС и в целом ЕЭС, составляются типовые суточные графики потребления энергосистем, ОЭС и ЕЭС для характерных дней недели каждого месяца года.

Так как объем потребления зависит от температуры наружного воздуха, то при составлении баланса необходимо также учитывать возможный рост потребления электрической энергии в периоды аномального похолодания зимой и аномально высокой температуры летом. Используя полученные данные по прогнозу потребления, Системный оператор производит расчеты балансов электрической энергии и мощности на модели ЕЭС, учитывающей ограничения, вызванные максимально допустимыми нагрузками оборудования и линий электропередачи, определяя для каждой электростанции объем выработки электроэнергии и рабочую мощность, необходимые для покрытия прогнозного потребления с учетом нормативного резерва мощности.

Подготовленный Системным оператором годовой баланс электрической энергии и мощности рассматривается, корректируется и предварительно утверждается уполномоченным на это государственным органом, в настоящее время Федеральной службой по тарифам — ФСТ.

2. Следующим этапом годового планирования является согласование Системным оператором годовых графиков ремонтов линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования, технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления.

3. После согласования годовых графиков ремонтов линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования, технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления производится уточняющий расчет годового баланса электрической энергии и мощности, который окончательно утверждается ФСТ и становится официальным документом, данные которого используются при текущем планировании и управлении режимами ЕЭС.

В случае создания изменения положения с обеспеченностью гидроэнергоресурсами основных каскадов ГЭС, или в других случаях, требующих пересмотра заданий по выработке электроэнергии, воз-

можно частичная корректировка принятого годового баланс электрической энергии и мощности.

4. На основе согласованных годовых графиков ремонтов линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования, технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления на каждый месяц составляются и согласовываются Системным оператором месячные графики ремонтов линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования, технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления.

Согласованные балансы электрической энергии и мощности, а также графики ремонтов линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования, технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления, определяющие состав оборудования электростанций и схему электрической сети обеспечивают Системному оператору возможность в течение каждого месяца года осуществлять текущее суточное планирование и оперативное управление режимами ЕЭС с учетом требований к обеспечению требуемого уровня системной надежности.

В процессе текущего планирования осуществляется расчет *суточного* диспетчерского графика, исходя из прогноза потребления, состава оборудования электростанций, ценовых заявок электростанций, состояния схемы электрической сети, обеспеченности энергоресурсами и т.п. При суточном планировании обеспечивается на каждый час суток оптимальный режим работы всех электростанций, при условии обеспечения баланса потребления и производства электроэнергии, а также необходимых объемов резервов активной и реактивной мощности.

С появлением первых энергосистем и внедрением системы оперативно-диспетчерского управления, оптимальное распределение нагрузки между параллельно работающими электростанциями производилось по критерию минимизации затрат на выработку 1 кВт·ч электроэнергии.

В 20-е годы — первые годы становления системы оперативно-диспетчерского управления — в Московской энергосистеме было

всего две крупные электростанции, одна из которых «Электропередача» работала на местном торфе, а вторая — ГЭС-1 на привозном издалека мазуте. Ввиду значительно более высокой стоимости топлива, используемого на ГЭС-1, критерий оптимальности был ясен — в первую очередь загружали торфяную электростанцию, а остальная выработка приходилась на ГЭС-1.

В дальнейшем стало понятно, что такой примитивный подход имеет весьма ограниченное применение, и к тому же приходилось оптимизировать загрузку оборудования на электростанции. Поэтому с 30-х годов в нашей стране широко распространяется оптимизация нагрузки тепловых электростанций с использованием *метода относительных приростов* (рис. 14).

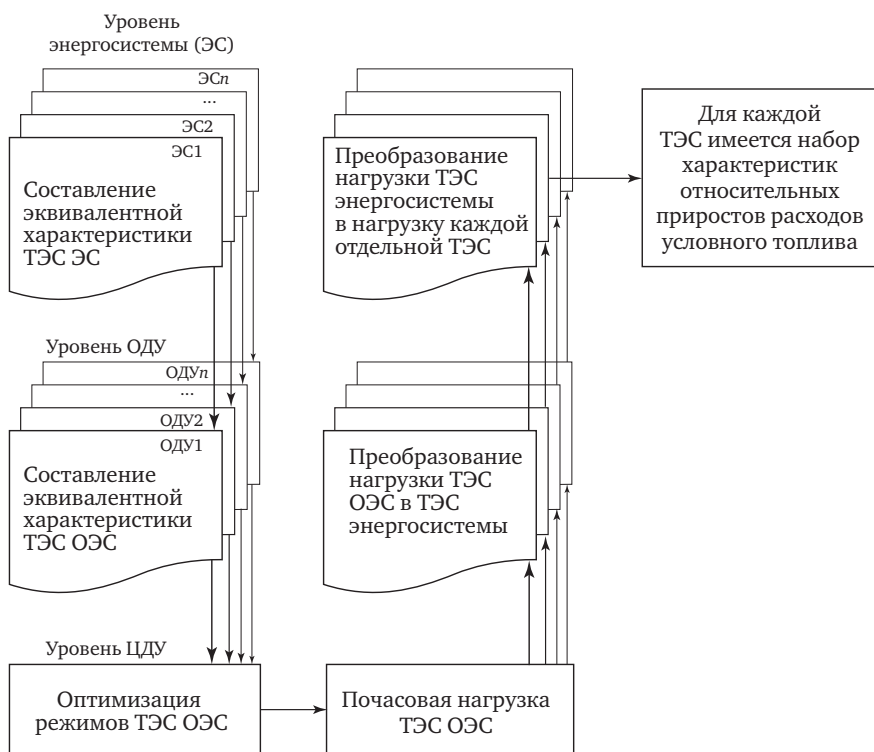


Рис. 14. Оптимизация суточного режима ТЭС ЕЭС в соответствии с методом относительных приростов расходов условного топлива

Метод относительных приростов основан на использовании относительных приростов расхода условного топлива или относительных приростов стоимости топлива. В нашей стране с плановой распределительной экономикой основным стал метод относительных приростов расхода условного топлива. Пионером внедрения этого метода стала диспетчерская служба Уральской энергосистемы, которую возглавлял В.М. Горнштейн.

В общем случае для решения задачи расчета оптимального режима электростанций с использованием метода относительных приростов необходимо определить оптимальные значения многих параметров, характеризующих их допустимость и экономичность, что требует решения ряда нелинейных уравнений, число которых возрастает по мере появления желания учесть все факторы, влияющие на режим.

Поскольку в 30—40-е годы единственными вычислительными средствами, имевшимися в распоряжении диспетчерских центров, были логарифмическая линейка, арифмометр и счеты, осуществлять такие расчеты в ограниченное время не представлялось возможным, и широкое применение в энергосистемах и ОДУ при суточном планировании нашли заранее рассчитанные с теми или иными упрощениями и допущениями таблицы и номограммы.

С первых шагов внедрения вычислительной техники в диспетчерских центрах ОДУ и энергосистем стали применяться программы оптимизации режима, учитывающие относительные приросты расхода условного топлива и потери мощности в электрической сети.

Но и у появившихся вычислительных машин возможности проводить такие расчеты оказались весьма ограниченными. Поэтому широкое применение нашли разработанные в 60—70-х годах программы расчета эквивалентных характеристик относительных приростов расхода условного топлива тепловых электростанций энергосистем и программы расчета оптимального режима с использованием эквивалентных характеристик.

Оптимизация режима работы тепловых электростанций при суточном планировании режима ЕЭС осуществлялась с применением, так называемой декомпозиции, когда на более высокий уровень диспетчерской иерархии в качестве исходных данных представлялись эквивалентные характеристики относительных приростов

тепловых электростанций. Так энергосистемы представляли в ОДУ эквивалентные характеристики своих тепловых электростанций, а ОДУ представляло в ЦДУ эквивалентные характеристики тепловых электростанций ОЭС.

ЦДУ при расчете суточного графика оптимизировало суммарную нагрузку тепловых электростанций каждой ОЭС и передавала полученные данные в ОДУ.

ОДУ преобразовывало полученные данные суммарных нагрузок тепловых электростанций ОЭС в суммарные нагрузки тепловых электростанций каждой из своих энергосистем, а диспетчерская служба энергосистемы преобразовывало полученные данные суммарных нагрузок тепловых электростанций в нагрузки каждой тепловой электростанции своей энергосистемы.

Для каждой тепловой электростанции имелся набор характеристик относительных приростов расходов топлива, снятых при проведении специальных испытаний.

При переходе в нашей стране от распределительной экономики к рыночной стало очевидным, что отсутствие регулирования цен на уголь и мазут, а также наличие договорных и сверхдоговорных цен на газ требует при проведении оптимизации режима тепловых электростанций использовать метод относительных приростов стоимости топлива, который при проведении расчетов оптимизации суточного режима ЕЭС использовался в 90-х годах.

В 2003 г. при реформировании РАО ЕЭС в качестве новой модели рынка электроэнергии для суточного планирования была принята **модель узловых маржинальных цен**, критерием оптимальности которой является минимизация затрат покупателей электрической энергии (рис. 15). За неделю до расчетных суток X , т.е. за 7 дней выполняется выбор состава генерации, за двое суток строится индикативный график и т.д.

В этом случае исходной информацией от производителей электрической энергии является стоимость 1 кВт·ч, вырабатываемого единицей оборудования электростанции в зависимости от ее электрической мощности. С одной стороны, фактически это аналог характеристики относительных приростов стоимости топлива, но этот показатель самостоятельно формируется владельцем электростанции, исходя из его желания получить выгоду и желания не упу-

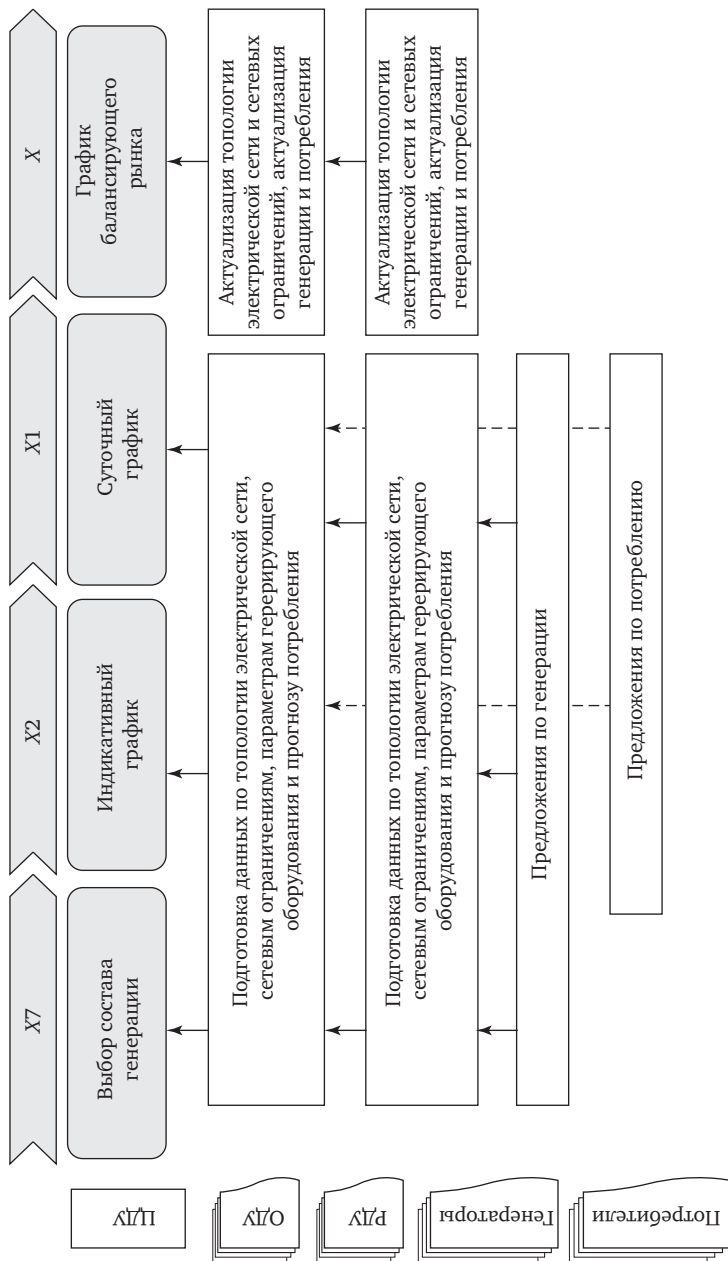


Рис. 15. Оптимизация суточного режима ТЭС ЕЭС в соответствии с минимизацией затрат покупателей электрической энергии (модель узловых маргинальных цен, X — расчетные сутки)

стить эту выгоду (теория создания конкуренции среди производителей электроэнергии).

В настоящее время суточное планирование осуществляется персоналом служб Системного оператора на расчетной модели ЕЭС, содержащей 2300 генераторов на 600 электростанциях, состоящей из 8000 узлов и 12000 ветвей и учитывающей около 700 ограничивающих сечений.

Задача актуализации схемы электрической сети и ограничений возложена на персонал всех трех ступеней диспетчерской иерархии РДУ, ОДУ, ЦДУ (СО ЕЭС).

Полученные при суточном планировании почасовые нагрузки электростанций передаются из ЦДУ непосредственно на электростанцию, которая самостоятельно осуществляет распределение суммарной нагрузки между турбоагрегатами. Передача данных нагрузок электростанции осуществляется с использованием специально созданной транспортной системы.

Диспетчерский персонал диспетчерских центров Системного оператора осуществляет непрерывное диспетчерское управление режимами работы ЕЭС во взаимодействии с оперативным персоналом энергообъектов. Поскольку за время, прошедшее от момента проведения расчета суточного графика до момента начала реализации суточного графика всегда существует определенный промежуток времени, в течение которого могут произойти изменения в режиме работы ЕЭС, заложенные при планировании (схема электрической сети, состав оборудования электростанций, нагрузка потребления и т.п.), то через каждые два часа производится перерасчет суточного графика с учетом произошедших изменений в режиме работы ЕЭС.

Основные цели, поставленные перед системой диспетчерского управления, а именно надежное энергоснабжение качественной электроэнергией с экономической эффективностью, достигаются путем:

- поддержания баланса между спросом на потребление электроэнергии и производством электроэнергии путем регулирования нагрузки электростанций в соответствии с критерием экономической эффективности. Корректировку плановых нагрузок электростанций осуществляет верхний уровень диспетчерской иерархии СО ЕЭС отдачей соответствующих команд непосредственно на электростанции или через ОДУ и РДУ;

- поддержания нормативных резервов мощности на электростанциях, что обеспечивает регулирование частоты электрического тока в ЕЭС в заданных пределах и соответственно качество электрической энергии по частоте;

- поддержания в заданных пределах уровней напряжения на шинах электростанций и подстанций, что обеспечивает качество электрической энергии по напряжению;

- ведения режима загрузки линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования в соответствии с требованиями по устойчивости энергосистем и по обеспечению сохранности линий электропередачи и оборудования, что в совокупности с требованиями к поддержанию резервов мощности обеспечивает надежное функционирование ЕЭС;

- выполнения операций по выводу в ремонт и выводу из ремонта линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования, а также операции с устройствами релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления.

Режим работы ЕЭС носит название *нормального*, когда поддерживается баланс активной и реактивной мощности, т.е. частота и напряжение находятся в определенных заданных пределах, поддерживаются заданные резервы мощности, а перетоки мощности по линиям электропередачи и токовая нагрузка электрического оборудования электростанций и сетей не превышают граничных значений, исходя из требований соблюдения устойчивости и сохранности оборудования.

Взаимоотношения персонала диспетчерских центров между собой и с оперативным персоналом энергообъектов регламентируется *Положениями по диспетчерскому управлению*, в которых представлено распределение объектов диспетчеризации по способу диспетчерского управления, а также регламентируются действия и взаимоотношения диспетчерского и оперативного персонала при регулировании нагрузки электростанций, операциях с линиями электропередачи, с оборудованием электростанций и электрических сетей, устройствами релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления.

Для проведения плановых и внеплановых ремонтов линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования,

технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления, являющихся объектами диспетчеризации энергокомпания, владелец данного объекта, направляет в соответствующий диспетчерский центр официальную **заявку** на вывод данного объекта из работы для проведения ремонта.

Поданная заявка рассматривается одним или несколькими диспетчерскими центрами с точки зрения правомочности вывода из работы данного объекта (наличие объекта в согласованных месячных графиках ремонтов и технического обслуживания), совместимости с ремонтами других объектов и определения режимных условий работы ЕЭС в условиях выведенного из работы объекта.

Окончательное разрешение на вывод данного объекта из работы, с указанием сроков и режимных условий производит **Главный диспетчер** диспетчерского центра в соответствии с **Положением**.

Несмотря на наличие разрешенной диспетчерской заявки, окончательное разрешение на вывод объекта производится с разрешения **дежурного диспетчера** соответствующего диспетчерского центра, который готовит требуемый по условиям заявки режим работы ЕЭС и производит необходимые для вывода объекта операции.

При возникновении нарушения условий нормального режима ЕЭС диспетчерские центры совместно с оперативным персоналом энергообъектов действуют в соответствии с указаниями **Инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушения нормального режима работы** энергосистем, которая разрабатывается каждым диспетчерским центром и энергообъектом на базе типовой **Инструкции**, но с учетом местных особенностей.

В **Инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушения нормального режима работы** энергосистем, расписаны действия диспетчерского и оперативного персонала, направленных на **предотвращение и ликвидацию**:

- недопустимого изменения **частоты электрического тока**;
- недопустимого изменения **напряжения**;
- недопустимого превышении **максимально допустимых перетоков** по контролируемым сечениям и длительно допустимой токовой нагрузки линий электропередачи и оборудования;

- *асинхронных режимов;*
- *синхронных качаний.*

В Инструкции также указываются действия диспетчерского и оперативного персонала при аварийных отключениях линий электропередачи и электросетевого оборудования, действия при потере диспетчерской связи и некоторые другие ситуации нарушения нормального режима, требующие согласованных действий диспетчерского и оперативного персонала. При действиях по предотвращению развития и ликвидации нарушения нормального режима положения Инструкции имеют **приоритет** перед действующими правилами Рынка электрической энергии и мощности.

Внедрение конкурентного рынка электроэнергии и мощности потребовало проведения расчета электроэнергетических режимов фактически в реальном времени. Для управления ЕЭС России в условиях, когда цена любого решения зависит от скорости принятия решения, но при этом надежность функционирования объектов остается безусловным приоритетом, Системным оператором был разработан и внедрен комплекс мероприятий, включающий создание и внедрение автоматизированных систем управления на базе современных микропроцессорных устройств, внедрение цифровых каналов, канального и коммутационного оборудования, обеспечивающих интегрированную передачу всех видов информации, создание Автоматизированной системы диспетчерского управления ЕЭС России на основе существующих подсистем.

Разработанные Системным оператором стандарты и процедуры технологического управления режимами обеспечивают единую прозрачную технологию планирования и управления электроэнергетическими режимами, составление балансов, рассмотрение заявок, планирование ремонтных кампаний, определение принципов работы и настройки устройств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики.

Преобразование ЕЭС СССР в межгосударственное энергообъединение стран СНГ и Балтии потребовало разработки в кратчайшие сроки, при отсутствии мировых аналогов, принципиально новых подходов к диспетчерскому управлению параллельно работающих энергосистем четырнадцати стран (см. рис. 13). Совместная работа энергосистем осуществляется на принципах ответственности каж-

дой энергосистемы за поддержание баланса мощности, который должен быть обеспечен за счет собственной генерации и с учетом имеющихся договоров и соглашений на взаимные поставки электрической энергии, ведения режимов, не допускающих ущерб соседним энергосистемам, а также оказания взаимной помощи в аварийных ситуациях. В соответствии с имеющимися соглашениями на СО ЕЭС возложена роль координатора при планировании взаимных поставок, а также при управлении режимами в нормальных и аварийных условиях, что позволяет добиться надежного и эффективного функционирования крупнейшего в мире энергообъединения.

Автоматизированная система технологического управления Единой национальной электрической сетью России

Р.Г. Шамонов, начальник отдела электрических режимов
Департамента оперативно-технологического управления
ОАО «ФСК ЕЭС», канд. техн. наук

Введение

Непрерывный рост электропотребления, возрастающие требования к надежности и качеству электроснабжения, увеличение мощности и числа распределенных источников «зеленой» энергии — эти факторы определяют тенденции развития электроэнергетики во всем мире, включая и Россию.

С другой стороны, стремительное развитие средств автоматизации создает новые возможности по управлению энергосистемами и позволяет приступить к созданию электрических сетей будущего, так называемых Smart Grid или активно-адаптивных сетей.

На рис. 1 представлена упрощенная схема энергосистемы, соответствующая концепции «умной сети».

ОАО «ФСК ЕЭС», являясь лидером инновационного развития в российской электроэнергетике, наряду с применением традиционных и отработанных решений по автоматизации активно разрабатывает и внедряет новые технологии, направленные на повышение управляемости и надежности работы Единой национальной электрической сети (ЕНЭС).

Далее приведено описание состава и функций автоматизированной системы технологического управления (АСТУ) ЕНЭС, рассмотрены применяемые и перспективные технологии.

Цели автоматизации, состав АСТУ ЕНЭС

АСТУ — комплекс средств автоматизации задач производственно-технического и оперативно-диспетчерского управления сетевыми

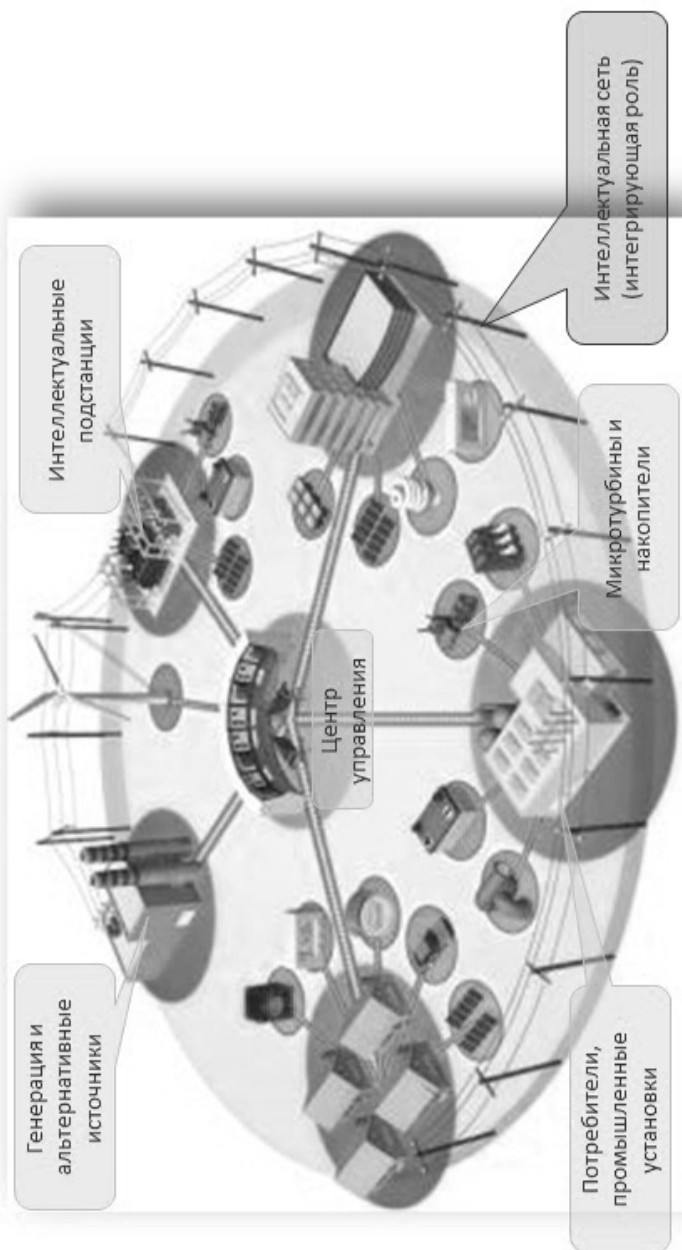


Рис. 1. Электрические сети в «умной» энергосистеме

объектами ЕНЭС, обеспечивающий решение задач автоматизации процессов сбора и передачи технологической информации с уровня подстанции ЕНЭС, ее обработки и хранения, оперативного управления переключениями коммутационных аппаратов (КА) и проведением работ по техническому обслуживанию и ремонтам (ТОиР), анализа технического состояния оборудования на базе современных программно-технических средств автоматизации, вычислительной техники и информационных технологий.

АСТУ ЕНЭС должна обеспечивать:

- надёжность и безопасность управления технологическими процессами и повышение на этой основе надёжности работы электрических сетей и электроснабжения потребителей;
- своевременное предотвращение аварий и ликвидацию их последствий с наименьшими затратами;
- сохранение и продление ресурса технологического оборудования;
- снижение стоимости владения электрическими сетями за счёт экономии эксплуатационных затрат и сокращения численности обслуживающего персонала.

АСТУ строится как единая распределённая иерархическая система, обеспечивающая автоматизацию основных вертикалей технологического управления ЕНЭС:

- вертикали управления процессами функционирования (режимами функционирования) электрических сетей ЕНЭС;
- вертикали управления процессами эксплуатационного обслуживания, ремонта и развития электрических сетей ЕНЭС.

Как система управления процессами функционирования ЕНЭС АСТУ интегрирует средства и подсистемы существующих, самостоятельно развивающихся и создаваемых автоматических и автоматизированных систем контроля, защиты и управления (диспетчерско-технологического управления — АСДТУ; релейной защиты и электроавтоматики — РЗА; объектной противоаварийной автоматики — ПА; управления режимом электрической сети по напряжению и реактивной мощности; коммерческого и технического учёта электроэнергии — АИИС КУЭ; АСУТП энергообъектов; систем связи), обеспечивая необходимые интерфейсы систем друг с другом и с автоматизированными системами

управления ОАО «СО ЕЭС», НП «АТС», генерирующих и сетевых компаний.

Как система управления процессами эксплуатации и развития ЕНЭС АСТУ объединяет средства и системы автоматизации оперативно-технологической и производственно-технической деятельности служб ФСК по организации процессов эксплуатации, ремонта и развития магистральных электрических сетей — в части задач, требующих для своего решения существенного использования различной технологической информации. Указанная вертикаль должна интегрироваться с корпоративными автоматизированными системами, в том числе системами: коммерческого и технического учёта электроэнергии — АИИС КУЭ; управления пространственно-распределёнными ресурсами; ситуационно-аналитического центра (САЦ), управления техническим обслуживанием и ремонтами — АСУ ТООР и др.

Среди всех бизнес-процессов ОАО «ФСК ЕЭС» (и ее филиалов) АСТУ — в соответствии с данным определением — охватывает подмножество процессов, непосредственно относящихся к сбору, обработке, анализу и использованию информации о режимах и состоянии электрических сетей. В этом смысле АСТУ — часть единой корпоративной информационной системы управления ОАО «ФСК ЕЭС» (КИСУ) в целом, в рамках которой интегрируются все средства поддержки основных бизнес-процессов компании, в том числе информационно-технологические и управляющие системы. Место АСТУ в составе КИСУ ОАО «ФСК ЕЭС» иллюстрируется рис. 2.

Создаваемая АСТУ строится как распределённая иерархическая система, обеспечивающая согласованное функционирование средств автоматизации, связи и вычислительной техники на следующих уровнях:

- высший (центральный) уровень — уровень Департаментов (Служб) исполнительного аппарата ОАО «ФСК ЕЭС» (ИА ФСК);
- уровень служб МЭС/головного ЦУС МЭС (ГЦУС);
- региональный уровень — уровень ПМЭС/ЦУС ПМЭС с соответствующими службами;
- объектный уровень — ПС напряжением 220–750 кВ, а также соответствующие линии электропередачи (ЛЭП) ЕНЭС.

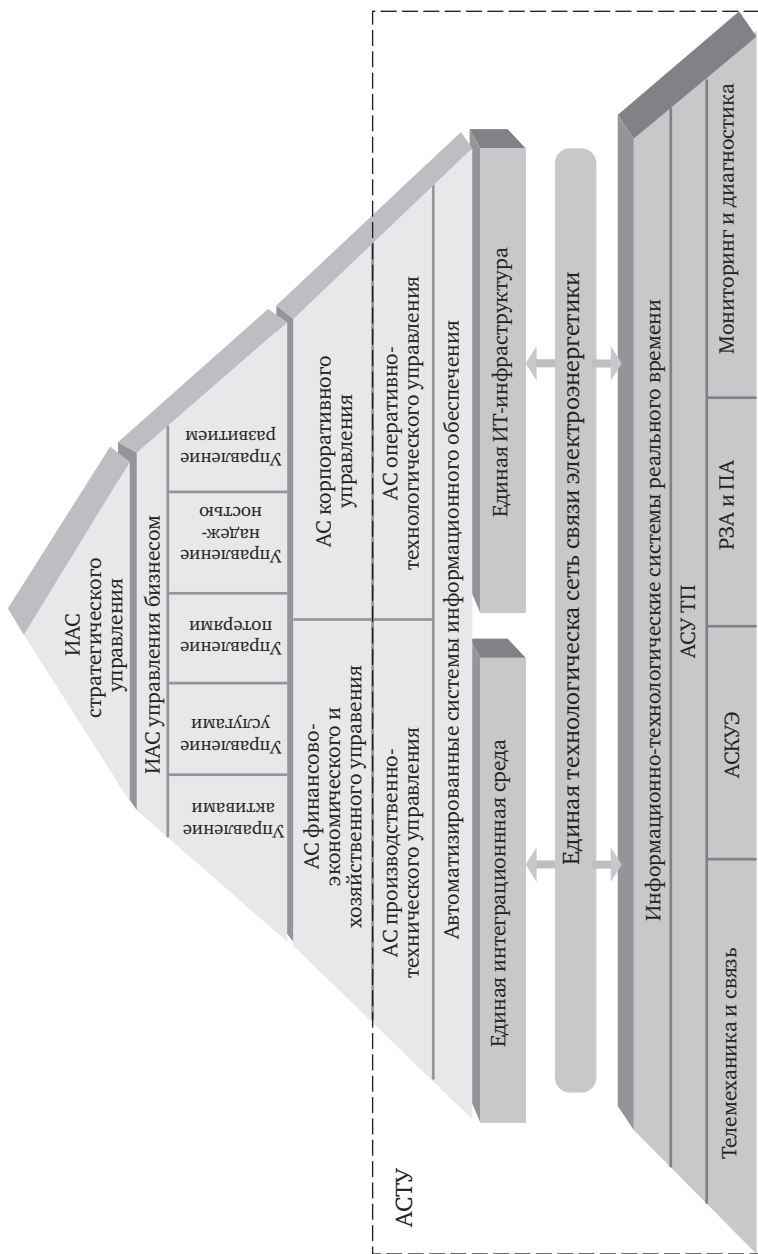


Рис. 2. Функциональная структура КИСУ ОАО «ФСК ЕЭС» и место в ней АСТУ

Роль подсистем нижнего уровня АСТУ играют системы сбора, обработки и передачи технологической информации о режимах, состоянии оборудования ПС и прилегающих ЛЭП и технологических событиях (как оперативной — ССПИ, так и неоперативной — ССПТИ). При создании на подстанциях ЕНЭС АСУТП функции ССПИ и ССПТИ выполняются средствами, входящими в их состав; кроме того, в составе АСУТП подстанций ЕНЭС обеспечивается возможность непосредственного управления оборудованием ПС, как с АРМ оперативного персонала ПС, так и из соответствующего ЦУС ПМЭС, в операционную зону которого входит данная ПС (при переходе к эксплуатации подстанции без постоянного дежурства на ней оперативного персонала). На вышестоящих уровнях АСТУ осуществляется поддержка процессов управления функционированием и эксплуатацией сетей и обеспечивается автоматизация основных функций оперативно-технологической и производственно-технической деятельности служб на основе технологической информации, получаемой от подстанций.

Функционально в АСТУ можно разделить на следующие основные классы (блоки производственных процессов):

- технологическое управление функционированием электрических сетей ЕНЭС;
- технологическое управление эксплуатацией электрических сетей ЕНЭС;
- технологическое обеспечение управления развитием электрических сетей ЕНЭС;
- технологическое обеспечение работы с клиентами (генерирующими компаниями и потребителями) и рынком электроэнергии и мощности.

1. В классе «Технологическое управление функционированием электрических сетей ЕНЭС» рассматриваются вопросы автоматизации решения задач, намеченных утверждённой ОАО «ФСК ЕЭС» концепцией оперативно-технологического управления ЕНЭС, а также другими организационно-распорядительными документами компании, определившими методологию и порядок создания центров управления сетями (ГЦУС МЭС и ЦУС ПМЭС) и САЦ ФСК.

2. В классе «Технологическое управление эксплуатацией электрических сетей ЕНЭС» основное внимание сосредоточено на вопросах развития систем:

- оценки технического состояния электросетевого оборудования. Для этих целей проанализированы задачи мониторинга и диагностики состояния основного электротехнического оборудования ПС и ЛЭП, а также техники вторичных цепей (РЗА, ПА, средств АСУ ТП, ССПИ, ССПТИ и др.) и предусмотрена совокупность проектов создания (развития) соответствующих подсистем АСТУ;

- планирования и управления процессами технического обслуживания и ремонтов (ТОиР), включая перспективную задачу перехода на «ТОиР по состоянию оборудования»;

- контроля и анализа качества выполнения ТОиР;

- управления аварийным резервом оборудования (оптимизация количества и размещения оборудования аварийного резерва по типам и маркам на основе сведений о распределении характеристик и показателей надежности оборудования по географическим зонам; подбор идентичного по техническим характеристикам оборудования при отсутствии прямого аналога).

3. В классе «Технологическое обеспечение управления развитием электрических сетей ЕНЭС» рассматриваются производственные процессы формирования и ежегодного уточнения схемы развития ЕЭС и ЕНЭС и региональных схем развития, а также разработки схем выдачи мощности для подключения к сетям ЕНЭС новых источников генерации и схем внешнего электроснабжения — для подключения новых потребителей. Для указанных процессов Концепция предусматривает реализацию соответствующих автоматизированных систем, осуществляющих формирование и ведение необходимых баз (банков) данных, и требуемую аналитику.

4. Класс «Технологическое обеспечение работы с клиентами (генерирующими компаниями и потребителями) и рынком электроэнергии и мощности».

Для автоматизации решения производственных и организационно-технических задач технологического присоединения объектов к сетям ЕНЭС соответствующие Департаменты и службы ОАО «ФСК ЕЭС» используют автоматизированную систему учёта и контроля заявок на технологическое присоединение (АС ЗТП). Концепция предусматривает реализацию интеграционного проекта взаимодействия АС ЗТП и технологических подсистем АСТУ в целях повышения эффективности работ по развитию сетей ЕНЭС, в частности,

поддержки процессов создания схем внешнего электроснабжения и схем выдачи мощности. В части производственных процессов обеспечения услуг по передаче электроэнергии потребителям Концепция предусматривает использование данных АИИС КУЭ и данных по фактическим и нормированным потерям электроэнергии в целях создания в составе АСТУ подсистемы мониторинга и факторного анализа распределения потерь и, в конечном итоге, минимизации потерь в электрических сетях ЕНЭС.

5. В функциональную структуру АСТУ включен также ряд интегрирующих подсистем, призванных обеспечивать эффективность взаимосвязей между отдельными технологическими подсистемами АСТУ. Среди таких интегрирующих подсистем особую роль играют подсистемы формирования и ведения унифицированных информационных моделей сетей ЕНЭС на основе стандартов МЭК 61968/61970 (СИМ-представлений) и единой системы классификации, кодирования и идентификации электросетевых объектов, оборудования и информации (ЕСКК).

6. Наконец, в качестве одного из важных направлений развития АСТУ Концепция предусматривает реализацию совокупности интеграционных проектов, которые должны не только обеспечить определённое информационное взаимодействие технологических подсистем АСТУ со смежными, самостоятельно функционирующими автоматизированными системами (АС) ФСК и АС внешних организаций, но и координацию их дальнейшего развития.

Далее детализируются основные автоматизируемые производственные процессы указанных выше блоков, для них в составе целевой архитектуры АСТУ выделяются основные функции (задачи) автоматизации этих процессов и характеризуется функциональная структура АСТУ, т.е. состав соответствующих функциональных подсистем и информационных связей между ними.

Технологическое управление функционированием подведомственных электрических сетей ЕНЭС

К числу функциональных подсистем АСТУ относятся подсистемы мониторинга, анализа режимов и состояния сетей, управления, обеспечивающие как операционные и не операционные функции

оперативно-технологического управления сетями, так и участие (совместно с филиалами ОАО «СО ЕЭС») в решении задач оперативно-диспетчерского управления энергосистемами. Следует отметить, что к проблематике АСДУ ОАО «ФСК ЕЭС» относится также поддержка персонала служб ОТУ и электрических режимов в решении задач, связанных с участием в организации ТОиР, в свою очередь, базирующихся на результатах мониторинга и анализа режимов и состояния сетей. Кроме того, к технологическому управлению функционированием электрических сетей ЕНЭС следует отнести и задачи АСТУ, связанные с поддержкой/построением автоматически функционирующих систем управления, среди которых следует выделить системы управления режимом сети по напряжению и реактивной мощности.

Целевая архитектура АСТУ в части производственных процессов, отнесённых к блоку «Технологическое управление функционированием электрических сетей ЕНЭС», и соответствующий состав функциональных подсистем АСТУ иллюстрируются рис. 3 и 4. Целевая архитектура АСТУ в части задач управления функционированием ЕНЭС должна строиться исходя из необходимости обеспечения функционирования создаваемых или развивающихся ЦУС ПМЭС / ГЦУС МЭС. При этом основной целью рассматриваемого развития ГЦУС МЭС и ЦУС ПМЭС является построение и ввод в эксплуатацию во всех ЦУС программно-технических комплексов (ПТК), удовлетворяющих требованиям утверждённой «Концепции системы оперативно-технологического управления объектами ЕНЭС в ОАО «ФСК ЕЭС», а также обеспечивающих возможность эффективного участия ЦУС в решении задач технологического управления функционированием, эксплуатацией и развитием сетей ЕНЭС.

Задачи оперативного мониторинга и анализа текущего состояния сети, а также собственно оперативно-технологического управления сетями решаются следующими функциональными подсистемами, реализуемыми в составе базового ПТК ОТУ:

1) *система сбора данных и диспетчерского управления (SCADA-система)*, включающая средства: обмена данными с АСУ ТП/ССПИ, ССПТИ подстанций, обработки и хранения данных, регистрации событий, человеко-машинного интерфейса; формирования отчетов и т.п. (рис. 5);

Технологическое управление функционированием энергетических сетей ЕНЭС	
Целевые функции ПТК ЦУС ПМЭС 1. Сбор обработка, визуализация и архивирование информации о состоянии и режимах работы оборудования в операционной зоне ПМЭС. 2. Мониторинг текущих режимов работы оборудования и топология сети (on line и ретроспективный мониторинг режимов, анализ событий, временных трендов параметров, учет и анализ отключений и пр.). 3. Управление переключениями в сети (телеуправление КА, управление СКРМ контроль правильности переключений, контроль выполнения проверочных операций, режимная проработка неоглаженных заявок и пр.). 4. Мониторинг текущего состояния устройств РЗА, ПА, регистрация и анализ аварийно-предупредительной телесигнализации и случаев срабатывания устройств. 5. Контроль баланса мощности и электроэнергии. 6. Определение мест повреждений (ОМП). 7. Оперативно-технологическое управление работами по ТОиР (контроль за выездными бригадами, работами, отчетность, статистика и пр.). 8. Обработка результатов контрольных замеров. 9. Тренировка и обучение персонала.	Целевые функции ПТК ГЦУС ПЭС 1. Сбор обработка, визуализация и архивирование информации о состоянии и режимах работы оборудования в операционной зоне ПМЭС. 2. Мониторинг текущих режимов работы оборудования и топология сети (on line и ретроспективный мониторинг режимов, анализ событий, временных трендов параметров, учет и анализ отключений и пр.). 3. Поддержка персонала ГЦУС при переключении (управление заявками, режимная проработка, обмен с внешними системами, отчетность и пр.). 4. Расчетно-аналитические функции (в режиме on line и моделирования), включая расчет установившегося режима, расчет статистической устойчивости и пр.). 5. Мониторинг текущего состояния ПА. 6. Оперативно-технологическое управление работами по ТОиР (контроль за выездными бригадами, работами, отчетность, статистика и пр.). 7. Обработка результатов контрольных замеров. 8. Тренажер диспетчера ГЦУС (режимный и по переключениям), организация обучения. 9. Автоматизированная подготовка отчетности. 10. Интеграция с существующими системами.

Рис. 3. Целевая архитектура АСТУ в части управления функционированием ЕНЭС



Рис. 4. Функциональная структура АСТУ



в части управления функционированием ЕНЭС

2) подсистема мониторинга текущего состояния электрической сети (EMS/DMS), включая:

- анализ топологии подведомственных электрических сетей (Topology processor);
- оценка состояния электрических сетей (Steady State Estimator);
- анализ режимов электрических сетей (Transmission Network Analysis);
- расчёт и анализ потокораспределения в электрических сетях;
- мониторинг уровней напряжения в контрольных точках сети;
- анализ режимной надёжности электрических сетей (Reliability Analysis & Network Analysis);
- оперативное формирование расчётных моделей электрических сетей;
- фиксация и анализ нештатных ситуаций и произошедших аварий (Contingency Analysis);
- расчёты и анализ токов коротких замыканий (ТКЗ) — возможных и произошедших;
- определение пропускной способности сетей, выявление «узких» мест;
- контроль пределов режимных параметров по данным телеизмерений и результатам расчёта;
- расчёт аварийных и предупредительных пределов, ограничений;
- контроль, расчёт и прогнозирование электропотребления;
- определение места повреждения на ВЛ (ОМП);

3) подсистема управления производством переключений (NMS), включая:

- телеуправление коммутационными аппаратами и устройствами РПН на подстанциях, поддержка блокировки команд телеуправления;
- автоматизированное создание программ и бланков переключений, моделирование перед выполнением;
- автоматизированное выполнение переключений (по утвержденным бланкам/программам) с автоматическим контролем допустимости переключений;
- ведение (формирование и контроль прохождения) заявок на работы по ТОиР;

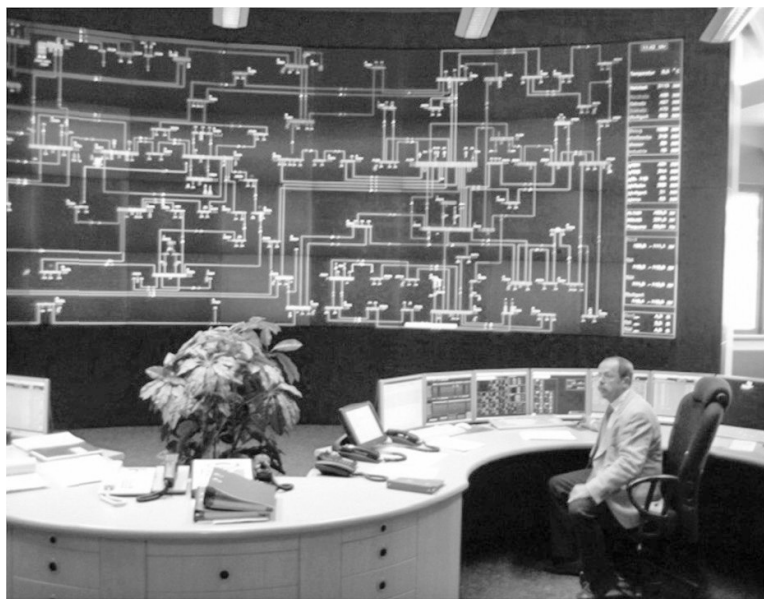


Рис. 5. Рабочее место диспетчера со средствами отображения системы SCADA (схемы сети и объектов, параметры режима, геоинформационная система и пр.)

- режимная проработка заявок (в том числе моделирование);
- ведение баз данных переключений оборудования, в том числе базы данных планового отключения оборудования, базы данных по аварийным отключениям электросетевых элементов ЕНЭС и технологическим нарушениям;

4) *подсистема управления работами по ремонтам (OMS)*, включая:

- планирование, мониторинг и учёт отключений;
- ведение ремонтных схем и соответствующих моделей;
- прогнозирование объёма и длительности ремонтных работ;
- планирование и распределение работ между выездными бригадами;
- контроль за бригадами на объектах и за их передвижениями и т.п.;

5) *тренажер диспетчера (DTS)*, включающий тренажёр по переключениям и режимный тренажёр, с возможностью использования актуальной модели сети и воспроизведения архивных данных реальных аномальных режимов.

Технологическое управление эксплуатацией подведомственных электрических сетей ЕНЭС

В целевой архитектуре АСТУ в части производственных процессов управления эксплуатацией ЕНЭС выделяются следующие автоматизируемые производственные процессы:

- мониторинг, диагностика и оценка текущего состояния оборудования;
- планирование мероприятий ТОиР;
- организация и управления работами ТОиР;
- контроль выполнения работ по ТОиР, оценка качества ТОиР;
- управление аварийным резервом оборудования;
- управление эксплуатацией техники вторичных цепей.

Целевая архитектура АСТУ в части производственных процессов, отнесённых к данному блоку, и соответствующий состав функциональных подсистем АСТУ приведены на рис. 6 и 7.

Мониторинг и диагностика состояния оборудования подстанций

На подстанциях ЕНЭС внедряются средства и системы мониторинга, обеспечивающие непрерывный (автоматический) контроль состояния под рабочим напряжением для следующих видов электрооборудования:

а) силовых (авто-)трансформаторов и шунтирующих реакторов — по контролю:

- параметров электроэнергии (токи, напряжения, активные, реактивные мощности, $\cos\varphi$);
- физико-химических характеристик трансформаторного масла (газо- и влагосодержания трансформаторного масла);
- качества изоляции вводов (абсолютных значений тангенса угла диэлектрических потерь — $\tan\delta$ и емкости изоляции);
- уровня частичных разрядов;
- температуры верхних слоев масла, на входе и выходе охладителей;
- технологических защит и сигнализации, систем охлаждения и устройств РПН;

б) высоковольтных вводов 110 кВ и выше — по изменению $\tan\delta$ и емкости изоляции;

в) трансформаторов тока 330 кВ и выше — по изменению $\tan\delta$ и емкости изоляции;

г) ограничителей перенапряжений — по току проводимости, значению и количеству токов срабатывания;

д) выключателей и разъединителей — по коммутационному ресурсу;

е) проходных вводов, вводов силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов 110 кВ и выше и трансформаторов тока 330 кВ и выше — по изменению $\tan\delta$ и емкости изоляции;

ж) элегазового оборудования, кабельных вводов, измерительных трансформаторов 110 кВ и выше — для оценки (непрерывной или периодической) эксплуатационного состояния указанного оборудования должны использоваться акустические методы контроля, в том числе с автономным питанием и системой передачи информации по радиоканалу;



Рис. 6. Целевая архитектура АСТУ



в части управления эксплуатацией ЕНЭС

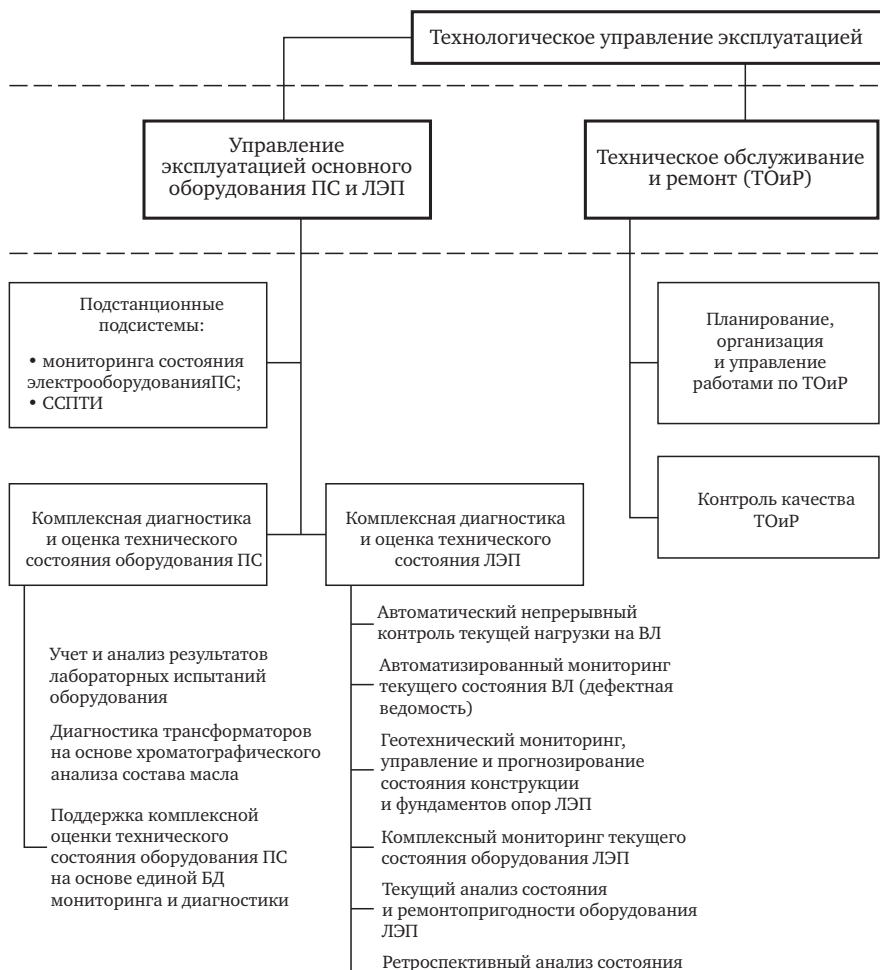
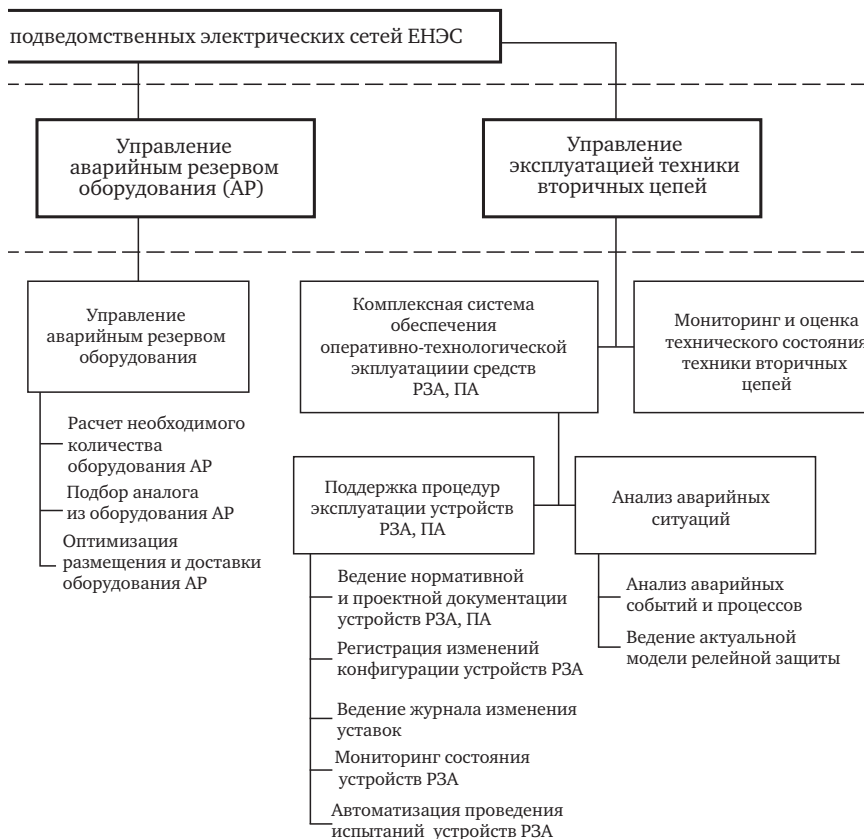


Рис. 7. Функциональная структура АСТУ



в части управления эксплуатацией ЕНЭС

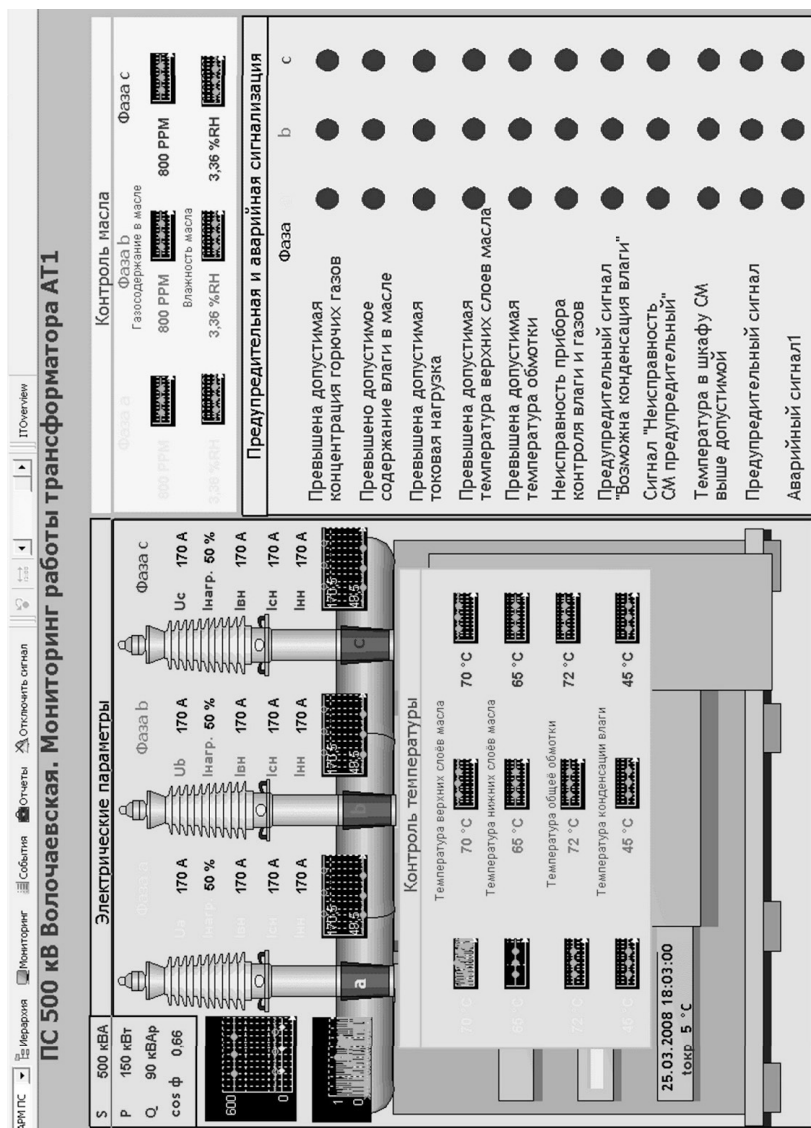


Рис. 8. Отображение результатов автоматической диагностики трансформатора

з) оборудования оперативного постоянного тока, собственных нужд ПС.

С этой целью предусматривается создание (развитие) подстанционных систем мониторинга, осуществляющих сбор, обработку (включая определение текущего/остаточного ресурса электрооборудования), организацию хранения и передачи (доступа) полученной информации в центры анализа и обработки данных (уровни ПМЭС, МЭС, ИА ФСК) для использования в существующих автоматизированных системах и создаваемых подсистемах АСТУ, а также создание в указанных центрах подсистем диагностики и оценки технического состояния оборудования.

На рис. 8 представлена одна из форм автоматизированного рабочего места диагностики трансформатора.

Мониторинг и диагностика состояния оборудования ЛЭП

Для оборудования ЛЭП поддержка процессов эксплуатации должна осуществляться следующими подсистемами:

«Автоматический непрерывный контроль нагрузки на ВЛ» — контроль текущих значений нагрузки на ВЛ в выбранных точках; определение характера отложений (гололед, снег, изморозь и т.д.) и количественных параметров отложений (вес, диаметр муфты и пр.); вычисление скорости нарастания отложений и предельного времени, оставшегося до начала плавки отложений, исходя из прочности конкретной ВЛ; обнаружение состояния ВЛ, при котором возможно начало пляски проводов (тросов); контроль температуры провода при плавке гололёдных отложений; обнаружение отклонения любой опоры в анкерном пролете от вертикальной оси, возникшего вследствие разных причин (наезда транспорта, хищения уголка, оттяжек, просадки грунта, пожаров, обрыва проводов, линейной арматуры и т.п.);

«Автоматизированный мониторинг текущего состояния оборудования ВЛ» — внедрение технологии ввода на электронные носители текущих результатов обходов ВЛ и данных средств объективного (аппаратного) контроля, в том числе: магнитометрического и сейсмоакустического — для определения состояния опор;

дефектоскопического — для контроля внешней изоляции ВЛ, оттяжек, анкерных креплений; тепловизорного — для определения пробоа, соединения проводов, изоляции и арматуры, мониторинга кабельных линий; унификация интерфейсов ввода — вывода данных для всех видов используемых носителей (АРМ обходчика, приборы контроля); разработка и внедрение в службах МЭС и ПМЭС локальных баз данных по получаемым в электронном виде результатам обходов;

«Геотехнический мониторинг, управление и прогнозирование состояния конструкции и фундаментов опор ВЛ». Подсистема должна позволять в реальном времени:

- получать точные данные о напряженно-деформированном состоянии объекта;
- контролировать положение и смещение элементов конструкции под воздействием внешних и внутренних факторов;
- осуществлять мониторинг температурных и гидрологических режимов, а также локальных движений грунтов оснований;
- контролировать сейсмическую активность при размещении объекта в сейсмоопасном районе;
- получать указанную информацию в автоматическом режиме, без участия эксплуатационного персонала, с передачей в ЦУС данных для последующего анализа и выработки рекомендаций по безопасной эксплуатации объекта.

С этой целью подсистема должна контролировать такие параметры объекта, как: напряжения, линейные и угловые перемещения критических точек конструкции опоры ЛЭП; спектр и интенсивность вибрации конструкции; линейные и угловые перемещения (сдвиг, оседание) фундаментов и грунтов оснований; параметры сейсмических колебаний грунтов оснований и конструкции; уровень грунтовых вод; температура грунтов; метеорологические параметры (температура, влажность, давление, скорость и направление ветра, интенсивность осадков) и др.;

«Учёт и анализ текущего состояния основных элементов и трасс ЛЭП и ремонтпригодности оборудования ЛЭП».

Подсистема должна обеспечивать поддержку персонала служб МЭС и ПМЭС, осуществляющих управление эксплуатацией оборудования ЛЭП, при решении задач:

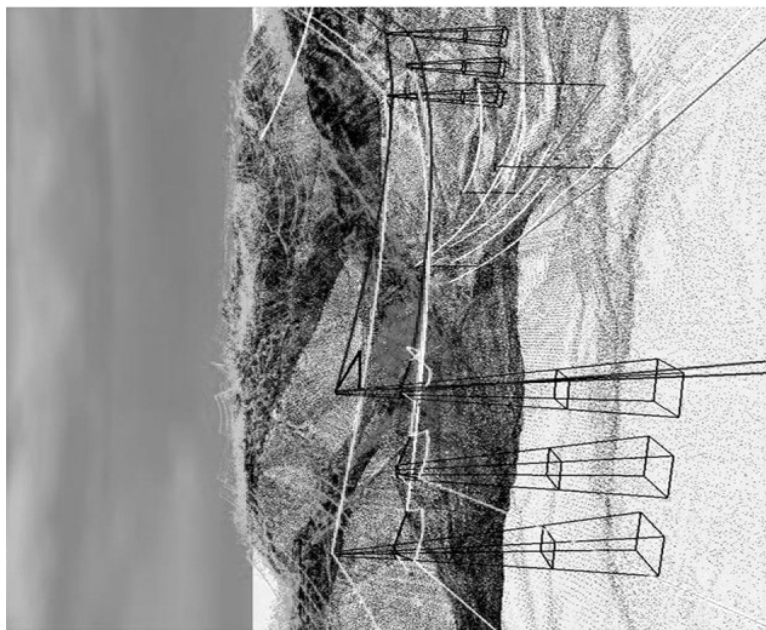


Рис. 9. Формы представления результатов аэросканирования ВЛ (двух- и трехмерные модели ВЛ, трассы с учетом окружающих объектов (поросль, пересечение двух ВЛ))

- учёта и анализа работы оборудования ЛЭП, в том числе отказов, в течение всего периода эксплуатации;
- учёта и анализа результатов мониторинга состояния основных элементов ЛЭП, в том числе отклонений элементов ЛЭП от нормативного состояния;
- сравнительного анализа данных обследования различных элементов ЛЭП и состояния трасс в целях определения критических по надёжности пролетов и элементов оборудования ЛЭП;
- учёта и анализа фактов произошедших отключений с фиксацией материалов расследования отключения;
- учёта результатов выполненных работ по реконструкции, модернизации и техническому перевооружению ЛЭП;
- анализа ремонтпригодности оборудования ЛЭП и целесообразности продолжения эксплуатации/замены оборудования ЛЭП;
- формирования приоритетов проведения мероприятий ТОиР на основании результатов диагностики и оценки состояния, роли оборудования в энергосистеме, регламентов планово-предупредительных мероприятий ТОиР.

На рис. 9 представлены варианты отображения результатов аэросканирования ВЛ;

«Ретроспективный анализ надёжности линий»:

- оценки функций распределения отказов для основных видов оборудования ЛЭП;
- подготовка массивов данных для анализа надёжности ЛЭП, включая оценки периодов приработки, стабильной работы и роста отказов;
- анализ динамики развития отклонений элементов ЛЭП от нормативного состояния;
- прогнозирование остаточного ресурса элементов ЛЭП;
- сравнительный анализ данных наземных обследований состояния элементов ЛЭП;
- выявление изменений состояния трасс ЛЭП, в том числе динамики роста растительности;
- анализ сценариев отказов, на основе которых формируются, например, предложения по оптимальному размещению аварийного резерва оборудования ЛЭП, с помощью логико-вероятностных моделей и анализа графов;

- расчёты структурной надёжности с помощью как стандартных (основанных на анализе топологии сети и позволяющих локализовать критические с точки зрения надёжности элементы ЛЭП), так и современных методов, использующих теорию случайных дискретных структур, позволяющих выявлять источники возможных отказов и своевременно принимать меры по устранению причин или минимизации последствий отказов.

Управление эксплуатацией техники вторичных цепей

Подсистемы поддержки процедур эксплуатации устройств РЗА, ПА:

- «Ведение нормативной и проектной документации устройств РЗА, ПА» (поддержка полного жизненного цикла разработки, согласования и утверждения документации с привязкой документации как к отдельным устройствам РЗА, ПА, так и к отдельным типам и маркам устройств);

- «Регистрация изменений конфигурации устройств РЗА» (систематический анализ соответствия уставок и характеристик устройств РЗА фактическим режимам работы оборудования ПС и ЛЭП; учёт планируемых изменений конфигурации сети и производимых работ на основном оборудовании и устройствах РЗА);

- «Ведение журнала изменения уставок» (хранение актуальных параметров конфигурации устройств, истории их изменения с привязкой к событиям изменения конфигурации электрической сети, а также к результатам расчёта уровней ТКЗ и уставок в целях использования для учёта аварийных отключений и анализа корректности действия защиты);

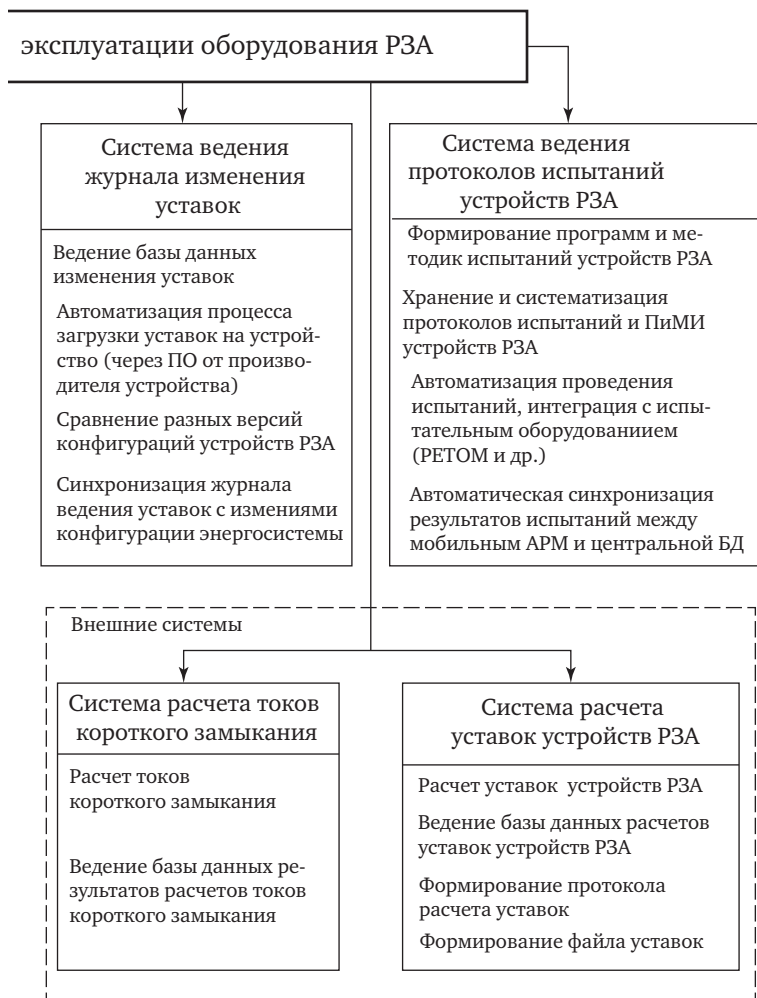
- «Мониторинг состояния устройств РЗА» (сбор данных о состоянии устройств РЗА: событий аварийно-предупредительной сигнализации, связанной с неисправностью устройств, вторичных цепей, цепей питания; событий блокировки и вывода устройств РЗА; событий изменения уставок и конфигурации устройств РЗА; данных о пусках и срабатываниях устройств, включая файлы осциллограмм);

- «Автоматизация проведения испытаний устройств РЗА» (хранение и систематизация протоколов испытаний устройств РЗА; ав-



Рис. 10. Функциональная структура комплексной

томатизация проведения испытаний, интеграция с испытательным оборудованием и экспорт результатов испытаний в базе данных АСТУ).



системы эксплуатации устройств РЗА

Подсистемы анализа аварийных ситуаций:

- «Анализ аварийных событий и процессов» (ведение базы данных всех аварийных отключений с фиксацией срабатываний)

устройств РЗА и ПА; формирование карточек отключения; комплексный анализ осциллограмм и событий; анализ корректности работы и совместного действия устройств РЗА и ПА; анализ результатов испытаний устройств РЗА и проведённых работ);

- «Ведение актуальной модели релейной защиты» (формирование информационной модели для нужд смежных подсистем АСТУ и функциональной модели действия защит для моделирования работы устройств РЗА при проведении анализа аварийных ситуаций и анализа корректности действия защит).

Обобщённая функциональная структура комплексной системы эксплуатации устройств РЗА приведена на рис. 10.

Технологическое обеспечение управления развитием электрических сетей ЕНЭС

Целевая архитектура АСТУ в части производственных процессов, отнесенных к блоку «Технологическое обеспечение управления развитием электрических сетей ЕНЭС», и соответствующий состав функциональных подсистем АСТУ отражены на рис. 11 и 12.

Основу производственных процессов перспективного развития и стратегического планирования составляет формирование схемы развития ЕНЭС на краткосрочный, среднесрочный и долгосрочный перспективный период, целью которой является разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и обеспечению удовлетворения краткосрочного, среднесрочного и долгосрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики. В составе целевой архитектуры АСТУ в части технологического обеспечения стратегического планирования и перспективного развития сетей ЕНЭС выделяются следующие автоматизируемые производственные процессы:

- разработка Схемы развития ЕЭС и ЕНЭС;
- разработка региональных схем развития;
- разработка схем внешнего электроснабжения потребителей;
- разработка схем выдачи мощности объектов генерации.

Разработка основных технических решений включает: формирование соответствующих моделей, проведение многовариантных

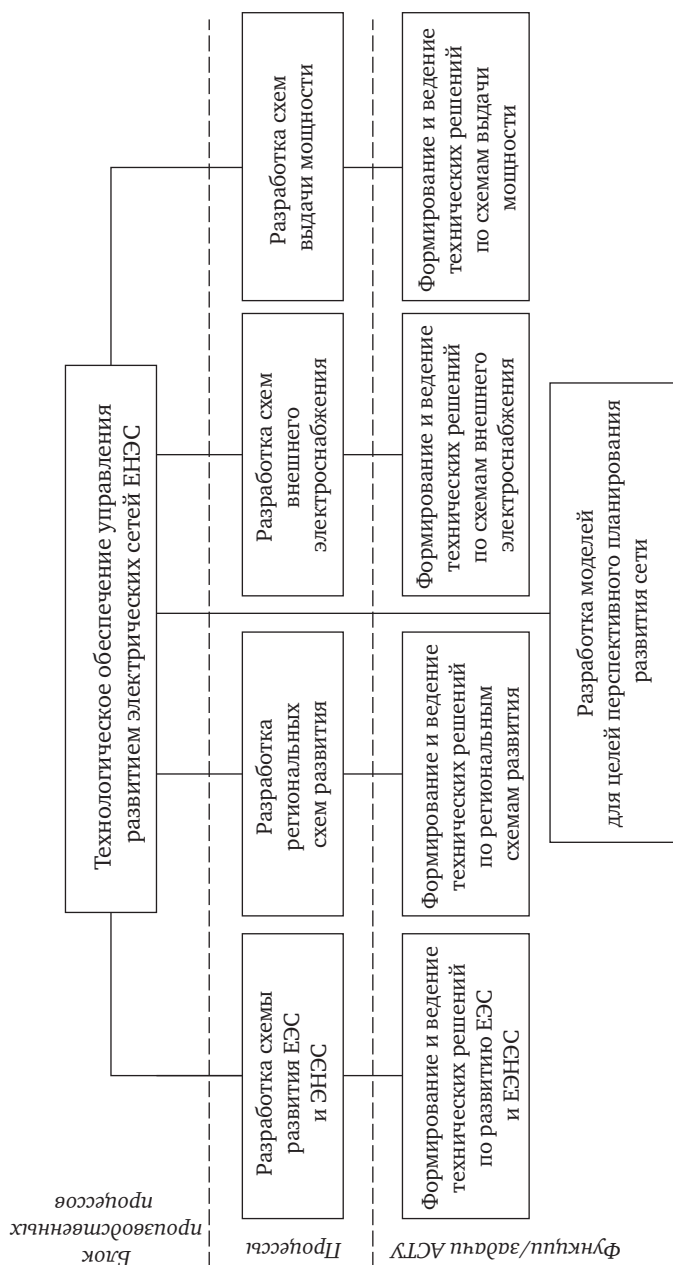


Рис. 11. Целевая архитектура АСТУ в части обеспечения управления развитием ЕНЭС

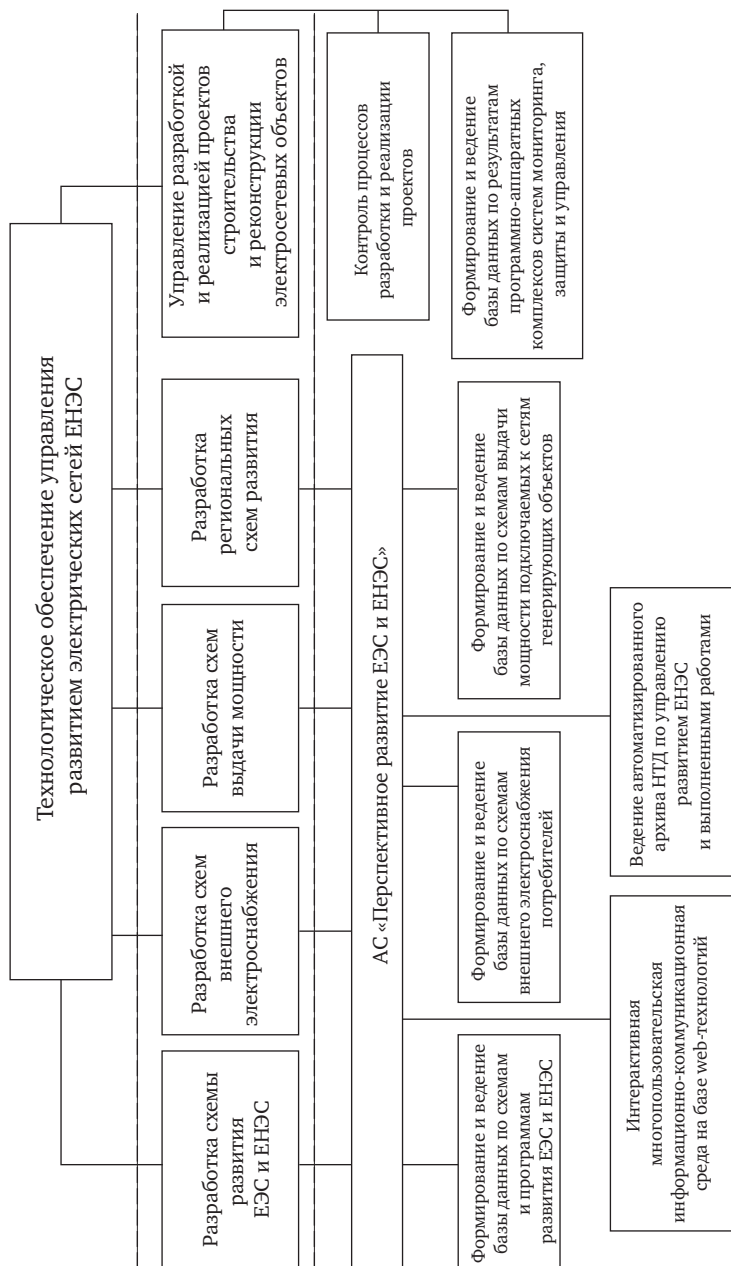


Рис. 12. Функциональная структура АСТУ в части обеспечения управления развитием ЕНЭС

электрических расчётов, анализ их результатов, определение рациональных вариантов указанных схем, согласование схем, включая согласование с подразделениями ОАО «СО ЕЭС». Результаты работ становятся основой для формирования Концепции и Стратегии развития ЕЭС и ЕНЭС. По результатам проведённых разработок, рассмотрений и согласований формируются предложения по вводу электросетевых объектов (линий электропередачи и подстанций) 220 кВ и выше на расчётный период, предназначенных для:

- выдачи мощности электростанций, в том числе АЭС, ГЭС и ТЭС;
- усиления межсистемных связей;
- обеспечения экспорта мощности и электроэнергии;
- обеспечения подключения новых потребителей;
- снятия сетевых ограничений и повышения надёжности электроснабжения существующих потребителей;
- реконструкции и технического перевооружения электросетевых объектов.

Единство системы нормативной документации на основе открытых международных стандартов и используемых информационных моделей

При создании АСТУ за основу принимаются открытые стандарты Международной электротехнической комиссии (МЭК), а также методически и технически связанные с ними стандарты других международных организаций. При построении АСТУ важнейшим инструментом является единство информационных, в том числе расчётных, моделей электрических сетей. В качестве основы для создания указанных моделей применяется стандартизованная МЭК (МЭК 61968, 61970) Общая информационная модель (СІМ) электроэнергетики, которая призвана решать следующие основные задачи:

- объектное описание ЕНЭС — обеспечение общей семантики при организации доступа к данным и при обмене информацией между системами (между подсистемами в составе АСТУ; между АСТУ и другими корпоративными системами в составе КИСУ; между АСТУ и автоматизированными системами внешних организаций: ОАО «СО ЕЭС», НП «АТС», РСК);

- описание логической структуры, содержащей полную и непротиворечивую информацию об объектах электрических сетей ЕНЭС и энергосистем в целом, включая их объектное, графическое и топологическое представление.

Для формализации требований к подсистемам АСТУ в части описания оборудования, топологии, сигналов необходим выпуск соответствующего стандарта ОАО «ФСК ЕЭС», включающего эталонный профиль информационной модели ЕНЭС и описывающего требования к созданию единого информационного пространства, предоставляющего достоверную информацию, однозначно понимаемую и обрабатываемую всеми автоматизированными системами — компонентами АСТУ, а также взаимодействующими с ней внешними АС.

Одной из информационных основ АСТУ является разрабатываемая в настоящее время Единая система классификации и кодирования (ЕСКК), призванная обеспечить информационную совместимость смежных подсистем и систем и, тем самым, создание единого информационного пространства, не зависящего от способов и средств реализации автоматизированных процедур.

Разработанный стандарт ЕСКК будет применяться при создании автоматизированных информационных систем и систем управления (включая АСТУ), в которых осуществляется сбор, обработка, хранение и использование информации, получаемой от различных энергообъектов. Удовлетворяющая требованиям подсистем АСТУ система классификации, кодирования и идентификации информации должна охватывать не только все электросетевые объекты ЕНЭС и их оборудование (основное и вспомогательное), но и программно-технические средства подсистем, используемые на всех уровнях иерархии управления, а также соответствующие информационные потоки.

Используемая в АСТУ система классификации и кодирования гармонизируется с адаптированной к условиям и особенностям ЕНЭС общей информационной моделью (СИМ-профилем ЕНЭС). Основные общие принципы классификации, кодирования и идентификации электросетевых объектов и их оборудования (в том числе контролируемого и управляемого средствами подсистем АСТУ) должны быть едиными не только для подсистем АСТУ, но и для всех действующих и разрабатываемых в настоящее время корпоратив-

ных систем управления ОАО «ФСК ЕЭС» (КИСУ, КСУПР, АИИС КУЭ и др.).

Информационные модели на базе стандартов МЭК 61968/61970

Общая информационная модель (Common Information Model — CIM, ОИМ) — как подход к интеграции автоматизированных систем в электроэнергетике — впервые была предложена в рамках исследовательской инициативы Калифорнийским институтом EPRI около 20 лет назад. Эта инициатива сегодня вылилась в серию стандартов IEC 61970/61968. Такой подход позволяет строить сложные автоматизированные системы, состоящие из множества подсистем, поддерживающих вышеуказанные стандарты и работающих совместно и согласовано как единая система, а также позволяет развивать АС управления в той части, где это необходимо, не меняя всю систему целиком, что экономит средства, с одной стороны, и развивает рынок разработки приложений, с другой. При этом разрабатываемые автоматизированные системы взаимозаменяемы между собой, что освобождает заказчика от жесткой зависимости от одного поставщика, что также позволяет экономить средства, подбирая и оплачивая только нужную функциональность. Предлагаемая концепция по ведению информационных моделей в рамках ОАО «ФСК ЕЭС» нацелена именно на решение задач унификации, снижения затрат на интеграцию, эксплуатацию и развитие имеющихся и будущих автоматизированных систем. С этой целью создаются информационные модели территориальных электрических сетей для приложений, обеспечивающих решение технологических задач. Указанные стандарты позволяют разделять информацию об электросетевом оборудовании (ЛЭП, трансформаторы, КА, СКРМ и т.п.) на такие категории, как:

- информация об измерениях параметров режима (токи, напряжения, мощности);
- паспортные данные и технические характеристики оборудования;
- данные о текущем состоянии оборудования, характеризующие его готовность выполнять свои функции;

- данные об отклонении эксплуатационных параметров за предельно допустимые значения и их длительность, токи отключения, число включений/отключений и другие, определяемые видом оборудования;

- данные об испытаниях и проведенных ремонтных работах;
- документарная информация (руководства, инструкции и т.д.).

Исходными данными для построения информационной модели сети или электросетевого объекта являются:

- электрическая схема нормального режима;
- классификационные таблицы и методика построения уникальных идентификаторов объектов, оборудования, измерений, сигналов и документов;
- профиль модели, определяющий:
 - классы, атрибуты и отношения между ними в схеме информационной модели;
 - стандарты в области информационных технологий (с точностью до версий), следование которым является обязательным в процессе проектирования, внедрения и эксплуатации системы управления.

В информационной модели каждая установленная единица оборудования определяется, с одной стороны, как элемент «токопроводящей» модели «шины—выключатель» (МЭК 61970), и, с другой стороны, как некоторый «актив» или элемент модели оборудования, определённый такими переменными, как год установки, заводской номер, тип и т.п. Процесс построения общей информационной модели ЕНЭС должен быть реализован иерархически — в соответствии с топологической схемой сети и иерархией подразделений ОАО «ФСК ЕЭС», а именно: информационная модель ЕНЭС в целом, информационные модели сетей уровней технологического управления МЭС и ПМЭС, модели подстанций.

Создание единой системы классификации, кодирования и идентификации объектов, оборудования и информации

Стандарты МЭК 61968/61970 требуют, чтобы описываемое оборудование и информация были поименованы, т.е. им должны быть

присвоены уникальные имена. Поэтому еще одной фундаментальной основой общего информационного пространства для автоматизированных систем электроэнергетики, является использование единой, гармонизированной с СИМ-моделью ЕНЭС, системы классификации, кодирования и идентификации оборудования, компонентов систем управления, данных измерений (в том числе параметров режима и состояния оборудования), паспортной и условно-постоянной информации (ЕСКК). При этом следует иметь в виду, что разработка универсальной системы классификации и идентификации, предназначенной для применения при создании больших информационных и управляющих систем технологического управления, не отменяет, а дополняет все уже используемые методики классификации и идентификации, которые по-прежнему можно использовать в рамках существующих систем управления.

Таким образом, создаваемая ЕСКК по своему назначению должна быть системой многоцелевого использования. С одной стороны, ЕСКК должна позволять однозначно определять принадлежность конкретных энергообъектов (ПС, ЛЭП) и единиц оборудования (трансформаторов, шин, коммутационных аппаратов и т.п.) к заранее выделенным классам, выбор которых определяется спецификой решаемых с помощью системы задач. Примером таких задач могут служить задачи, связанные с учётом оборудования, в рамках которых достаточно фиксировать принадлежность конкретного объекта к классификационной группе, и нет необходимости различать объекты внутри группы. При этом кодирование заключается в присвоении выбранным классификационным группам некоторых формальных имен (кодов) по определённым правилам.

С другой стороны, для решения таких задач, как задачи оперативно-технологического управления, необходима не только классификация конкретных контролируемых и управляемых объектов, но и формализованное выделение конкретного объекта (единицы оборудования и, при необходимости, связанных с ней сигналов) внутри классификационной группы. Поэтому создаваемая ЕСКК должна быть также и системой однозначной идентификации. ЕСКК разрабатывается с учётом следующих основных требований:

- единство системы обозначений для всех видов электросетевых объектов;

- достаточная ёмкость и возможность детализации внутри объектов систем и агрегатов;
- однозначность идентификации любого объекта в пределах системы и связанных с ним данных;
- устойчивость используемых идентификаторов — единство обозначения объектов классификации и маркировки на всех фазах жизненного цикла технического продукта: при проектировании, внедрении (сооружении), эксплуатации, сопровождении, модернизации (реконструкции) энергообъектов, выводе из эксплуатации;
- возможность встраивания подсистем и технических продуктов в системы, разработанные другими организациями, без изменения этих подсистем и документации;
- возможность представления системы в разных аспектах, независимо от её сложности;
- однозначность и корректность выполнения запросов для получения различных данных и документов при машинной обработке (на этапе проектирования и в процессе эксплуатации);
- возможность гармонизации с другими системами классификации;
- обеспечение возможности сохранения действующих локальных обозначений;
- возможность алгоритмизации.

В соответствии со стандартом МЭК 61346 для однозначной идентификации объекта (технического продукта) применяется буквенно-цифровая система кодирования. Буквенный код основан на системе классификации, которая должна обеспечивать иерархическую классификацию типов объектов (независимо от реального положения в системе объекта данного типа). Цифровые (счетные) коды, как правило, определяют конкретные экземпляры данного типа объекта, определённого буквенным классификационным кодом. ЕСКК должна устанавливать правила присвоения идентификаторов с использованием классификационных кодов и принятых в ней методик их использования для всех электросетевых объектов.

Аспекты функционирования рынка электроэнергии ОРЭМ

**В. А. Шкатов, заместитель председателя правления
НП Совет рынка**

Введение

После распада Советского Союза на федеральном уровне были образованы Российское акционерное общество энергетики и электрификации (РАО) «ЕЭС России» (ЕЭС — единая энергетическая система), на региональном уровне — акционерные общества — АО-энерго и началось создание федерального оптового рынка электроэнергии и мощности. Создание национальной монополии должно было сохранить электроэнергетику страны в виде единого технологического и организационного комплекса.

В 1990—2000-х годах началось обсуждение вопроса о преобразовании электроэнергетической отрасли, с учетом интересов потребителей, государства, владельцев акций РАО «ЕЭС России» и входящих в него предприятий. В результате обсуждения было принято решение о ликвидации национальной вертикально-интегрированной монополии. Принадлежащие ей активы были разделены по видам деятельности: производство электрической энергии, передача и распределение, сбыт, диспетчеризация, с продажей частным инвесторам потенциально конкурентных видов деятельности (генерация и сбыт) и сохранением под государственным контролем монопольных видов деятельности (передача и диспетчеризация). При этом в перспективе электрическая энергия должна стать товаром, реализуемым на принципах свободного рынка.

Длительный и ресурсозатратный процесс перехода от ЕЭС Союза к ЕЭС России, затянувшийся на 20 лет, дополнительно затрудняется сложившимися «внешними условиями»:

- появление самостоятельных участников рынка, ресурсы на «увязывание» вопросов развития рынка с которыми часто просто отсутствуют;

- не до конца урегулированы вопросы финансового и юридического характера на рынках электроэнергии, мощности, дополнительных услуг, операций экспорта — импорта;
- неопределенная ситуация с техническими регламентами и стандартами (закон о техническом регулировании принят в 2002 г.);
- отсутствует целостная система прогнозирования состояния экономики;
- мировой финансовый кризис.

С 1 сентября 2006 г. постановлением Правительства Российской Федерации были введены новые правила функционирования оптового рынка электроэнергии (мощности), а с выходом «Правил оптового рынка электрической энергии и мощности», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172, с 1 января 2011 г. закончился переходный период реформирования в электроэнергетике.

Основные понятия и определения рынка электроэнергии и мощности

Правовые основы экономических отношений в сфере электроэнергетики, пределы государственного регулирования этих отношений, основные права и обязанности субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии закреплены Федеральным законом «Об электроэнергетике», постановлениями Правительства Российской Федерации, регламентами оптового рынка электроэнергии (мощности) .

Оптовый рынок электрической энергии и мощности (ОРЭМ) — сфера обращения особых товаров — электрической энергии и мощности в рамках Единой энергетической системы России в границах единого экономического пространства Российской Федерации с участием крупных производителей и крупных покупателей электрической энергии и мощности, а также иных лиц, получивших статус субъекта оптового рынка и действующих на основе правил оптового рынка, утверждаемых в соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» Правительством Российской Федерации (Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»). Критерии отнесения производителей и по-

купателей электрической энергии к категории крупных производителей и крупных покупателей устанавливаются Правительством Российской Федерации.

Участники оптового рынка — поставщики электрической энергии и мощности (генерирующие компании или организации, имеющие право продажи производимой на генерирующем оборудовании электрической энергии (мощности), организации, осуществляющие экспортно-импортные операции) и покупатели электрической энергии и мощности (энергосбытовые организации, крупные потребители электрической энергии (мощности), гарантирующие поставщики (энергоснабжающие организации), организации, осуществляющие экспортно-импортные операции), получившие статус субъектов оптового рынка и право на участие в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке (Постановление Правительства Российской Федерации № 1172 «Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности»).

Оптовый рынок электроэнергии и мощности функционирует на территории регионов, объединенных в ценовые зоны, в границах которых всем субъектам электроэнергетики предоставляется право осуществлять деятельность по купле—продаже электрической энергии (мощности) по свободным (нерегулируемым) ценам.

Ценовые зоны — территория совокупности субъектов Российской Федерации, в границах которых субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии (мощности) предоставляется право осуществления купли—продажи электрической энергии (мощности), производимой на генерирующих объектах и потребляемой энергопринимающими устройствами, находящимися на территориях указанных субъектов Российской Федерации или граничащих с ними, по свободным (нерегулируемым) ценам (рис. 1).

Первая ценовая зона включает в себя территории Европейской части России и Урала, вторая — территорию Сибири. Такое разделение обусловлено рядом причин, и, прежде всего, различными технологиями, применяемыми ОАО «СО ЕЭС» при планировании и ведении режима, поскольку состав генерирующего оборудования в ценовых зонах различается, и существуют сетевые ограничения на переток активной мощности из одной зоны в другую.



Рис. 1 Ценовые зоны ОРЭМ

В неценовых зонах, охватывающих Дальний Восток, Республику Коми, Архангельскую и Калининградскую области, в основном сохраняются регулируемые отношения, поскольку сформировать конкурентную среду при монопольном положении отдельных участников и наличии ограничений на переток активной мощности в ценовую зону (слабые электрические связи) невозможно.

Рынок электроэнергии. Инструменты ОРЭМ

Основной задачей энергетической политики России при современном состоянии экономики и энергетики и в перспективе их развития является переориентация отношения к энергоресурсам в их экономическом, социальном, экологическом и техническом аспектах. Необходимо выработать такую стратегию, которая гарантировала бы надежное и эффективное функционирование народного хозяйства России при любых пропорциях государственного и рыночного секторов экономики.

Энергетическая политика как составная и неразрывная часть общей экономической стратегии должна формироваться и может быть реализована лишь в рамках конкретных требований, складывающихся на этапах преобразования экономики России.

В условиях продолжающихся спада производства, разрывов традиционных материально-хозяйственных связей, финансовой не-

сбалансированности, резкого замедления воспроизводственных процессов временные параметры таких этапов определить сложно.

Сформированная сегодня на оптовом рынке система рынков призвана обеспечить как в краткосрочной, так и в средне- и долгосрочной перспективе надежное и бесперебойное энергоснабжение потребителей и экономическую эффективность производства, передачи и потребления электрической энергии (мощности).

Оптовый рынок включает в себя:

- *рынок электроэнергии*, обеспечивающий краткосрочную надежность и экономическую эффективность, формирует наиболее эффективную загрузку существующего ресурса, обеспечивает реализуемость электрических режимов, дает ценовые сигналы для энергоэффективного потребления;

- *рынок мощности*, обеспечивающий долгосрочную надежность, предупреждает дефицит генерации, формирует наиболее эффективную структуру генерации (с наименьшими совокупными затратами), дает ценовые сигналы для развития потребления в регионах в зависимости от достаточности и стоимости строительства генерации.

- *рынок финансовых производных*, обеспечивающий возможность хеджирования ценовых рисков.

Мощность и электроэнергия, несмотря на несомненную взаимосвязь, рассматриваются как отдельные товары. Реализация мощности представляет собой обязательство и возможность поддержания в готовности генерирующего оборудования для выработки электроэнергии установленного качества в объеме, необходимом для удовлетворения потребности потребителя в электроэнергии, в то время как реализация электроэнергии представляет собой физическую поставку электроэнергии потребителю.

Модель рынка электроэнергии предполагает существование трёх секторов торговли электроэнергией (рис. 2):

- долгосрочные двусторонние договоры;
- рынок «на сутки вперёд» (PCB);
- балансирующий рынок (БР).

На рынке долгосрочных двусторонних договоров торговля электрической энергией осуществляется по свободным двусторонним договорам купли—продажи электрической энергии (СДД) и сво-

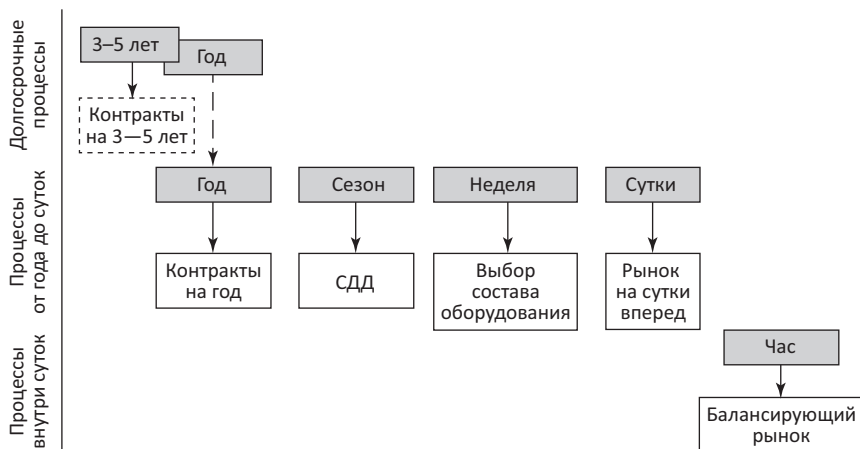


Рис. 2. Функциональная линейка рынка

бодным двусторонним договорам купли—продажи электрической энергии и мощности (СДЭМ), учитываемым в торговой системе оптового рынка. В рамках свободных двусторонних договоров участники рынка сами определяют контрагентов, цены и объемы поставки. На российском рынке электроэнергии также обращаются биржевые и внебиржевые финансовые инструменты, не учитываемые в торговой системе оптового рынка (рис. 3).

Свободные двусторонние договоры (СДД) — договоры купли—продажи электроэнергии по свободным (нерегулируемым) ценам между поставщиком и покупателем, условия которых, включая цены, определяются по соглашению сторон. Объемы поставки по СДД определяются в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

Рынок «на сутки вперед» (PCB) — система отношений в рамках ценовых зон оптового рынка электроэнергии между участниками оптового рынка и ОАО «ФСК ЕЭС», связанная с поставкой—потреблением электроэнергии в объемах, определенных по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед.

Рынок «на сутки вперед» организован в форме аукциона ценовых заявок. Цель аукциона — установление цен и объемов покупки—продажи электрической энергии так, чтобы достичь максимальной

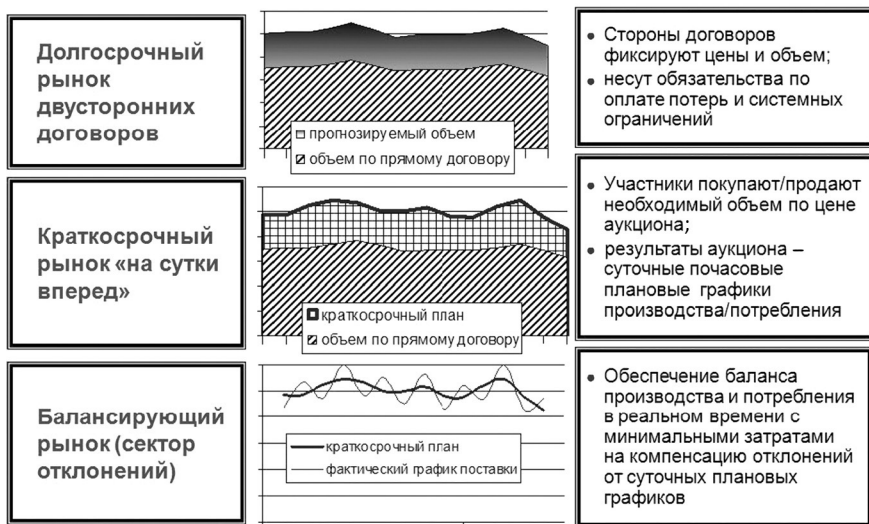


Рис. 3. Взаимодействие секторов ОРЭМ

взаимной выгоды поставщиков и покупателей от торговли. За сутки до реального времени покупатели и продавцы оптового рынка подают ценовые заявки организатору аукциона, именуемому коммерческим оператором (ОАО «АТС»). В этих заявках покупатели указывают желаемые объемы потребления и максимальную цену, которую готовы заплатить за эти объемы. Заявка покупателя может быть ценопринимаящая — тем самым покупатель выражает свою готовность заплатить за указанный им объем любую цену.

Продавцы заявляют объемы и минимальную цену, по которой согласны продать электрическую энергию. Продавец также может подать ценопринимаящую заявку, которая будет свидетельствовать о его готовности произвести заданный объем электроэнергии по любой цене, включая нулевую. Заявки покупателей ранжируются в порядке убывания цен, что означает, что покупатель всегда согласен купить товар по цене, меньшей цены в его заявке. Объемы, указанные в ценопринимаящих заявках, проходят в первую очередь. Из всех заявок-ступенек формируется кривая спроса. Заявки продавцов ранжируются в порядке возрастания цен, и таким образом формируется кривая предложения.

Пересечение кривых спроса и предложения дает **равновесные цены** и объемы на рынке. В равновесии не все покупатели удовлетворяют свой спрос — часть продавцов, заявки которых оказались справа от точки равновесия и не были приняты, ничего не смогут купить, так как они готовы были купить дешевле сформировавшейся равновесной цены. Часть предложения также оказывается невостребованной по заявленным продавцами ценам. Участник аукциона, у которого цена в его заявке совпала с равновесной ценой, называется **ценообразующим**.

Аукцион иллюстрирует пример **маржинального ценообразования**: участники заявляют свои реальные предпочтения (подают ценовые заявки), исходя из своих предельных (или, по-другому, маржинальных) издержек. В условиях конкурентной среды на рынке наиболее эффективным способом организации торгов является именно двусторонний аукцион с маржинальным ценообразованием.

Задача аукциона рынка «на сутки вперед» — определение равновесных цен (рис. 4) и таких объемов, из которых потом можно сформировать электрический режим с учётом системных ограничений, пропускной способности сети, потерь и т.д. Если в процессе планирования не учитывать ограничения, то составленный плановый график невозможно будет реализовать; реальный режим будет так далек от планового, что весь процесс планирования потеряет смысл и приведёт к увеличению объемов и удорожанию цен балансирующего рынка.

Для реализации этой задачи на рынке «на сутки вперед» организуется аукцион с учетом ограничений (системных ограничений, пропускной способности сети, потери электроэнергии), называемый распределенным. Распределенный аукцион решает задачу нахождения равновесной точки при учете связанных ограничений, обусловленных сетевой структурой связей. В распределенном аукционе определяется своя равновесная цена в каждом узле/зоне. Необходимо отметить, что если бы в системе не было потерь и ограничений пропускной способности, то цена за электрическую энергию была бы одинакова по всей энергетической системе. Но именно из-за наличия ограничений возникает дифференциация цен.

С 1 июля 2008 г. на РСВ работает механизм, позволяющий субъектам ОРЭМ принимать участие в решении задачи выбора генери-

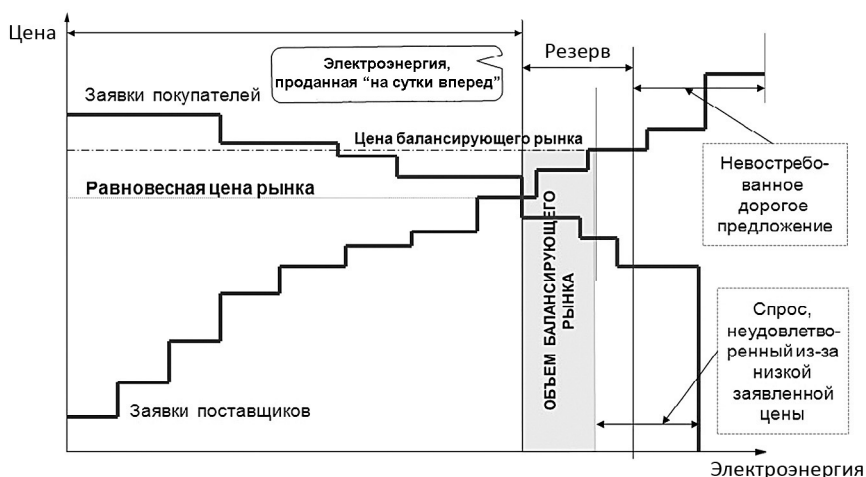


Рис. 4. Определение равновесной цены для одного часа

рующего оборудования: участники подают ценовые заявки **выбора состава включенного генерирующего оборудования** (ВСВГО). ОАО «СО ЕЭС» (Системный оператор) на основе этих заявок выполняет расчет оптимизации ВСВГО, а Коммерческий оператор использует их для модификации ценовых заявок при проведении конкурентного отбора на РСВ. Формализованная процедура ВСВГО дает ценовые сигналы участникам, так как в результате загружается более эффективная и востребованная генерация, тем самым стимулируя ее дальнейшее совершенствование и развитие.

Вместе с тем, фактическое потребление электроэнергии может отличаться от планового потребления электроэнергии. Торговля такими отклонениями производится в режиме реального времени на балансирующем рынке (БР).

Балансирующий рынок — сфера обращения отклонений от плановых объемов поставки электроэнергии, определенных в результате конкурентного отбора ценовых заявок для балансирования системы и (или) определенных по факту производства/потребления электрической энергии на основе данных коммерческого учета.

В связи с тем, что цена покупки электроэнергии на БР может быть выше цены покупки на РСВ, а цена продажи — может быть ниже, участникам ОРЭМ необходимо планировать свое почасовое

производство и потребление таким образом, чтобы добиться минимального отклонения факта от плана, так как отклонение может привести к увеличению затрат.

Субъекты и инфраструктура рынка

Хозяйственная деятельность любой компании, в том числе энергетической, характеризуется потоками товаров и услуг, идущими от производителей к потребителям, и потоками денег во встречном направлении. Топливные компании поставляют электростанциям газ, мазут и уголь, за что получают от них плату — часть выручки, полученной от потребителей. Продвижение электроэнергии к потребителям и поступления средств за ее использование проходят через несколько этапов.

Существуют следующие типы субъектов, обеспечивающих производство и реализацию электроэнергии:

- поставщики для электростанций, представленные компаниями, производящими топливо и оборудование. В обмен на продаваемые предметы снабжения поставщики получают деньги;
- электростанции разных типов (ТЭС, ГЭС, АЭС и др.), объединенные в генерирующие компании и вырабатывающие электроэнергию и тепло. Вся выработанная электростанциями электроэнергия передается в сети;
- сети, передающие электроэнергию потребителям. Они обслуживают поставки двух типов — крупным потребителям с оптового рынка, и сбытовым компаниям, поставляющим электроэнергию на розничный рынок, т.е. предприятиям (кроме крупных потребителей) и населению. Сообразно этим потокам в обратном направлении движутся деньги;
- потребители, в том числе население, рассматриваются как отдельный сектор. С переходом к оптовому рынку электроэнергии в России цены на электроэнергию для населения остаются регулируемы. Потребители электроэнергии — юридические лица — приобретают электроэнергию на оптовом рынке (крупные) или у сбытовых компаний (остальные).

Еще одна категория субъектов электроэнергетики — *организации технологической инфраструктуры*:

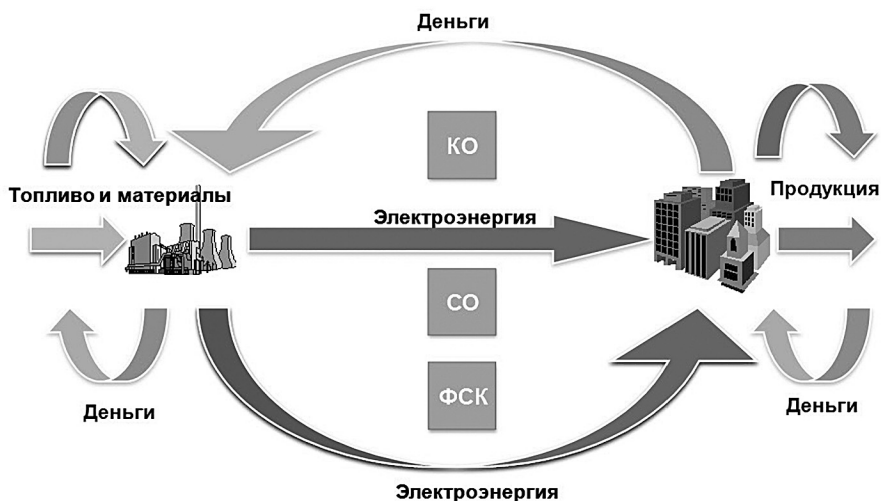


Рис. 5. Потоки электроэнергии и денежных средств

- Системный оператор (ОАО «СО ЕЭС») — организация, оказывающая услуги по оперативно-диспетчерскому управлению;
- организации по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальными распределительными сетями, по которым осуществляется передача электрической энергии (ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Российские сети»).

НП «Совет рынка» (Совет рынка), ОАО «АТС» (Коммерческий оператор) и иные организации, на которые возложены функции коммерческой инфраструктуры, отнесены к отдельной категории — *организациям коммерческой инфраструктуры*.

Надежное и бесперебойное поступление товаров (электроэнергии и мощности) и услуг от производителя к потребителю одновременно с надежным и бесперебойным поступлением финансовых средств от потребителей к производителям, не только в текущем режиме, но и на перспективу, является основной задачей рынка электроэнергетики (рис. 5).

Анализ и планирование электропотребления энергосистем

**Б.И. Макоклюев, главный научный сотрудник НТЦ ФСК ЕЭС,
доктор техн. наук**

Планирование режимных параметров и технико-экономических показателей является одной из важных задач обеспечения функционирования электроэнергетики. Составляя планы по различным показателям на предстоящие сутки, неделю, месяц, квартал, год, службы и отделы энергокомпаний решают задачу планирования энергобалансов — соотношения между потребностью электроэнергии (мощности) и средствами ее удовлетворения.

Одним из основных показателей при планировании является прогноз ожидаемого электропотребления (потребления электроэнергии и мощности) в целом по энергосистеме (ЭС), энергокомпании (ЭК), группам и отдельным потребителям, узлам электрической схемы. В определенном смысле прогноз электропотребления (далее — ЭП, потребление, нагрузка) является опорным показателем для последующего планирования балансов электроэнергии, мощности и расчетов электрических режимов. Необходимость точного прогнозирования обусловлена технологическими и экономическими причинами. Точные расчеты обеспечивают оптимальное с экономической точки зрения распределение нагрузок между станциями, способствуют осуществлению экономически целесообразных операций по покупке и продаже электроэнергии.

Временная иерархия планирования электропотребления разделяется на три основных интервала:

- долгосрочное планирование (от месяца до года, нескольких лет вперед);
- краткосрочное планирование (от суток до месяца вперед);
- оперативное управление режимами (минуты, часы).

Задача расчетов прогнозов потребления решается на всех временных интервалах с последовательным уточнением результатов расчетов по мере уменьшения времени упреждения. Точность прогнозных расчетов определяется соответствием применяемых ма-

тематических моделей процессу колебаний потребления. В целом колебания потребления представляют собой сложный нестационарный случайный процесс, имеющий определенные цикличности (регулярные колебания). Они определяются сезонными колебаниями температуры и освещенности (долготы дня) в разрезе года, технологическим режимом работы предприятий, режимом труда и отдыха населения.

Долгосрочные прогнозы объемов потребления электрической энергии на год, квартал, месяц используются для формирования ежегодных сводных балансов производства и потребления электрической энергии. Балансы производства и потребления электрической энергии, в свою очередь, являются основой для планирования режимов работы электростанций, определения объемов необходимых запасов топлива на ТЭС, формирования графиков ремонта оборудования и т.д. С учетом сформированных сводных балансов производства и потребления электрической энергии устанавливаются также тарифы на электрическую энергию (мощность) для участников рынка электроэнергетики (ОРЭ).

Краткосрочные прогнозы потребления, от недели до суток вперед, являются основой для формирования диспетчерских графиков. Одновременно определяются необходимые объемы и размещение резервов мощности в ЕЭС. Объемы потребления ЭК, субъектов рынка на всех временных этапах планирования и эксплуатации обязательно согласовываются с подразделениями и филиалами Системного оператора Единой энергетической системой России (СО ЕЭС) — региональными (РДУ), объединенными диспетчерскими управлениями (ОДУ) и центральным офисом.

Согласованные графики потребления и генерации (диспетчерские графики) являются важнейшими показателями, определяющими основные аспекты работы ЭК и ЭС — графики выработки электроэнергии станциями с учетом резервов, состав генерирующего оборудования, графики перетоков мощности и потребления, объемы покупки и продажи электроэнергии и мощности на рынке.

Помимо заявленных графиков потребления участников рынка, учтенных Системным оператором при расчете предварительного диспетчерского графика, СО ЕЭС осуществляет собственный суточный прогноз потребления активной мощности на моменты окончания

диспетчерских интервалов времени по территориям диспетчерского управления. При управлении режимами работы ЕЭС Системный оператор осуществляет также оперативный прогноз графика потребления на следующий час и оставшиеся до конца суток часы в целях оптимального использования энергоресурсов и минимизации стоимости отклонений поставок от планового объема.

Следует отметить, что долгосрочный, краткосрочный и оперативные прогнозы требуют различных методик. Долгосрочным прогнозам нужны сценарные подходы для оценки общеэкономической ситуации, отраслевых тенденций развития и т.п. Для краткосрочных прогнозов важен учет метеофакторов, характера дня (рабочий, выходной), состояния режима энергосистемы в ближайшей ретроспективе. При оперативном прогнозировании в темпе процесса требуются адаптивные модели прогноза, учет фактора освещенности.

В зависимости от решаемых задач и детальности планирования, в состав суммарного потребления энергокомпаний и энергосистем могут входить компоненты, характеризующие структуру на различных этапах и звеньях технологического процесса. Компоненты могут группироваться по территориальным, технологическим признакам. Планирование потребления осуществляется на основе прогноза суммарного показателя и каждой компоненты, при этом структура потребления должна быть сбалансирована на каждом этапе и уровне планирования.

Формирование колебаний суточных графиков потребления ЭК и ЭС происходит под влиянием целого комплекса различных факторов. Эти факторы можно разделить на регулярные (детерминированные) и нерегулярные (случайные). Первые называются регулярными, вследствие того, что их можно предсказать наперед с определенной точностью. К ним относятся устойчивые производственные циклы, астрофизические циклы (смена дня и ночи), сезонные колебания метеофакторов. Соответственно, они определяют регулярные колебания потребления (цикличности нагрузок) — суточную, недельную, сезонную цикличности, а также устойчивые многолетние изменения (тенденции) потребления — межгодовой прирост (падение), плавное изменение структуры потребления.

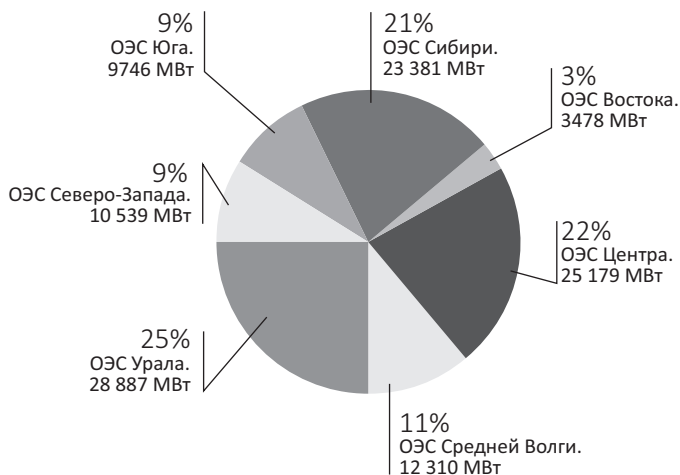


Рис. 1. Доля нагрузки ОЭС в среднесуточном потреблении ЕЭС по рабочим дням в 2011 г.

Вторые, нерегулярные факторы определяют нерегулярные колебания, отклонения нагрузки от цикличностей и тенденций. К ним относятся резкие изменения погодных условий, общественные явления, телевизионные передачи, внеплановые отключения крупных потребителей и т.п. [1]. Существенное влияние на потребление оказывают метеорологические факторы — температура наружного воздуха, естественная освещенность, влажность, скорость ветра и другие. Все эти факторы в значительной мере определяют регулярные сезонные, суточные колебания ЭП, а также отклонения от плановых значений. Влияние метеофакторов зависит от сезона и времени суток и, в последние годы, значительно усилилось вследствие увеличения доли коммунально-бытовой нагрузки. Оценка влияния метеофакторов и учет указанных факторов при прогнозировании позволяет снижать ошибки прогнозирования в среднем на 0,1—0,4% и более [1—5].

Структура потребления ЕЭС России по территориям ОЭС представлена на круговой диаграмме (рис. 1).

Основная нагрузка (около 70%) приходится на ОЭС Урала, Центра и Сибири (среднее потребление соответственно 29, 25, 23 ГВт). На рис. 2—5 представлена структура ОЭС по энергосистемам.

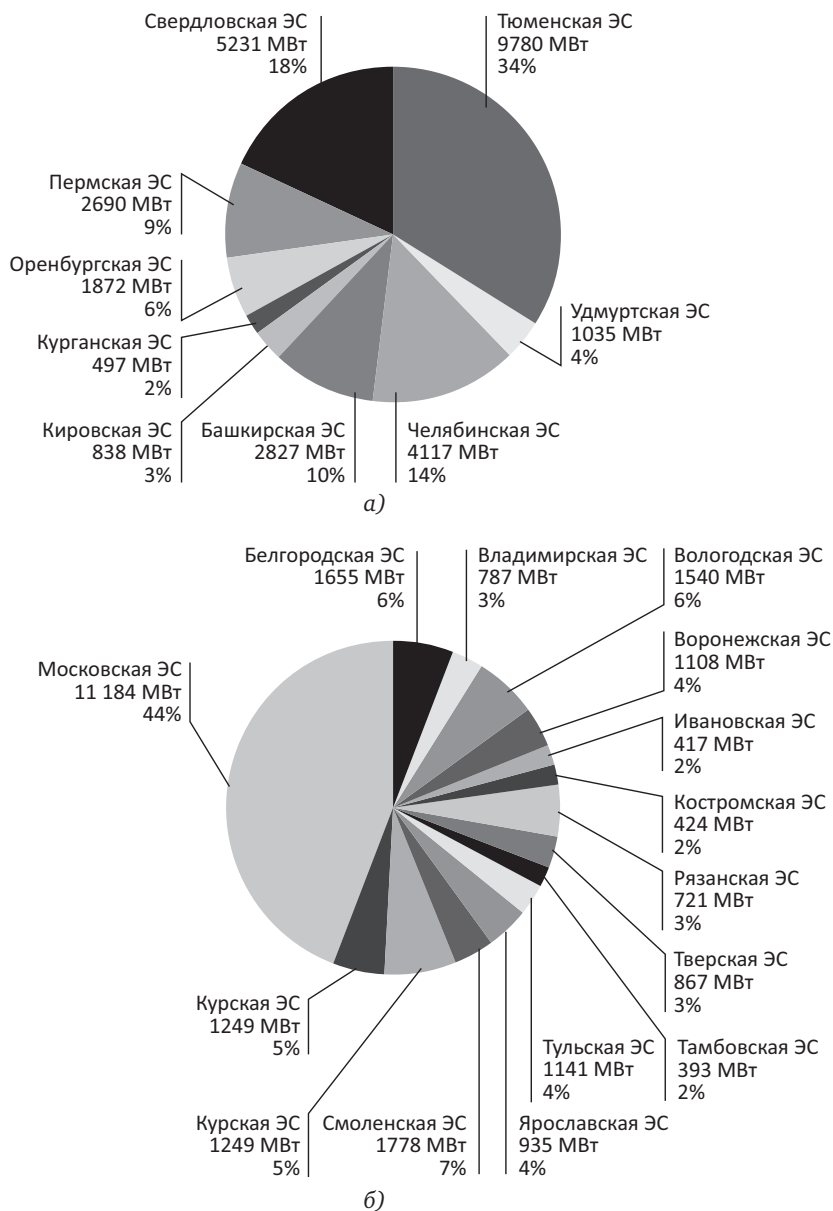


Рис. 2. Структура потребления ОЭС Урала (а) и ОЭС Центра (б) по территориям ЭС

Ведущее место в ЕЭС России занимает *ОЭС Урала*. В ОЭС входит девять региональных энергосистем, соизмеримых по объемам. Отличительной особенностью ОЭС Урала является большая доля высокоманевренного блочного оборудования электростанций (69% установленной мощности), которое позволяет ежедневно изменять суммарную загрузку электростанций ОЭС Урала в диапазоне от 5000 до 7000 МВт, а также отключать в резерв в выходные дни от двух до десяти энергоблоков суммарной мощностью от 500 до 2000 МВт. Эти возможности используются для регулирования частоты в ЕЭС, а также позволяют обойтись без каких-либо системных нарушений при вечернем спаде (скорость до 1200 МВт/ч) и утреннем росте (скорость до 1400 МВт/ч) электропотребления, вызванных высокой долей промышленности в потреблении Урала.

Самая крупная ЭС Урала — Тюменьэнерго — является второй в стране по объему электропотребления после Мосэнерго (среднее потребление в 2011 г. — около 9,8 ГВт). Далее следуют примерно равноценные по уровню потребления Свердловэнерго (5,2 ГВт), Челябинэнерго (4,1 ГВт), Башкирэнерго (2,8 ГВт), Пермэнерго (2,7 ГВт). Суммарное годовое потребление электроэнергии в 2011 г. в ОЭС Урала было на 2,36 % выше уровня предыдущего года и составило 254,6 млрд кВт·ч [1, 2].

К сопоставимой с ОЭС Урала *ОЭС Центра* (15 энергосистем) примыкают энергообъединения Северо-Запада, Средней Волги, Урала и Северного Кавказа, а также энергосистемы Украины и Белоруссии. Особенностью этой ОЭС является самая высокая в ЕЭС доля атомных электростанций в структуре генерирующей мощности, большое количество развитых узлов электропотребления, связанных с предприятиями черной металлургии, а также крупных промышленных городских центров (Московский, Вологодско-Череповецкий, Белгородский, Липецкий). В ОЭС Центра входит крупнейшая в стране энергосистема Мосэнерго, которая является безусловным лидером по всем показателям потребления (около 12 ГВт) и по своим объемам генерации и потребления даже превосходит некоторые ОЭС. Далее следуют Смоленскэнерго, Вологдаэнерго, Белгородэнерго, Воронежэнерго, Липецкэнерго, Тулаэнерго с потреблением от 1,1 до 1,8 ГВт. Объемы потребления остальных регионов существенно ниже (см. рис. 2). Суммарное годовое потребление электроэнергии

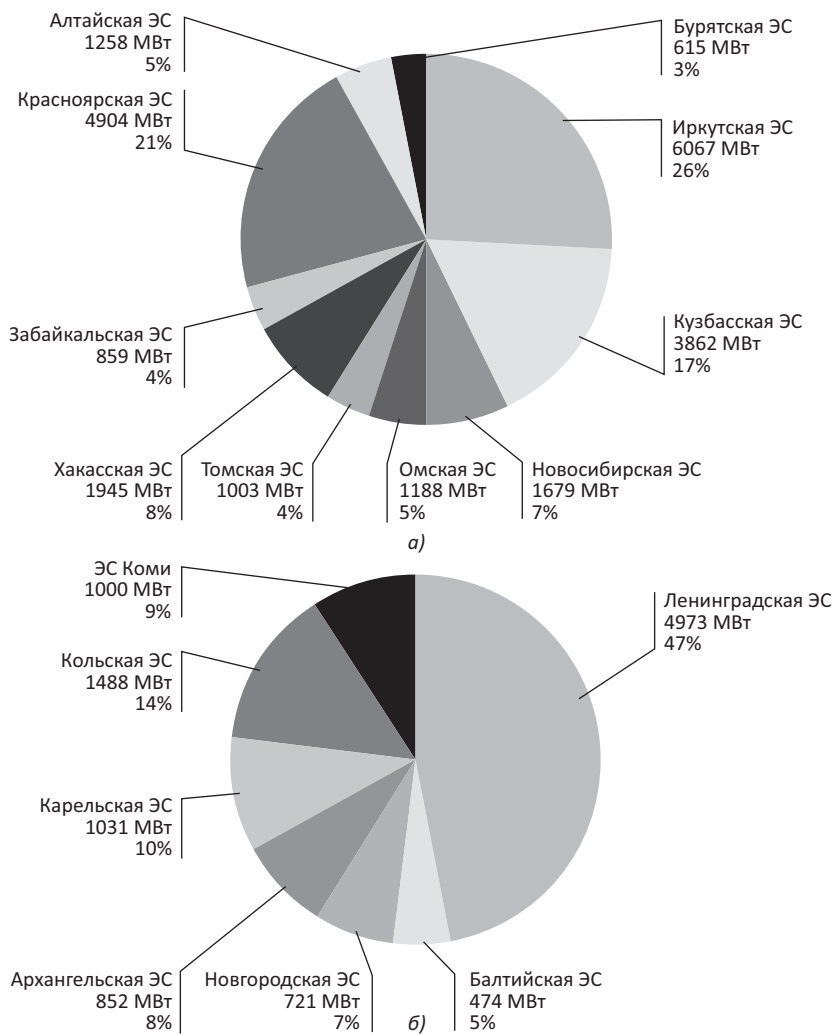


Рис. 3. Структура потребления ОЭС Сибири (а) и ОЭС Северо-Запада (б) по территориям ЭС

в 2011 г. в ОЭС Центра было на 0,83% выше уровня предыдущего года и составило 223,7 млрд кВт·ч.

В состав *ОЭС Сибири* входят 10 энергосистем (рис. 3,а), весьма различных по своей потребляемой мощности — от идущей на 3-м

месте по уровню потребления в России (следом за Мосэнерго, Тюменьэнерго) энергосистемы Иркутскэнерго (6 ГВт) до Томскэнерго (1 ГВт). Также в Сибири достаточно крупными являются Красноярскэнерго (4,9 ГВт), Кузбассэнерго (3,8 ГВт), Новосибирскэнерго (1,6 ГВт).

Особенности режима работы ОЭС определяет уникальная структура генерирующей мощности, более 50% которой составляют ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования. Гидроэлектростанции Сибири производят почти 10% объема выработки всех электростанций ЕЭС России. Суммарное годовое потребление электроэнергии в 2011 г. в ОЭС Сибири было на 1,61% ниже уровня предыдущего года и составило 205 млрд кВт·ч [1, 2, 3].

Следующую группу ОЭС, примерно равных по потребляемой мощности, образуют ОЭС Северо-Запада (10,5 ГВт), Средней Волги (12,3 ГВт) и Юга (9,8 ГВт).

В состав *ОЭС Северо-Запада* входит семь энергосистем (рис. 3,б), среди которых выделяется энергосистема мегаполиса — Ленэнерго (около 5 ГВт). ОЭС Северо-Запада обеспечивает синхронную параллельную работу ЕЭС России с энергосистемами стран Балтии и Белоруссии, несинхронную параллельную работу (через конвертор) с энергосистемой Финляндии, и обеспечивает значительный экспорт электроэнергии в Скандинавские страны. В структуре генерации большая доля электростанций, работающих в базовом режиме. Это мощные атомные и тепловые станции, которые производят около 90% суммарной выработки ОЭС. Суммарное годовое потребление электроэнергии в 2011 г. в ОЭС Северо-Запада было на 0,13% ниже уровня предыдущего года и составило 92,6 млрд кВт·ч [1, 5].

ОЭС Средней Волги (рис. 4,а) располагается в Центральной части ЕЭС России и граничит с энергообъединениями Центра и Урала, а также с энергосистемой Казахстана. Около 25 % установленной мощности ОЭС приходится на долю ГЭС Волжско-Камского каскада (что составляет 15% суммарной установленной мощности гидроэлектростанций ЕЭС России). Это позволяет использовать эти мощности для регулирования частоты в ЕЭС, и для поддержания транзитных перетоков с ОЭС Центра, Урала и Сибири в заданных пределах. В ОЭС Средней Волги входит девять довольно различных по уровню потребления энергосистем, наиболее мощными из ко-

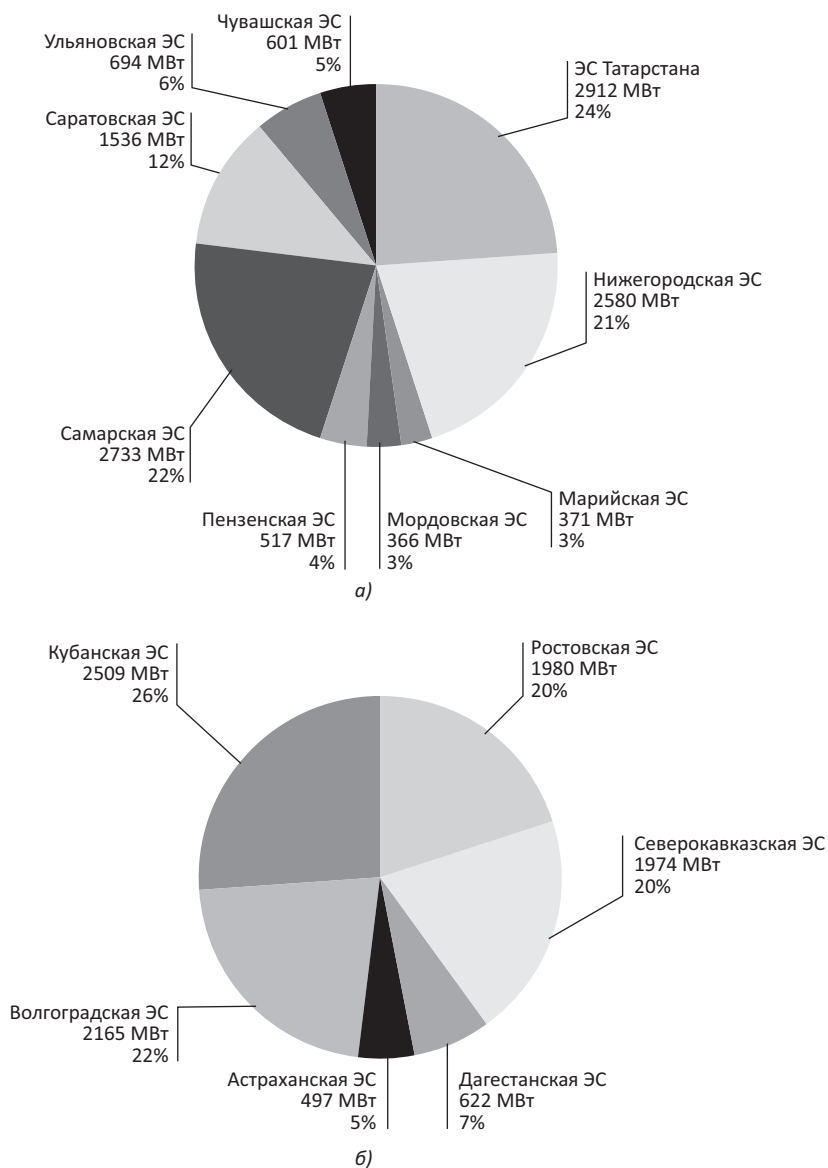


Рис. 4. Структура потребления ОЭС Средней Волги (а) и ОЭС Юга (б) по территориям ЭС

торых являются Татэнерго (около 3 ГВт) и Самараэнерго (2,7 ГВт). Замыкают список этой ОЭС энергосистемы Мариэнерго и Мордовэнерго (обе по 0,4 ГВт). Потребление электроэнергии в 2011 г. в ОЭС Средней Волги было на 2,87% выше уровня предыдущего года и составило 108 млрд кВт·ч [1, 2].

ОЭС Юга обеспечивает параллельную работу ЕЭС России с энергосистемами Украины, Азербайджана и Грузии. Объединение занимает первое место в ЕЭС по доле коммунально-бытовой нагрузки в структуре электропотребления, что приводит к резким скачкам потребления при колебаниях температуры. В ОЭС Юга (рис. 4,б) шесть энергосистем — от достаточно мощных, таких как Кубаньэнерго (2,5 ГВт), Ростовэнерго (2 ГВт), Волгоградэнерго (2,2 ГВт), до небольших — Астраханьэнерго и Дагэнерго (0,5—0,6 ГВт). Суммарное годовое потребление электроэнергии в ОЭС Юга в 2011 г. составило 85,7 млрд кВт·ч, что на 4,0% больше потребления за аналогичный период 2010 г. [1, 2].

В состав ОЭС Востока (рис. 5) входят Амурская, Приморская и Хабаровская ЭС, а также Южно-Якутский энергорайон Якутской ЭС. Энергосистемы объединены межсистемными линиями электропередачи 500 и 220 кВ, имеют единый режим работы. ОЭС Востока работает изолированно от ЕЭС России. Всего на территории Дальнего Востока и Крайнего Севера действуют 10 энергосистем. В структуре генерирующих мощностей ОЭС преобладают тепловые электростанции (более 70% установленной мощности), имеющие

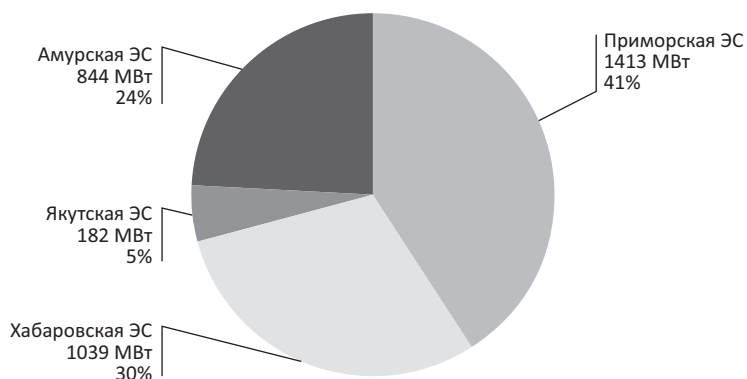


Рис. 5. Структура потребления ОЭС Востока по территориям ЭС

ограниченный диапазон регулирования; Основные районы потребления сосредоточены на юго-востоке ОЭС, основные генерирующие источники в северо-западной части. В регионе одна из самых высоких в ЕЭС доля коммунально-бытовой нагрузки. Суммарное годовое потребление электроэнергии в 2011 г. в ОЭС Востока было на 1,97% выше уровня предыдущего года и составило 30,5 млрд кВт·ч [1, 2].

Характер электропотребления энергосистем в значительной степени определяется структурой электропотребления (составом потребителей). Именно структура потребления определяет характер суточных, сезонных и недельных колебаний потребления [1, 2].

Суточная неравномерность определяется коэффициентом заполнения (отношение $P_{\text{ср}}$ к P_{max}) и коэффициентом неравномерности (отношение P_{min} к P_{max}). Коэффициенты, характеризующие форму графика по различным ОЭС, представлены в табл. 1, где $P_{\text{ср}}$ — среднее значение потребления за период.

Таблица 1. Коэффициенты, характеризующие форму среднесуточного графика ОЭС и ЕЭС России (зимний период 2010—2011 гг.)

Энергообъединения	Рабочие дни			Выходные дни		
	$P_{\text{ср}}$	$k_{\text{зап}}$	$k_{\text{нер}}$	$P_{\text{ср}}$	$k_{\text{зап}}$	$k_{\text{нер}}$
ЕЭС России	124 080	0,924	0,813 (0,824)	118 321	0,917	0,833
ОЭС Центра	28 988	0,888	0,718	27 096	0,877	0,750
ОЭС Северо-Запада	12 240	0,911	0,770	11 649	0,902	0,794
ОЭС Средней Волги	13 771	0,904	0,761	12 809	0,894	0,792
ОЭС Юга	10 552	0,860	0,719	10 055	0,847	0,733
ОЭС Урала	31 193	0,940	0,857	30 144	0,935	0,874
ОЭС Сибири	27 336	0,938	0,863	26 568	0,934	0,871

Можно отметить некоторые особенности неравномерности суточных графиков для различных ОЭС, разделив их на три группы:

- незначительная неравномерность ($k_{\text{нер}} > 0,80$) — ОЭС Урала, ОЭС Сибири;
- средняя неравномерность ($0,75 < k_{\text{нер}} < 0,80$) — ОЭС Северо-Запада, ОЭС Средней Волги;
- значительная неравномерность ($k_{\text{нер}} < 0,75$) — ОЭС Центра, ОЭС Юга.

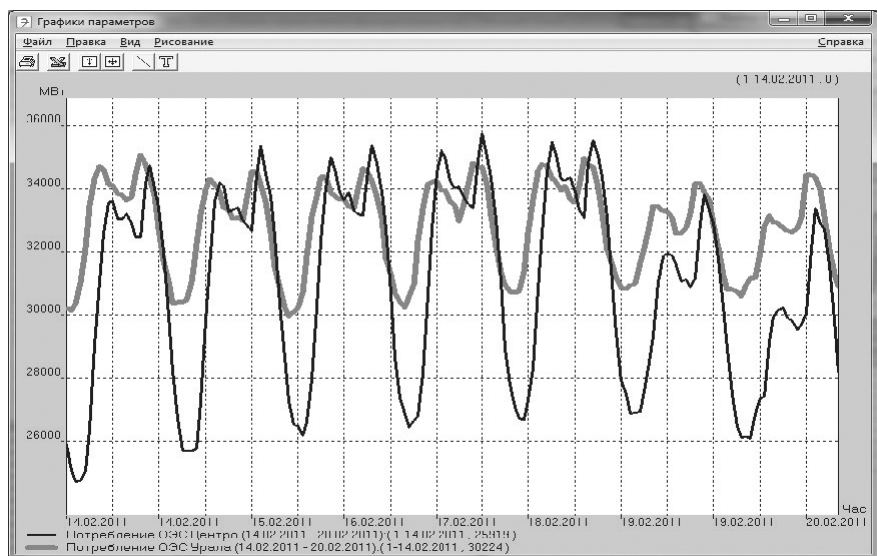


Рис. 6. Графики недельного цикла часовых значений потребления ОЭС Центра и ОЭС Урала (февраль 2011 г.)

В выходные дни коэффициенты неравномерности больше (нагрузка более равномерная), но характер неравномерности по группам сохраняется.

В ОЭС первой группы существенно большая часть промышленной нагрузки и графики более равномерные. На рис. 6 представлены графики недельного цикла часовых значений потребляемой мощности энергосистем ОЭС Центра и ОЭС Урала в зимний период. Размах суточных и недельных колебаний в ОЭС Центра существенно выше, чем в ОЭС Урала вследствие более высокой доли коммунально-бытовой нагрузки.

Сезонные циклы различных ОЭС отличаются своей характерной формой, амплитудой колебаний, временем наступления максимумов и минимумов и также в значительной степени определяются структурой потребления. Примерно одинаков размах сезонных колебаний в ОЭС, расположенных в европейской части — Центра, Северо-Запада, Юга и Средней Волги. Незначительные сезонные колебания в ОЭС Урала и Сибири. Наиболее существенным является размах сезонных колебаний в ОЭС Востока.

В значительной мере колебания потребления зависят от метеофакторов, прежде всего температуры и освещенности [4, 5]. Метеофакторы определяют основные сезонные и суточные циклы потребления. Особенно существенно влияние метеофакторов в регионах с высокой долей непромышленной нагрузки, поскольку она более зависима от климатических факторов. Эта зависимость прежде всего отмечается в регионах Юга, Центра и Средней Волги. Влияние метеофакторов усиливается по мере роста непромышленной нагрузки. Влияние температуры отмечается уже в летний период и в некоторых южных энергосистемах характер сезонных колебаний имеет свои особенности.

Так, потребление Кубаньэнерго имеет существенный локальный летний максимум (рис. 7). Этот максимум имеет тенденцию к увеличению, и потребление в августе 2010 г. уже стало абсолютным годовым максимумом. Локальные максимумы в летний период наблюдаются в других европейских энергосистемах. Повышение летней нагрузки в южных и некоторых ЭС Центра прежде всего связа-

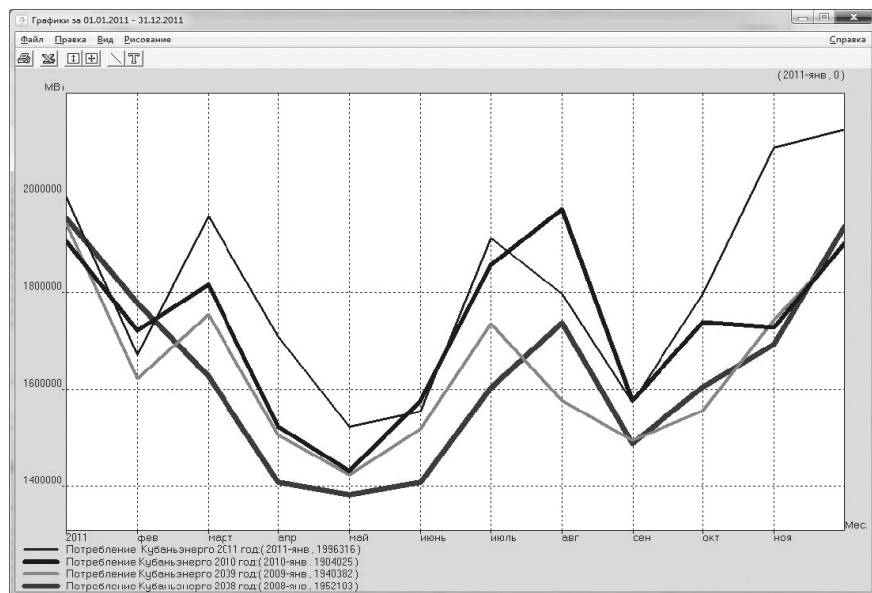


Рис. 7. Сезонные колебания среднемесячного потребления Кубаньэнерго в 2008—2011 гг.

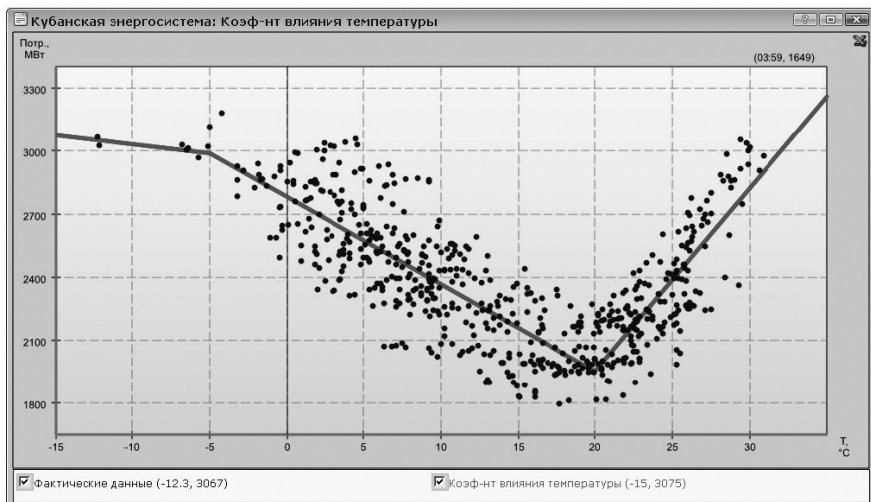


Рис. 8. Зависимость потребления Кубаньэнерго от температуры

но с дополнительной нагрузкой от приборов кондиционирования и поливным земледелием.

На рис. 8 приведен график зависимости потребления Кубаньэнерго от температуры. Отчетливо видно, что с повышением температуры более чем на 20 °C потребление начинает расти.

Локальные максимумы в летний период наблюдаются в других европейских энергосистемах, а также в ЕЭС в целом, где небольшое повышение нагрузки отмечается в июле и августе 2010 и 2011 гг. (рис. 9).

Фактор летнего повышения нагрузки отрицательно сказывается на ремонтной кампании сетевого и станционного оборудования, которая в основном проводится в летний период.

В целом основные длительные тенденции потребления можно определить следующим образом:

- рост (снижение в кризисные годы) электропотребления;
- увеличение доли непромышленной нагрузки;
- увеличение сезонной неравномерности нагрузки в разрезе года;
- увеличение доли выходных дней в недельном потреблении;
- изменение характера суточной неравномерности, относительное снижение утреннего и рост вечернего максимума;

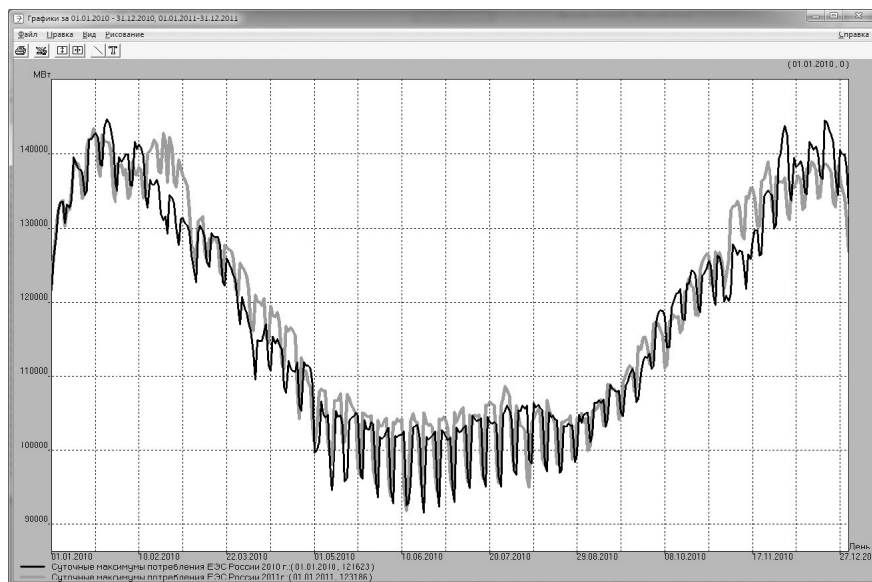


Рис. 9. Годовой ход суточных максимумов нагрузки ЕЭС России в 2010 и 2011 гг.

- рост зависимости потребления от метеорологических факторов, обусловленный ростом непромышленной нагрузки.

Рост и снижение нагрузки по ОЭС представлены на диаграмме рис. 10. Для всех регионов отмечается падение потребления в кризисный 2009 г., существенный рост в 2010 г. и замедленный в 2011 г. Относительно более высокий рост потребления по 2011 г. можно наблюдать в ОЭС Юга, ОЭС Урала и ОЭС Средней Волги, в ОЭС Северо-Запада и Сибири в этом году было отмечено снижение потребления. В ОЭС Центра прирост был незначительный, также как и в целом по ЕЭС России. В целом в 2011 г. отмечается замедление темпов прироста.

Более длительные тенденции потребления рассмотрим на примере одной из самых крупных ЭС России — Мосэнерго. Максимум мощности Мосэнерго за последние 15 лет существенно вырос, однако этот рост замедлился в последние годы [1, 4].

В 2012 г. отмечен абсолютный максимум электрической мощности — 17 556 МВт (рис. 11).

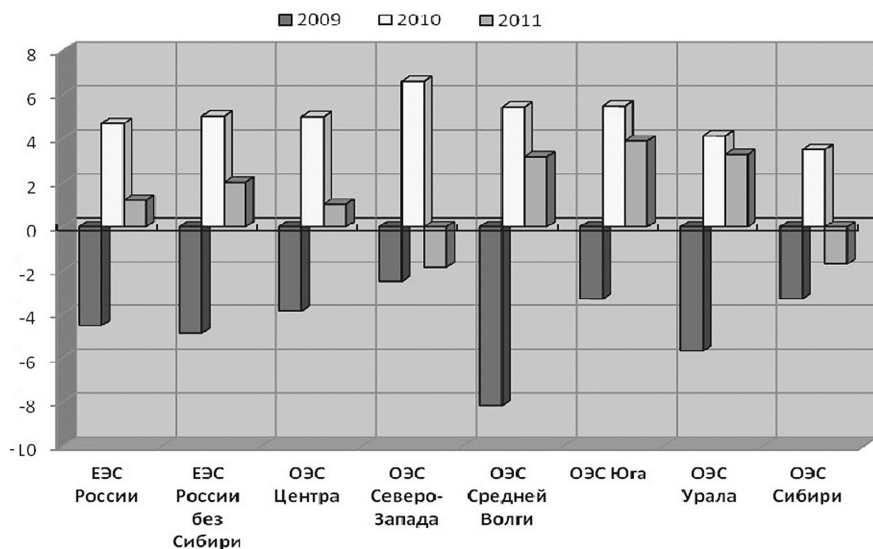


Рис. 10. Диаграмма приростов средней потребляемой мощности ЕЭС России и ОЭС в 2009—2011 гг.

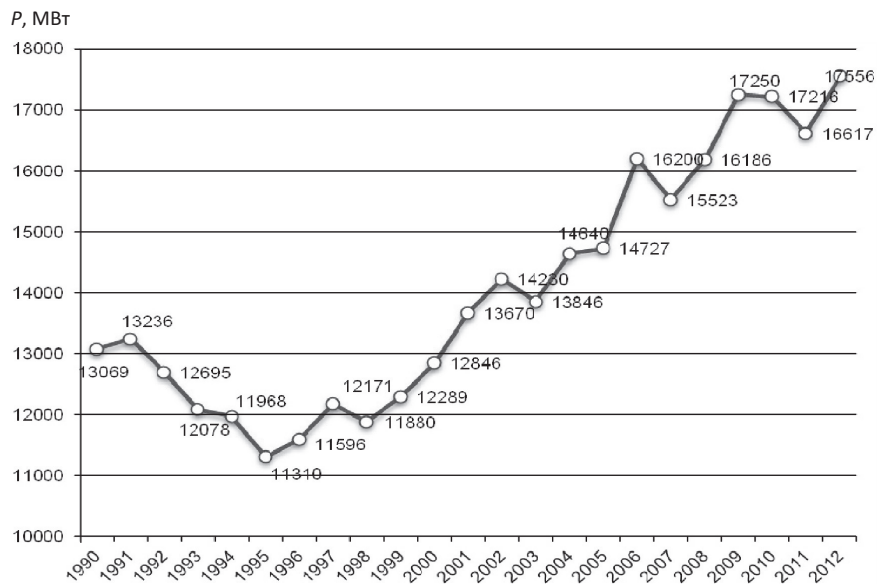


Рис. 11. График максимумов потребляемой мощности Мосэнерго в 1990—2012 гг.

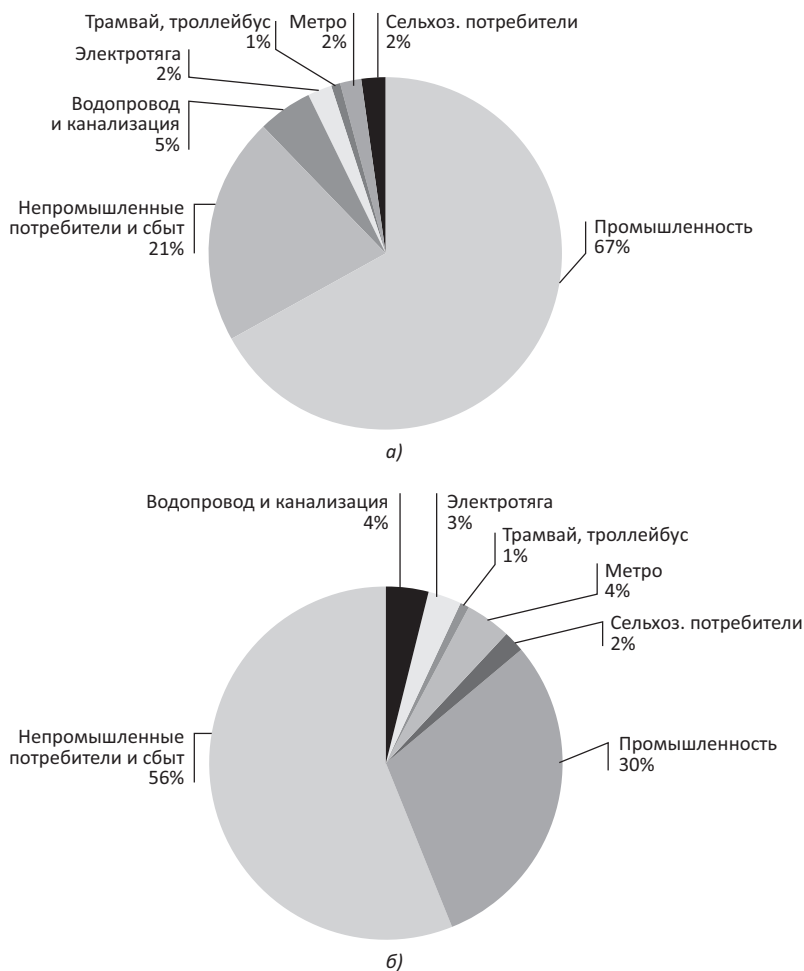


Рис. 12. Структура полезного отпуска г. Москвы:
а — 1985 г., б — 2004 г.

Одной из характерных тенденций последних лет является тенденция изменения структуры потребления. Достаточно ярко прослеживается динамика изменения структуры полезного отпуска электроэнергии за 20 лет на примере мегаполиса — Мосэнерго (рис. 12).

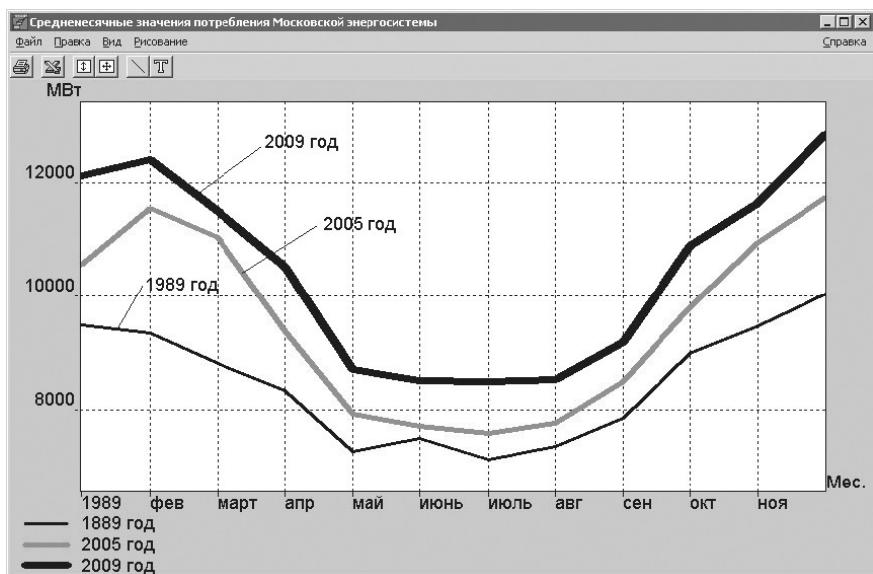


Рис. 13. Графики среднемесячных значений электропотребления Мосэнерго

Из приведенных диаграмм отчетливо видно, что структурные изменения в общем электропотреблении в основном связаны с двумя ведущими группами — промышленность и непромышленные потребители (население и коммерческие структуры). Соотношение доли этих групп в потреблении изменилось весьма существенно, очень сильно возросла доля непромышленной нагрузки. Изменения в других секторах потребления незначимы.

Структурные изменения отражаются на основных циклических особенностях электропотребления энергосистем. Так, на рис. 13, сопоставлены годовые графики электропотребления, примерно соответствующие тем периодам, для которых составлены круговые диаграммы (см. рис. 12). Наглядно виден существенный рост сезонной неравномерности графиков в 2005 и 2011 гг. по отношению к графику 1989 г. В последние годы размах сезонных колебаний существенно увеличился.

Подобное увеличение размаха сезонных колебаний с одновременным межгодовым нелинейным ростом уровня потребления представляют собой так называемую мультипликативную межгодовую тенденцию роста потребления с сезонным эффектом [4].

В целом методология расчетов по планированию потребления, разрабатываемые методы, алгоритмы и программные средства должны обеспечивать:

- возможность создания и хранения многолетних архивов данных потребления, компонент балансов мощности и электроэнергии, необходимых для проведения всестороннего анализа особенностей и тенденций потребления, разработки адекватных математических моделей, возможность организации объектной структуры хранения данных потребления на различных объектах;
- обеспечение методологии планирования сбалансированной многокомпонентной структуры потребления;
- наличие набора различных моделей прогнозирования, адекватно описывающих колебания компонент потребления;
- возможность проведения необходимого статистического анализа потребления, режимных параметров и технико-экономических показателей ЭК и ЭС;
- необходимую точность расчетов по прогнозированию потребления;
- учет при прогнозировании и планировании различных влияющих факторов, в том числе метеорологических;
- возможность увязки исходных данных и результатов расчетов по прогнозированию и планированию потребления с другими задачами планирования и ведения режимов работы ЭК (расчет балансов электроэнергии и мощности, режимов электрической сети, расчет потерь, диспетчерские задачи);
- возможность работы алгоритмов и программных средств в реальных производственных условиях с загрузкой данных в темпе процесса (on line) из комплексов ОИК и АСКУЭ, возможность работы алгоритмов и программных средств прогноза потребления в технологии балансирующего рынка;
- обмен исходными данными и результатами расчетов между объектами и уровнями управления.

Разработанные на основе предлагаемых методов и алгоритмов промышленные программы и программные комплексы должны обеспечивать потребности в средствах планирования потребления соответствующих служб и подразделений ЭК и ЭС, диспетчерских управлений, субъектов рынка электроэнергии.

В настоящее время в России применяется несколько программных комплексов, предназначенных для решения задач планирования потребления. Наиболее распространенными являются комплексы «Энергостат» и «ИСП» [1, 6].

Комплекс «Энергостат» состоит из нескольких подсистем, реализующих различные технологические задачи, связанные с анализом и планированием электропотребления и балансов. Программные подсистемы могут функционировать как отдельно, так и совместно на общей базе данных в среде Windows. Возможна сетевая организация работы в файл-серверном и клиент-серверном вариантах (с использованием СУБД ORACLE, MS SQL Server, Cache', InterBase). Программным комплексом оснащены большинство крупных энергокомпаний и диспетчерских управлений России — центральный офис СО ЕЭС, все ОДУ и РДУ СО ЕЭС, Кузбассэнергосбыт, Самарэнерго, Ульяновскэнерго, Дальневосточная энергетическая компания и все ее филиалы, Воронежэнерго, Мосэнерго, другие энергокомпании России. Комплекс эксплуатируется также в НЭК Укрэнерго.

Практика эксплуатации показала эффективность разработанных методов и алгоритмов. Реализованные модели прогнозирования разрабатывались на основе исследований многолетних статистических выборок данных потребления, влияющих факторов, компонент балансов мощности и электроэнергии большинства ЭО России. При проведении исследований применялись методы теории вероятностей и теории случайных процессов, статистического анализа, теории временных рядов.

На базе проведенных исследований разрабатывались методы и алгоритмы планирования потребления, которые опробовались экспериментально и модифицировались с учетом опыта эксплуатации. При проектировании структур хранения и обработки данных потребления использовались объектные и темпоральные подходы, как средства моделирования, и СУБД реляционного типа, как средства хранения данных. Для обеспечения возможности обработки и хранения статистических архивов потребления и связанных с ним параметров (глубина архивов до 10—15 лет) разработана информационная объектная структура хранения данных. Объектная структура хранения с набором программных

средств администрирования базы данных представляет собой информационную систему для планирования потребления и других технологических задач. При проектировании структуры системы использовались объектные и темпоральные подходы как средства моделирования, и СУБД реляционного типа с SQL-доступом как средства хранения данных [1].

Адаптация алгоритмов, программных средств к конкретным объектам и эксплуатация производится в соответствии с методологией расчетов. В соответствии с задачами, решаемыми при планировании потребления, реализуемая методология расчетов включает в себя методы, алгоритмы, технологию расчетов, способы и средства обработки данных, необходимые для осуществления всего цикла планирования электропотребления. Основные этапы реализации методологии следующие.

1. Подготовка исходной информации для анализа и планирования:

- подготовка структуры взаимосвязанных составляющих балансов электропотребления ЕЭС, ОЭС, ЭС. Создание объектной модели данных потребления, балансов, оборудования. Группировка данных по определенным признакам;

- настройка и адаптация программных средств загрузки информации в темпе процесса из источников данных (ОИК, АСКУЭ, макеты и файлы). Настройка дискретности автоматической загрузки данных;

- загрузка архивных данных потребления, составляющих балансов за несколько лет из суточных ведомостей объекта и другой документации в базу комплекса. Статистический анализ данных с использованием регрессионного и дисперсионного анализа. Идентификация недостоверных значений. Замена недостоверных значений моделированными параметрами;

- загрузка данных по составу технологического оборудования, его характеристикам, информации для диспетчерских задач (состав ГТП, ограничения по мощности, состав диспетчерских смен).

2. Настройка математических моделей для реализации функций прогнозирования:

- выбор математических моделей прогноза из системы стандартных моделей для всех компонент баланса потребления;

- расчет и настройка коэффициентов математических моделей прогноза потребления. Проведение серий расчетов для оценки точности прогнозов в ретроспективном режиме по фактическим данным. Необходимая коррекция моделей прогнозирования;

- расчет и настройка коэффициентов учета влияния метеофакторов для всех компонент и типов метеофакторов.

3. Настройка программных интерфейсов:

- настройка программных интерфейсов комплекса для серверной компоненты и клиентских мест в соответствии с принятой практикой планирования данного энергообъединения. Установка определенного количества клиентских мест;

- подготовка прототипов отчетных форм (суточная ведомость, сводки, отчетные формы балансов). Настройка структуры выходных макетов, графических форм и схем.

4. Расчет прогнозных значений электропотребления. Подготовка плановых значений:

- прогнозирование суточных графиков потребления по ЭС и территориям диспетчерского управления, отдельным компонентам на каждые сутки с различным упреждением;

- прогнозирование характерных графиков и экстремальных точек — средние графики рабочих, выходных дней, максимумы, минимумы с упреждением на месяц, квартал, год, несколько лет;

- коррекция прогнозных значений потребления с учетом прогнозных значений температуры и освещенности. Экспертная оценка и коррекция расчетов с использованием специальных программных интерфейсов;

- расчет прогнозного баланса потребления ЭС. Варианты расчетов:

- расчет прогнозов по отдельным составляющим баланса потребления с последующим суммированием потребления в целом;

- расчет прогнозов по суммарному потреблению с последующей разбивкой по составляющим баланса потребления;

- загрузка принятых прогнозных значений в плановые параметры;

- табличное и графическое отображение фактических, прогнозных и плановых балансов потребления;

- вывод результатов планирования в выходные макеты (308-й макет), отчетные формы в формате Excel.

5. Анализ достоверности результатов расчета прогнозных значений электропотребления для заданных временных интервалов и типов суток с вычислением следующих параметров:

- отклонение фактических данных от прогнозных значений;
- относительные ошибки прогноза в процентах;
- математическое ожидание относительных ошибок прогноза;
- среднеквадратическое отклонение относительных ошибок прогноза;
- средние модули относительных ошибок прогноза.

6. Корректировка коэффициентов моделей электропотребления по результатам анализа достоверности результатов расчета:

- коррекция типа математической модели прогнозирования;
- пересчет коэффициентов моделей потребления и межгодовых тенденций;
- изменение числа суток фактических данных, учитываемых при прогнозировании;
- пересчет коэффициентов учета влияния метеофакторов.

7. Реализация обмена данными с другими технологическими задачами:

- загрузка плановых значений электропотребления в общую базу данных энергобъединения;
- ввод прогнозных значений потребления активной мощности на моменты окончания диспетчерских интервалов (конец часа) предстоящих суток в предварительный и расчетный суточные диспетчерский график;
- загрузка данных для последующего недельного планирования режимов работы ЕЭС, ОЭС, ЭС.

При планировании потребления первым этапом является разработка информационной структуры потребления и подготовка системы математических моделей прогнозирования. В зависимости от решаемых задач и детальности планирования, в состав суммарного потребления могут входить показатели, характеризующие структуру на различных этапах и в различных звеньях технологического процесса. Показатели могут разбиваться на отдельные составляющие, образуя иерархию показателей баланса потребления

при планировании многокомпонентной структуры потребления. Прогнозирование потребления в последнее время вышло за рамки относительно простой математической задачи, когда выполнялся прогноз потребления одного объекта на основе анализа ретроспективных временных рядов. Реструктуризация электроэнергетики, введение рынка привела к изменению структуры планируемого суммарного потребления ЭО, ЭС. Выделяются крупные потребители, изменяется административная структура принадлежности объектов. При планировании необходимо прогнозировать каждую новую компоненту.

Для составляющих основных групп потребления модели прогнозирования также могут различаться. При расчетах производится балансировка результатов на всех уровнях.

При планировании полезного отпуска в отделениях энергосбытовых компаний потребление также может структурироваться по определенным критериям — территориальному или групповому. В расчетах аналогично используется процедура балансировки значения суммарного показателя потребления и суммы его компонент.

Как уже было отмечено, потребление отдельных компонент имеет свои особенности и характер колебаний, кроме того, зачастую, данные по отдельным объектам имеются только за небольшой период (два-три месяца) и применить сложные математические модели не представляется возможным. В то же время, в реальных условиях эксплуатации производственный персонал должен обладать достаточно простыми и эффективными средствами расчетов. В связи с этим предложено использование системы моделей прогнозирования, позволяющей в условиях эксплуатации осуществлять планирование многокомпонентных структур потребления. Состав моделей постоянно дополняется. В настоящее время реализована возможность подключения моделей, разработанных другими фирмами. Основные модели, реализованные в настоящее время:

- модель прогноза с использованием сезонной кривой потребления (с учетом или без учета метеофакторов;
- модель прогноза метеофакторов;
- модель сезонной кривой в качестве прогноза;
- модель предыдущего среднего дня (с учетом или без учета сезонности);

- комбинированная модель для прогноза многокомпонентных величин;
- адаптивная модель прогнозирования тенденций;
- модель оперативного прогнозирования в темпе процесса;
- модель, основанная на обработке данных контрольных замеров (при отсутствии данных телеметрии);
- модели, реализованные другими разработчиками.

Выбор той или иной модели может производиться, как при внедрении программного обеспечения разработчиками, так и в процессе эксплуатации производственным персоналом [1, 6].

В настоящее время технологии планирования режимов энергосистем развиваются в направлении снижения упреждения планирования (разрыв между началом сбора данных и наступлением планируемого периода), увеличения частоты проведения расчетов. Существующая технология прогнозирования характеризуется использованием различных технических средств, отсутствием единой технологической платформы, что не позволяет удовлетворять растущие требования к быстродействию и точности прогнозирования. Требуется внедрение единой для всех диспетчерских центров (ДЦ) системы прогнозирования и анализа электропотребления для использования на всех этапах планирования режимов. Решить эту задачу призвана внедряемая в настоящее время Иерархическая система прогнозирования электропотребления для планирования режимов ЕЭС (далее — ИСП), разработанная фирмой «Энергостат» по заказу СО [6].

Основными объектами прогнозирования в ИСП являются территории субъектов федерации, операционные зоны диспетчерских центров — РДУ и ОДУ. При необходимости, территории энергосистем дробятся на энергорайоны. Объекты прогнозирования связаны между собой в иерархическую древовидную структуру. Структура формируется с обязательным выполнением условия равенства потребления родительского объекта сумме дочерних. Дополнительно могут вводиться объекты, представляющие крупных потребителей, собственные нужды электростанций, потери в сетях и др. Структура электропотребления формализована в объектной базе данных ИСП в соответствии с одной из реализаций классификатора объектов ЕЭС. Объектам структуры сопоставлены коды, как внутренние, так и стандартизованные (КПО и т.п.) [6].

Важной особенностью ИСП является возможность работы в режиме полного автомата — без вмешательства технолога. Если к моменту окончания регламентного времени этапа планирования технолог не произвёл акцептование (утверждение) прогноза, автоматический вариант прогноза рассчитывается повторно (для учёта всех доступных к этому моменту данных) и отправляется в вышестоящий диспетчерский центр с пометкой автоакцепта. Таким образом, в регламентное время данные прогноза гарантированно будут доступны внешним задачам.

В 2011 г. производилась оценка точности прогноза ИСП в ретроспективном автоматическом режиме (табл. 2). Прогноз в сутки $x-1$ выполнялся с учетом фактических и прогнозных данных, известных на момент времени 9:05 суток $x-1$. Прогноз в сутки x для ПБР – N выполнялся с учетом фактических и прогнозных данных, известных на момент времени $[N-5]:30$ суток x . Для оценки точности использовались следующие статистические показатели:

- математическое ожидание ошибки прогноза — характеризует систематическую ошибку;
- среднеквадратическое отклонение — характеризует разброс ошибок;
- модуль ошибки — среднее всех ошибок взятых по модулю;
- доверительный интервал (95%) — 95% всех ошибок не превышает этого значения.

Таблица 2. Оценка точности прогноза потребления по рабочим дням в ИСП, % (с 01.01.2011 по 30.09.2011)

Показатель	1 СЗ ЕЭС (без ОЭС Сибири)	ОЭС Центра	ОЭС Средней Волги	ОЭС Урала	ОЭС Северо- Запада	ОЭС Юга
Математическое ожидание ошибки прогноза	-0,11/ -0,05	-0,07/ -0,05	-0,14/ -0,10	-0,04/ 0,01	-0,05/ -0,02	-0,05/ -0,04
Среднеквадратическое отклонение	0,98/ 0,75	1,39/ 1,18	1,59/ 1,33	1,02/ 0,86	1,37/ 1,12	2,40/ 1,82
Модуль ошибки	0,76/ 0,59	1,07/ 0,93	1,24/ 1,04	0,81/ 0,68	1,08/ 0,89	1,80/ 1,42
Доверительный интервал (95%)	2,1/ 1,5	2,8/ 2,4	3,2/ 2,7	2,1/ 1,7	2,7/ 2,2	4,9/ 3,7

Примечание. В числителе значение соответствует ППБР, в знаменателе — ПБР.

Оценка показала соответствие предъявленным к ИСП техническим требованиям. Отдельно следует отметить низкий уровень систематической ошибки прогноза (математического ожидания) по всем ОЭС и ЕЭС.

Внедрение ИСП позволило формализовать прогнозирование суточных графиков электропотребления путем системной обработки архивов значений электропотребления и метеофакторов, использования единых методик оценки и коррекции прогнозов, сформированных на различных уровнях (РДУ, ОДУ, ЦДУ). В системе сохраняются фактические значения потребления и метеофакторов, различные варианты прогнозов потребления, прогнозы метеофакторов, а также дополнительная информация (пометки и информационные сообщения, пределы допустимой коррекции и др.) Архив представляет собой единую распределенную базу данных, обеспечивающую надежное хранение всей используемой информации.

В системе применяются новые разработанные алгоритмы и методы достоверизации данных, оценки и выбора оптимальных методов прогнозирования на основе статистического анализа архивных данных и результатов расчетов. Повышение точности прогноза электропотребления обеспечивается за счет использования:

- усовершенствованных методов прогнозирования, балансировки и достоверизации;
- автоматической оптимизации ряда параметров модели в соответствии с поступлением новых данных;
- вспомогательной информации (пределы допустимой коррекции, комментарии и т.д.) при обмене данными между ДЦ;
- метеоданных в полном объеме и в темпе их поступления из метеослужб.

Автоматизация многих этапов планирования позволяет оптимизировать временные затраты на подготовку прогноза, что особо важно при внутрисуточном планировании для балансирующего рынка.

В настоящее время иерархическая система прогнозирования ИСП введена в промышленную эксплуатацию во всех диспетчерских центрах Системного оператора.

Литература

1. **Макоклюев Б.И.** Анализ и планирование электропотребления. М.: Энергоатомиздат, 2008.
2. **Интернет-сайт** ОАО «СО ЕЭС» [www http://www.so-ups.ru/](http://www.so-ups.ru/)
3. **Макоклюев Б.И., Кондиус А.В.** Структура и тенденции энергопотребления энергосистем Сибирского региона // Энергорынок, 2009. № 10.
4. **Макоклюев Б.И., Павликов В.С., Фефелова Г.И., Владимиров А.И.** Динамика и тенденции электропотребления Московского региона // Энергетик, 2007. № 6.
5. **Макоклюев Б.И., Павликов В.С., Владимиров А.И., Фефелова Г.И.** Влияние колебаний метеорологических факторов на электропотребление // Электрические станции, 2002. № 1.
6. **Полижаров А.С., Антонов А.В., Алла Э.А., Зеленохат О.Н.** Опыт разработки и внедрения иерархической системы прогнозирования электропотребления (ИСП) СО ЕЭС // Энергоэксперт, 2010. № 6. С. 64—66.

Прогнозирование развития Единой энергетической системы (ЕЭС) России

**В.И. Чемоданов, заместитель генерального директора
по стратегическому планированию развития энергетики,
канд. экон. наук**

**П.Ю. Полудницын, заместитель директора по развитию
ЕЭС и ЕНЭС ОАО „Институт «Энергосетьпроект»“,
канд. техн. наук**

Единая энергетическая система России является крупнейшим в мире энергообъединением с централизованным управлением. В составе ЕЭС России действуют семь объединенных энергосистем (ОЭС): Северо-Запада, Центра, Юга, Средней Волги, Урала, Сибири и Востока. В настоящее время (2014 г.) параллельную работу осуществляют первые шесть ОЭС (ОЭС Сибири работает параллельно через сети Казахстана). Энергосистема Калининградской области отделена от России территорией стран Балтии. На территории России действуют изолированно работающие энергосистемы Якутии, Сахалина, Камчатки, Чукотки, Магадана и районов Норильска и Колымы. В целом энергоснабжение потребителей России обеспечивают 76 территориальных энергосистем. Общая структура энергообъединений России представлена в табл. 1.

Ключевым этапом развития ЕЭС России является проектирование, в процессе которого определяются основные пути развития ЕЭС в целом и ее отдельных частей в различной степени детализации.

Проектирование ЕЭС России можно условно разделить на две составные части: перспективное планирование развития, осуществляющее проектирование на перспективу и решающее, в основном, глобальные задачи развития, и конкретное проектирование, результатом которого является проект и (или) рабочая документация конкретного объекта энергетики, на основе которых впоследствии осуществляется его реализация. Настоящий материал посвящен перспективному планированию развития ЕЭС России.

В зависимости от периода прогнозирования перспективное планирование развития электроэнергетики России можно разделить

Таблица 1. **Общая структура энергообъединений России**

Объединенные энергосистемы (ОЭС)	Энергосистемы	Число энергосистем	Установленная мощность электростанций на начало 2014 г.	
			млн кВт	%
Северо-Запада	Архангельская, Калининградская, Карельская, Кольская, Коми, Ленинградская, Новгородская, Псковская	8	23,4	10,1
Центра	Белгородская, Брянская, Владимирская, Вологодская, Воронежская, Ивановская, Калужская, Костромская, Курская, Липецкая, Московская, Орловская, Рязанская, Смоленская, Тамбовская, Тверская, Тульская, Ярославская	18	51,7	22,4
Средней Волги	Марийская, Мордовская, Нижегородская, Пензенская, Самарская, Саратовская, Татарская, Ульяновская, Чувашская	9	26,2	11,4
Юга	Астраханская, Волгоградская, Дагестанская, Калмыцкая, Карачаево-Черкесская, Кабардино-Балкарская, Кубанская, Ростовская, Северо-Осетинская, Ставропольская, Чеченская, Ингушская	12	19,3	8,4
Урала	Башкирская, Кировская, Курганская, Оренбургская, Пермская, Свердловская, Тюменская, Удмуртская, Челябинская	9	47,6	20,6
Сибири	Алтайская, Бурятская, Иркутская, Красноярская, Кузбасская, Новосибирская, Омская, Томская, Тывинская, Хакасская, Читинская	11	49,2	21,3
Востока	Амурская, Приморская, Хабаровская, Южно-Якутский энергорайон	4	9,1	3,9
Итого по ОЭС	ЕЭС России (с ОЭС Востока)	71	226,5	98,1
Изолированные энергосистемы	Камчатская, Магаданская, Сахалинская, Чукотская, Якутская	5	4,4	1,9
Всего по стране		76	230,9	100,0

на три уровня: краткосрочное (до 5 лет), среднесрочное (5—15 лет) и долгосрочное (более 15 лет).

К долгосрочному прогнозированию развития ЕЭС России относятся работы и исследования, связанные с определением общей стратегии развития электроэнергетики в целом, а также ее крупных составляющих и смежных с ней отраслей, таких как атомная энергетика, гидроэнергетика, энергетическое машиностроение, обеспечивающее развитие электрических станций и электрических сетей и т.д.

К среднесрочному прогнозированию можно отнести Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики, а также Схему и программу развития ЕЭС России. Основными задачами данных работ являются: оптимизация структуры электрических станций в ЕЭС России и выбор мест их размещения с учетом потенциального развития электрической сети высокого напряжения, определение резервов мощности в ЕЭС России и ее частях, оценка целесообразности сооружения электропередач большой пропускной способности, а также разработка предложений по развитию электрической сети напряжением 220 кВ и выше с последующим обоснованием необходимости ее сооружения.

К работам краткосрочного прогнозирования, как правило, относятся схемы и программы развития субъектов Российской Федерации, их отдельных частей — энергоузлов, в которых уточняют решения, полученные в работах долго- и среднесрочного прогнозирования, с учетом специфики рассматриваемой территории. В данных работах детально рассматриваются вопросы перспективного развития электрической сети напряжением 35—110 кВ. К работам краткосрочного прогнозирования также можно отнести схемы развития распределительных сетей, а также инвестиционные программы субъектов электроэнергетики.

В отдельную группу работ следует выделить схемы выдачи мощности электростанций и схемы внешнего электроснабжения потребителей, которые, в зависимости от предполагаемых сроков ввода объекта, могут относиться к различным периодам прогнозирования.

Основой перспективного планирования развития ЕЭС России является прогноз спроса на электрическую энергию — индикатор,

характеризующий развитие экономики страны и отдельных регионов. Прогнозирование спроса на электроэнергию является процессом, требующим организации информационных потоков. Для получения исходных данных для таких прогнозов необходимо использовать:

- показатели социально-экономических прогнозов (концепций, программ) развития России и субъектов Федерации;
- материалы Правительств (администраций) субъектов Российской Федерации об инвестиционных проектах на территории регионов: предполагаемом, начинаемом или уже осуществляемом строительстве новых объектов — потенциальных потребителей электроэнергии в рассматриваемой перспективе;
- заявки и технические условия на технологическое присоединение (увеличение) мощности и поставки электроэнергии для потребителей на территории регионов;
- материалы, касающиеся перспектив развития отдельных крупных потребителей;
- формы отчетности Росстата по показателям электропотребления за ряд лет (3—5 лет), в зависимости от методологии прогнозирования.

Формирование спроса на электроэнергию носит итерационный характер и требует постоянного мониторинга социально-экономических параметров развития территорий, являющихся основой методов прогнозирования, и материалов по развитию конкретных потребителей, т.е. изучения возможных точек экономического роста в регионах с учетом перспективного развития производственных узлов.

Необходимо отметить, что при неопределенности исходной информации, особенно при долгосрочном прогнозировании (15—20 лет), необходимо формировать прогнозы спроса на электроэнергию, соответствующие различным региональным сценариям социально-экономического развития, в которых варианты различаются не только по объему потребляемой электроэнергии, но и концептуально.

К особенностям методической базы прогнозирования спроса на электроэнергию относится то, что существующие основные методы прогнозирования спроса на электроэнергию (эконометрические

методы, основанные на статистическом анализе связей экономических и временных показателей с электропотреблением; методы экстраполяции, в которых внешним показателем для формирования спроса на электроэнергию выступает время; метод удельных укрупненных показателей) необходимо использовать в совокупности, а не по отдельности и результирующие показатели должны являться итогом средневзвешенных результатов множественных прогнозов.

Важное значение для региональных прогнозов спроса на электроэнергию на кратко- или среднесрочную перспективу приобретает использование заявок потребителей и выданных технических условий на технологическое присоединение или на увеличение используемой мощности, подаваемых потребителями в сетевые компании. Преимущество этого метода заключается в том, что прогноз электропотребления по субъектам Российской Федерации осуществляется на базе конкретной информации по новым или действующим потребителям электроэнергии.

Прогнозирование спроса на электрическую энергию, выполняемое с использованием имеющегося методологического инструментария, в зависимости от горизонта прогнозирования, объема и степени проработанности исходной информации, необходимо осуществлять в разрезе видов экономической деятельности в соответствии с системой государственной статистики (ОКВЭД): добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство электроэнергии, пара, газа и воды, транспорт и связь, строительство, сельскохозяйственное производство и т.д. Прогнозные значения объемов спроса на электроэнергию с выделением видов экономической деятельности являются основой для прогнозирования перспективных показателей режимов электропотребления и формирования графиков электрической нагрузки.

Выявление перспективного режима электропотребления является одним из важнейших разделов энергетического проектирования, на базе которого производится определение режимов работы электрических станций с учетом вводимых генерирующих мощностей, выбор основных параметров генерирующего оборудования гидравлических и тепловых электростанций, определение диапазона изменения потоков мощности между объединенными энергосистемами.

Основной объем электропотребления страны сосредоточен в крупных энергетических объединениях, включающих в свой состав огромное число потребителей с различными режимами работы, детальный учет особенностей которых не представляется возможным по объективным причинам, особенно, когда речь идет об отдаленной перспективе. Поэтому режимы электропотребления на перспективу прогнозируются на основе существующей структуры электропотребления, т.е. выявления соотношения электропотребления между основными группами промышленных и непромышленных потребителей электроэнергии, с учетом их изменения на перспективу.

Действительно, большое число разнообразных потребителей и очень малая доля каждого из них в общем электропотреблении энергосистемы являются гарантией того, что те или иные изменения не повлияют сколько-нибудь заметно на общую принципиальную структуру электропотребления энергосистемы и на режим ее потребления.

Прогнозирование перспективных характеристик проводится на основе статистического анализа отчетных данных по режимам электропотребления или отчетных суточных графиков электрической нагрузки.

Режимы электропотребления и, соответственно, характеризующие его параметры определяются большим числом факторов и, прежде всего, состоянием экономики отраслей хозяйства, являющихся основными потребителями электроэнергии энергосистемы.

Задача анализа — на базе фактического отчетного материала выявить те закономерности в изменении параметров электропотребления, которые являются регулярными и позволяют прогнозировать значения этих параметров на ближайшую и отдаленную перспективу, и выделить случайные изменения параметров, обусловленные какими-либо временными особенностями электропотребления в энергосистеме.

Для решения указанных задач в проектных условиях требуется определить именно один суточный график, который был бы представителем для всего периода как с точки зрения баланса мощности, так и с точки зрения режима работы электростанций и электрических сетей. Долголетний анализ осредненных суточных графиков

показал, что их конфигурация весьма устойчива и сохраняет свою характерность для каждого месяца года.

С учетом типовых суточных графиков электрической нагрузки основных групп потребителей разрабатываются перспективные конфигурации графиков нагрузки энергосистемы. Перспективные графики нагрузки отражают основные характеристики режима электропотребления энергосистемы — максимум нагрузки, скорость набора—сброса нагрузки, глубину ночной и дневной разгрузки, общую конфигурацию. Все показатели, кроме максимальной суточной нагрузки, соответствуют осредненному графику рабочих дней расчетного месяца рассматриваемого сезона (зимы, лета).

Следующим важным этапом энергетического проектирования является проектирование развития генерирующих мощностей, осуществляемое для решения следующих задач:

- определения суммарной потребности в генерирующей мощности;
- выбора оптимальной структуры вновь вводимой мощности;
- предварительного выбора местоположения, основных параметров (типа, единичной мощности и числа энергоблоков) и очередности строительства (расширения, реконструкции, технического перевооружения) электростанций;
- определения перспективных режимов работы электростанций (суточных, сезонных и годовых режимов работы) с учетом маневренных характеристик оборудования;
- определения потребности в топливе;
- определения потребности в основном генерирующем оборудовании и ориентировочного объема инвестиций.

Местоположение и возможная мощность тепловых, атомных, гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) определяются с учетом возможности их размещения (наличие водных ресурсов и свободных территорий) и соблюдения норм и требований по охране окружающей среды.

Для определения общей потребности в мощности электростанций, необходимой для покрытия нагрузки потребителей и обеспечения нормативного резерва мощности, формируются балансы мощности, которые также позволяют оценить балансовые перетоки мощности между избыточными и дефицитными энергосистемами

для формирования требований к пропускной способности межсистемных связей.

Расходная часть баланса мощности энергосистемы (потребность) складывается из:

- годового максимума нагрузки;
- экспорта мощности;
- расчетного резерва мощности;
- мощности, выдаваемой в другие энергосистемы.

Приходная часть баланса мощности энергосистемы (покрытие) определяется:

- располагаемой мощностью электростанций;
- импортом мощности;
- получением мощности из других энергосистем.

При определении установленной мощности электростанций на перспективу следует учитывать динамику изменения мощности действующих электростанций за счет проведения демонтажа, модернизации, реконструкции и перемаркировки оборудования, а также вводов новой мощности.

Располагаемая (максимально технически возможная) мощность электростанций энергосистемы отличается от установленной мощности на величину ограничений. Ограничения мощности связаны с техническим состоянием оборудования, снижением или отсутствием тепловых нагрузок теплофикационных агрегатов, недостаточной производительностью охлаждающих систем, использованием непроектного топлива на электростанциях, экологическими требованиями по охране окружающей среды, незавершенностью строительных мероприятий по нижнему бьефу отдельных ГЭС и др.

При определении перспективной потребности в мощности следует учитывать сокращение ограничений мощности на действующем оборудовании за счет проведения планируемых мероприятий по их снижению.

Таким образом, используемая в балансе мощность электростанций принимается равной располагаемой, сниженной на:

- мощность агрегатов, вводимых в эксплуатацию в расчетном году после прохождения максимума нагрузки;
- мощность оборудования, находящегося в консервации;
- «запертую» мощность электростанций, связанную с систем-

ными ограничениями по выдаче мощности электростанций из-за недостаточной пропускной способности электрических сетей.

По результатам составления баланса мощности энергосистемы определяются балансовые перетоки, показывающие, какая часть недостающей мощности может быть получена дефицитными энергосистемами по межсистемным связям, а какая отдана избыточными при планируемом размещении и развитии электростанций.

Баланс мощности энергосистемы считается удовлетворительным, если дефицит отсутствует (с учетом балансовых перетоков) и обеспечивается нормативный резерв.

Для проверки возможности выработки требуемого количества электроэнергии в течение года электростанциями, учтенными в балансе мощности, составляется баланс электроэнергии, который также определяет объемы перетоков электроэнергии между энергосистемами и потребность энергосистемы в топливе.

При составлении балансов электроэнергии потребность энергосистемы в производстве электроэнергии следует сопоставлять с возможностями ее производства на электростанциях энергосистемы в годовом разрезе.

Расходная часть баланса электроэнергии складывается из:

- электропотребления энергосистемы, включая расход электроэнергии на заряд ГАЭС;
- экспорта электроэнергии;
- планируемой передачи электроэнергии в другие энергосистемы.

Приходная часть баланса электроэнергии включает в себя:

- выработку электроэнергии электростанциями энергосистемы;
- импорт электроэнергии;
- планируемое получение из других энергосистем.

Прогнозирование потребности в топливе и отпуске тепла является необходимой составной частью проектирования энергосистем, позволяющей сформировать топливную политику генерирующих компаний, предоставить топливным отраслям ориентиры для развития производства и оценить воздействие на окружающую среду в конкретных населенных пунктах.

В целях проверки достаточности диапазона маневренности генерирующего оборудования для обеспечения покрытия суточного гра-

фика нагрузки рассчитываются суточные режимы работы электростанций. Расчет проводится путем покрытия характерных суточных графиков нагрузки энергосистем с учетом водноэнергетических показателей ГЭС и ГАЭС, экономичного распределения нагрузки между группами агрегатов тепловых электростанций, регулировочных возможностей оборудования и ограничений на пропускные способности связей между энергоузлами и энергосистемами.

При решении всех режимных задач необходимо обеспечивать покрытие суточного графика нагрузки зимних рабочих суток, соответствующих условиям прохождения максимума нагрузки энергосистемы. Необходимость рассмотрения других характерных суток (зимних выходных дней, рабочих и выходных дней периодов лета и паводка) следует определять в каждом конкретном случае в зависимости от целей расчетов, состава электростанций и режима электропотребления энергосистемы.

Следующим шагом проектирования энергосистемы является разработка предложений по изменению топологии электрической сети и выбору ее параметров. При этом руководствуются основными нормативно-методическими документами [1—10].

Основными критериями проектирования развития электрической сети являются:

- *гибкость*: электрическая сеть должна позволять осуществлять ее поэтапное развитие и иметь возможность приспосабливаться к изменениям внешних условий (рост нагрузок и развитие электростанций, изменения направления и величины потоков мощности, осуществление межгосударственных договоров по поставке электроэнергии и др.);
- *доступность*: электрическая сеть должна обеспечивать всем субъектам оптового/розничного рынков электроэнергии и мощности условия для беспрепятственной поставки на рынок своей продукции (электроэнергии и мощности) на конкурентной основе при наличии спроса на нее; обеспечивать всем субъектам оптового/розничного рынков возможности получения электроэнергии и мощности в необходимом объеме с требуемой надежностью и качеством, удовлетворяющим нормативным требованиям;
- *надежность*: электрическая сеть должна обеспечивать выдачу мощности электрических станций, транспорт электрической

энергии и энергоснабжение потребителей, как в нормальном режиме работы сети, так и при внешних воздействиях на нее без масштабных отключений потребителей и высоких затрат на восстановительные работы;

- *экономичность*: развитие сети должно способствовать минимизации технических ограничений в экономически обоснованных пределах, снижению затрат и потерь на передачу электроэнергии, а также на эксплуатацию оборудования;

- *эффективность*: развитие электрической сети должно осуществляться для достижения наилучших экономических показателей энергосистемы в целом при максимальной оптимизации использования имеющихся активов независимо от форм собственности объектов электроэнергетики;

- *инновационность*: проектирование развития электрической сети должно осуществляться с учетом последних достижений науки и техники;

- *экологичность*: развитие электрической сети должно соответствовать требованиям по охране окружающей среды, предусматривать внедрение инновационных решений, способствующих снижению негативного воздействия объектов электроэнергетики на окружающую среду, а также исключению случаев нанесения ущерба окружающей среде;

- *безопасность*: развитие электрической сети должно быть направлено на обеспечение энергобезопасности России.

При проектировании развития электрических сетей решаются следующие основные задачи:

- обоснование необходимости расширения, реконструкции или модернизации существующей электрической сети;

- выбор направлений для новых линий электропередачи, их номинальное напряжение и схема присоединения к сети, определение сечения проводов воздушных и кабельных линий электропередачи;

- определение необходимости расширения, реконструкции или модернизации существующих подстанций; выбор мест размещения новых подстанций, числа и мощности устанавливаемых на них трансформаторов (автотрансформаторов);

- предварительный выбор схем электрических соединений электростанций и подстанций;

- выбор способов регулирования напряжения, определение типа, мощности и размещения компенсирующих и регулирующих устройств;
- целесообразность использования в электрической сети устройств FACTS, выбор их основных параметров;
- разработка мероприятий по ограничению токов короткого замыкания;
- определение очередности сооружения электросетевых объектов и объемов капиталовложений;
- оценка экономической эффективности намеченного варианта развития сети.

Разработка предложений по развитию электрической сети осуществляется на основе информации об ее фактическом состоянии и материалов о режимах ее работы, содержащихся в ежегодных отчетах специализированных организаций, осуществляющих ее управление и эксплуатацию.

Планирование развития электрической сети в определенной степени является творческим процессом. В процессе проектирования на перспективу для решения одной задачи, как правило, разрабатываются несколько вариантов развития электрической сети, удовлетворяющих действующим нормативно-техническим документам, с последующим выбором оптимального. Критерием оптимальности является минимум суммарных дисконтированных затрат в электросетевой объект с учетом периода его эксплуатации.

Вариант допускается к отбору по экономическим показателям после проведения ряда расчетов, подтверждающих его техническую пригодность. К основным видам расчетов, как правило, относят: расчеты установившихся режимов работы электрической сети, расчеты токов короткого замыкания и расчеты устойчивости. В зависимости от решаемой задачи, степени ее детализации, а также периода прогнозирования данные расчеты могут выполняться выборочно или в совокупности.

В отдельных случаях рассматриваются технико-экономические обоснования целесообразности сооружения электросетевого объекта, которые выполняются на основе сравнительного анализа различных вариантов технических решений с учетом возможных убытков в работе энергосистемы, которые могут возникнуть при отказе от сооружения рассматриваемого объекта.

В качестве альтернативы сетевому варианту для обеспечения нормативных требований может рассматриваться ввод генерирующих мощностей на местных электростанциях. При этом альтернативные варианты должны обеспечивать полную энергетическую эквивалентность сетевому варианту по надежности и качеству энергоснабжения.

Обоснование эффективности инвестиций (капитальных вложений) определяется сопоставлением затрат с получаемым эффектом от сооружения рассматриваемого электросетевого объекта. Ввиду того, что инвестиции, необходимые для осуществления электросетевого строительства, в конечном итоге обеспечиваются за счет всех потребителей оптового рынка, оплачивающих их через свой тариф на электроэнергию, обоснование инвестиций должно выполняться по критерию экономической (системной) эффективности. При оценке эффективности усиления электрической сети учитывается влияние сооружаемого объекта на стоимость поставляемой с оптового рынка электроэнергии путем сопоставления затрат не с выручкой владельца сети, а с выигрышем, получаемым всеми потребителями (системным эффектом) от осуществления данного сетевого проекта, т.е. применяются критерии сравнительной эффективности. Системный эффект не должен отождествляться с прямой прибылью сетевой компании.

Расчет системного эффекта является достаточно трудоемкой задачей, сложность которой состоит в том, что эффективность конкретных электросетевых объектов определяется не только проходящими по электрической сети потоками мощности и электроэнергии, но и связанным с ними повышением надежности и экономичности работы энергосистемы в целом. Это обстоятельство требует рассмотрения значительных фрагментов электрической сети и проведения разнообразных системных исследований.

В условиях высокой неопределенности исходных данных на перспективу расчет всех возможных составляющих системного эффекта бывает затруднителен. В этом случае допускается упрощенный подход к оценке системного эффекта, основанный на выделении его ведущей составляющей.

Несмотря на все достижения научно-технического прогресса, современное прогнозирование развития ЕЭС России и ее отдельных частей имеет ряд определенных проблем.

Из-за наличия большого количества субъектов электроэнергетики имеются трудности получения исходной информации, необходимой для проектирования.

Проблемы информационного обеспечения в значительной степени проявляются при прогнозе потребности спроса на электрическую энергию. Недостаток информации приводит к необходимости использования множества методов прогнозирования в расчете, т.е. одни методы будут дополнять или верифицировать другие.

С увеличением прогнозного периода объективно возрастает неопределенность исходной информации. Особая информационная проблема вытекает из повышения требований к территориальной дифференциации прогнозов. Речь идет, в первую очередь, о необходимости согласованности прогнозов потребности в электроэнергии по стране в целом с прогнозами по её субъектам и прогнозов по субъектам между собой. Теоретически это предполагает идентичное (с учетом особенностей регионов) содержание региональных прогнозов и прогноза в целом по стране. Кроме того, чем мельче единица исследования, тем сложнее получение по ней информации и тем больше роль отдельных (в прогнозном смысле — случайных) факторов, которые могут влиять на результаты прогнозов. Так, например, появление крупного нового потребителя электроэнергии в одном из регионов мало влияет на результат прогноза по России в целом, относительно мало влияет на результат прогноза в крупном регионе или в группе регионов, но может существенно (дажекратно) изменить результат прогноза по среднему и малому по масштабам электропотребления региону.

Использование массива информации при прогнозировании по конкретным потребителям (заявки потребителей, инвестиционные проекты) также имеет ряд сложностей, связанных с оценкой достоверности заявленного объема потребляемой мощности и вероятности их реализации. Следует также отметить, что недостаточная ответственность у потенциальных потребителей, подающих заявки на технологическое присоединение, может стать причиной неэффективного развития энергосистемы из-за избыточно заявляемой мощности присоединения.

Другой наиболее характерной проблемой является инерционность проектирования, что не позволяет в полной мере учесть все

изменения в отрасли при динамично меняющихся внешних условиях.

Реструктуризация в отрасли привела к отсутствию общих приоритетов у субъектов электроэнергетики, что в отдельных случаях при согласовании позиций может привести к принятию неоптимальных технических решений и, тем самым, ухудшить общие показатели проекта.

Изменение условий функционирования электроэнергетики в России по сравнению с советским периодом также требует дополнительных масштабных системных исследований и пересмотра в дальнейшем ряда положений нормативных документов.

Наиболее остро в последнее время стоит вопрос о стандартизации в отрасли. Неопределенный статус многих государственных стандартов советского и постсоветского периода, существование множества стандартов организаций, иногда противоречащих друг другу, отсутствие четких нормативных документов, в частности, по обеспечению надежного функционирования ЕЭС России, не позволяет обеспечить единых подходов к проектированию ЕЭС России и часто приводит к затяжной процедуре согласования результатов выполненной работы с заинтересованными организациями.

Ниже приводятся основные показатели перспективного развития ЕЭС России на период до 2020 г. (по материалам Схемы и программы развития ЕЭС России на период 2014—2020 гг., 2014 г.).

Перспектива развития ЕЭС России на период до 2020 г.

Электроэнергетика является инфраструктурной отраслью, нацеленной на устойчивое развитие экономики страны. Технологическую основу электроэнергетики составляет Единая энергетическая система (ЕЭС) России. Развитие ЕЭС России определяется развитием основных видов экономической деятельности и их потребностью в электрической энергии на перспективу. Прогнозируемое изменение спроса на электроэнергию и максимальных электрических нагрузок по ЕЭС России на период 2014—2020 гг. представлено на рис. 1.

Общий спрос на электроэнергию по ЕЭС России оценивается в базовом варианте к концу 2020 г. на уровне 1084,3 млрд кВт·ч.

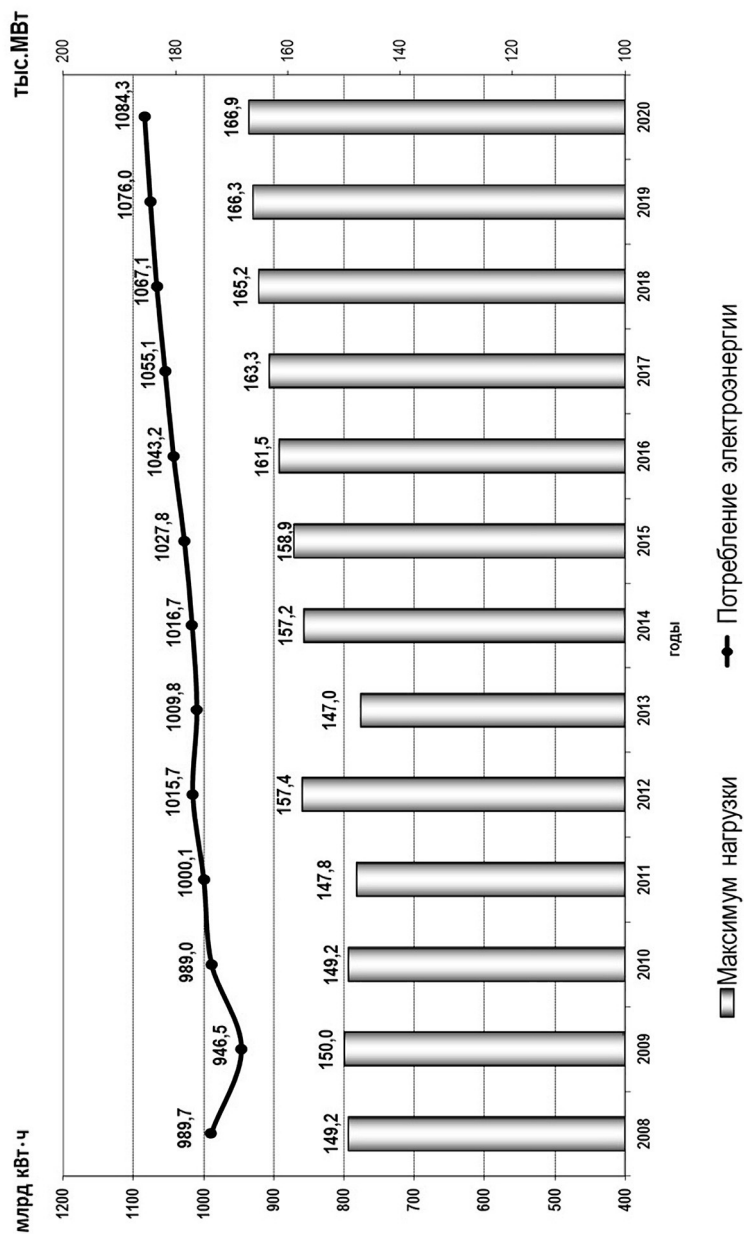


Рис. 1. Прогноз потребления электрической энергии, млрд кВт·ч, и максимальных электрических нагрузок, тыс. МВт, по ЕЭС России на период до 2020 г.

Превышение электропотребления 2013 г. составит в 2020 г. более 7% при среднегодовом приросте за период 1,02%.

Прогноз спроса на электроэнергию до 2020 г. выполнен на базе фактических показателей электропотребления за последние годы с учетом анализа имеющихся заявок и заключенных договоров на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электроэнергии к электрическим сетям с оценкой прироста потребности в электроэнергии.

Представленный вариант прогноза спроса на электроэнергию по ЕЭС России на период 2014—2020 гг. разработан в рамках консервативного сценария долгосрочного социально-экономического развития России, принятого в качестве базового на весь рассматриваемый перспективный период.

При разработке прогноза использованы материалы стратегий социально-экономического развития до 2020 (2025) г., разработанные Минрегионом России совместно с администрациями субъектов Российской Федерации и утвержденные правительством Российской Федерации, а также информация региональных органов исполнительной власти о крупных инвестиционных проектах, намечаемых к реализации в прогнозный период.

Максимальная электрическая нагрузка ЕЭС России в 2013 г. зафиксирована 18 января в 10:00 на уровне 147, 0 тыс. МВт. К 2020 г. максимальная электрическая нагрузка прогнозируется на уровне 166,9 тыс. МВт, что соответствует среднегодовым темпам прироста нагрузки за период 2014—2020 гг. около 1,8 %.

На рис. 2 представлены собственные максимальные электрические нагрузки по объединенным энергосистемам (ОЭС) ЕЭС России, а на рис. 3 — среднегодовые темпы прироста электрической нагрузки ОЭС и ЕЭС России за период 2014—2020 гг.

Наибольший прирост максимальной электрической нагрузки прогнозируется в ОЭС Востока — 2,0%, а также ОЭС Центра и Юга — 1,9%. Наименьший прирост ожидается в ОЭС Северо-Запада — 1,0%.

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на конец 2013 г. составила 226,47 тыс. МВт. Изменение установленной мощности электростанций ЕЭС России в период 2014—2020 гг. будет связано с вводом в эксплуатацию новых генерирующих мощностей

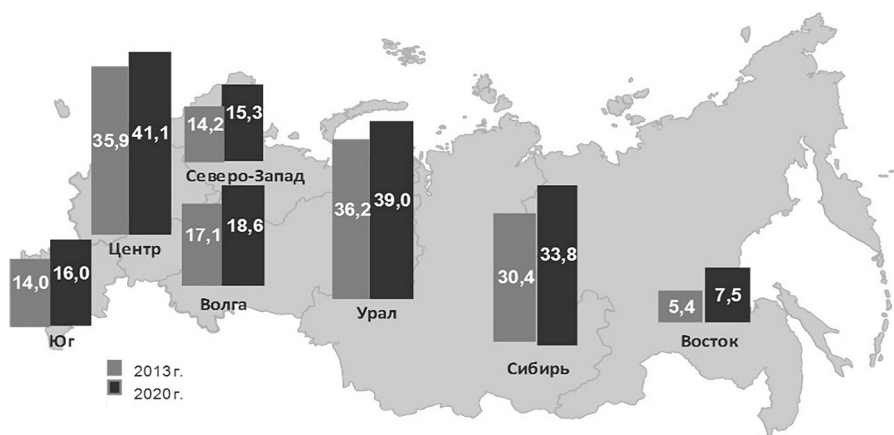


Рис. 2. Максимальные электрические нагрузки ОЭС России за 2013 и 2020 гг.



Рис. 3. Среднегодовые темпы роста электрической нагрузки ОЭС и ЕЭС России за период 2014—2020 гг.

и реализацией мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации и реконструкции действующего генерирующего оборудования в соответствии с планами генерирующих компаний.

Из общего объема запланированных вводов генерирующих мощностей выделены генерирующие объекты с высокой вероятностью реализации, к которым отнесены:

- генерирующие объекты, строительство (реконструкция) которых осуществляется в соответствии с обязательствами, приняты-

ми генерирующими компаниями по договорам о предоставлении мощности на оптовый рынок;

- генерирующие объекты из инвестиционных программ ОАО «Концерн Росэнергоатом», ОАО «РусГидро», ОАО «РАО ЭС Востока» и других компаний;

- генерирующие объекты, по которым имеются договора на технологическое присоединение.

Вводы новых генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации на электростанциях ЕЭС России в период 2014—2020 гг. предусматриваются в объеме 28,62 тыс. МВт (100%), в том числе на АЭС — 10,24 тыс. МВт (35,8%), на ГЭС — 1,46 тыс. МВт (5,1%), на ГАЭС — 0,98 тыс. МВт (3,4 %), на ТЭС — 15,43 тыс. МВт (53,9%), возобновляемые источники энергии (ВИЭ) — 0,51 тыс. МВт (1,8%).

В соответствии с инновационными сценариями развития генерирующих мощностей, разработанными генерирующими компаниями, в рассматриваемый перспективный период предполагаются также дополнительные вводы генерирующей мощности на электростанциях ЕЭС России в объеме 21,51 тыс. МВт (100%), в том числе на АЭС — 2,55 тыс. МВт (11,8%), на ГЭС — 0,04 тыс. МВт (0,2%), на ГАЭС — 0,39 тыс. МВт (1,8%), на ТЭС — 16,08 тыс. МВт (74,8%), ВИЭ — 2,45 тыс. МВт (11,4%).

Объемы вводов с высокой вероятностью реализации и дополнительных вводов генерирующих мощностей по годам рассматриваемого перспективного периода представлены на рис. 4.

Развитие атомной энергетики в период 2014—2020 гг. предусматривается за счет установки новых энергоблоков на действующих АЭС (на Ростовской АЭС — энергоблоков № 3 и № 4 типа ВВЭР мощностью 1100 МВт каждый и на Белоярской АЭС — четвертого энергоблока типа БН-880 мощностью 880 МВт), а также сооружения новых АЭС. Строительство АЭС на новых площадках планируется:

- в ОЭС Северо-Запада — Ленинградской АЭС-2 в Ленинградской области (с вводом первых трех энергоблоков типа ВВЭР-1200 мощностью 1170 МВт каждый для обеспечения, в том числе, замены выводимых из эксплуатации в 2018 и 2020 гг. энергоблоков № 1 и № 2 на Ленинградской АЭС);

- в ОЭС Центра — Нововоронежской АЭС-2 (с вводом первых двух энергоблоков типа ВВЭР-1200 мощностью 1198,8 МВт каж-



Рис. 4. Вводы с высокой вероятностью реализации и дополнительные вводы мощности на электростанциях ЕЭС России в 2014—2020 гг.

дый) и Курской АЭС-2 (с вводом первого энергоблока типа ВВЭР-ТОИ мощностью 1250 МВт).

Вводы мощности на ГЭС в ЕЭС России в период 2014—2020 гг. предусматриваются в объеме 1463 МВт, при этом приоритетной задачей является завершение строительства ГЭС с высоким уровнем готовности к вводу в эксплуатацию. Так, в ОЭС Сибири в 2014 гг. планируется завершение строительства Богучанской ГЭС с достижением проектной установленной мощности 2997 МВт, в ОЭС Юга — Гоцатлинской ГЭС каскада р. Зирани (100 МВт).

Строительство новых ГЭС в рассматриваемый перспективный период предусматривается в ОЭС Востока — Нижне-Бурейской ГЭС (320 МВт к 2016 г.).

В связи с планируемым развитием атомной энергетики и, как следствие, увеличением потребности в маневренной мощности в европейской части России в период 2014—2020 гг. предусматривается завершение строительства Загорской ГАЭС-2 в энергосистеме Москвы и Московской обл. в ОЭС Центра (840 МВт к 2017 г.) и Зеленчукской ГЭС-ГАЭС в энергосистеме Республики Карачаево-Черкесия в ОЭС Юга (140 МВт в 2015 г.). Дополнительно рассматри-

вается вопрос о сооружении Ленинградской ГАЭС в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской обл. в ОЭС Северо-Запада с вводом в эксплуатацию первых двух гидроагрегатов (390 МВт) в 2020 г.

Вводы мощности на тепловых электростанциях должны обеспечивать замещение выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования с плохими техническими и экономическими показателями, а также создавать новые центры питания нагрузок. Одним из приоритетных направлений технической политики в электроэнергетике России является применение парогазовых технологий при техническом перевооружении существующих и строительстве новых электростанций. В рассматриваемый период до 2020 г. на ТЭС ЕЭС России предполагается ввод 12,9 тыс. МВт генерирующей мощности на газе. Вводы генерирующей мощности, работающей на угле, предусматриваются в объеме 2,6 тыс. МВт (из них наиболее крупные: К-800-240 на Березовской ГРЭС-1, К-660-240 на Троицкой ГРЭС, К-330-240 на Новочеркасской ГРЭС).

Развитие возобновляемых источников энергии в рассматриваемый перспективный период предусматривается за счет строительства ветровых (107,4 МВт) и солнечных электростанций (399,2 МВт). Строительство ветровых электростанций планируется в ОЭС Средней Волги (45 МВт), ОЭС Юга (32,4 МВт) и ОЭС Урала (30 МВт). Наибольший объем сооружения солнечных электростанций предусматривается в ОЭС Юга (225 МВт) и в ОЭС Урала (114 МВт).

Запланированные объемы выводимой из эксплуатации генерирующей мощности на электростанциях ЕЭС России на 2014—2020 гг. составляют 7,07 тыс. МВт, в том числе на АЭС — 4,71 тыс. МВт и на ТЭС — 2,36 тыс. МВт. В соответствии с разработанными генерирующими компаниями инновационными сценариями развития, предусматривающими более быстрые темпы обновления генерирующего оборудования электростанций, объемы генерирующих мощностей, дополнительно выводимых из эксплуатации, могут составить 6,53 тыс. МВт на ТЭС в рассматриваемый перспективный период. На рис. 5 представлены объемы запланированного и возможного дополнительного вывода из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в период 2014—2020 гг.



Рис. 5. Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в 2014—2020 гг.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей (с учетом вводов мощности и мероприятий по выводу из эксплуатации, реконструкции и модернизации генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации) установленная мощность электростанций ЕЭС России возрастет к 2020 г. на 24,2 тыс. МВт (10,7%) по сравнению с 2013 г. и составит 250,67 тыс. МВт. Структура установленной мощности электростанций по ЕЭС России в период 2013—2020 гг. представлена на рис. 6.

Развитие электрической сети напряжением 220 кВ и выше ЕЭС России в период 2014—2020 гг. будет связано с решением следующих задач, направленных на улучшение технической и экономической эффективности функционирования ЕЭС России:

- обеспечение внешнего электроснабжения новых крупных потребителей, а также обеспечение возможности увеличения роста нагрузок существующих потребителей за счет расширения производственных мощностей и (или) естественного роста нагрузок на перспективу;
- повышение надежности электроснабжения существующих потребителей;

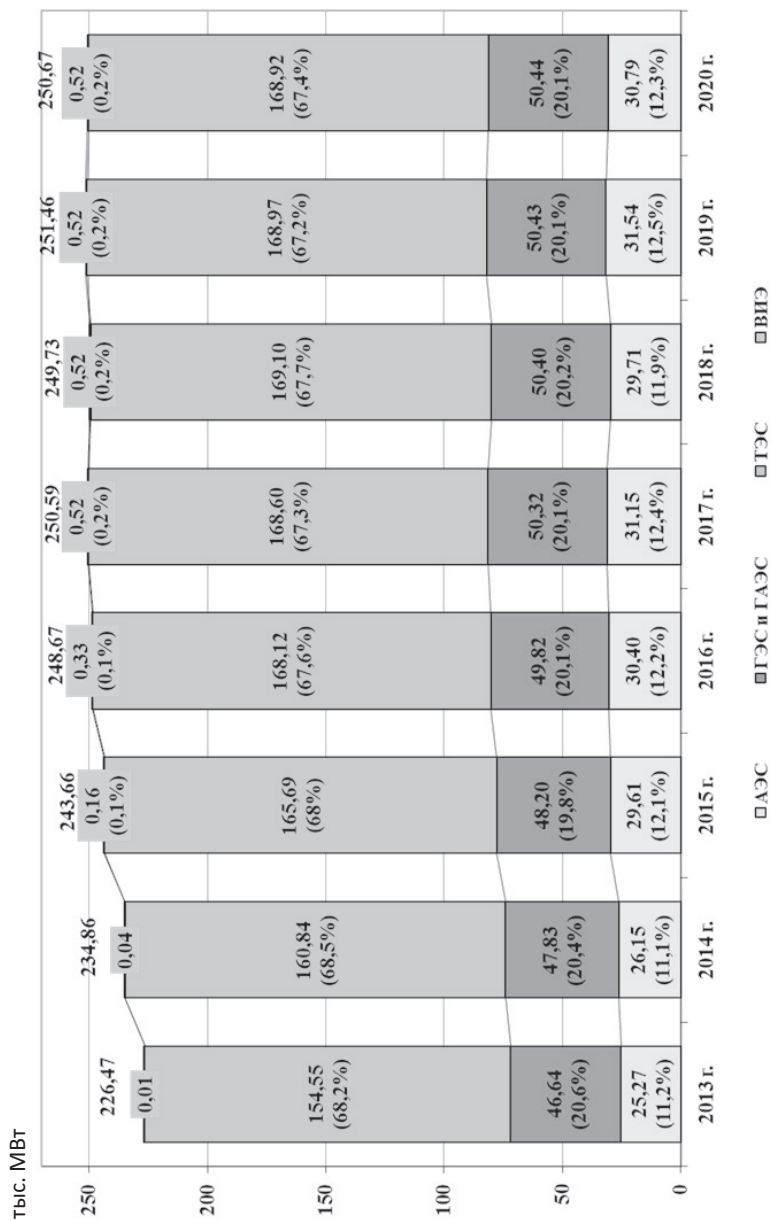


Рис. 6. Изменение структуры установленной мощности на электростанциях ЕЭС России в 2014—2020 гг.

- выдача мощности новых электростанций;
- выдача «запертой» мощности существующих электростанций;
- снятие сетевых ограничений в существующей электрической сети, а также исключение возможности появления «узких мест» на перспективу из-за изменения структуры сети и электростанций;
- развитие межсистемных связей для обеспечения эффективной работы ЕЭС России в целом;
- решение проблем, связанных с регулированием напряжения в электрической сети и обеспечением уровней напряжения в допустимых пределах;
- обновление силового оборудования, связанное с физическим и моральным старением основных фондов.

Развитие электрической сети напряжением 220 кВ и выше, в первую очередь, будет направлено на реализацию крупных промышленных и социально-экономических проектов.

В ОЭС Востока большая часть вводов электросетевых объектов будет связана с освоением Эльгинского угольного месторождения, разработкой Таежного железорудного месторождения в рамках формирования Южно-Якутского металлургического объединения, созданием горно-металлургического кластера в Приамурье на базе рудных месторождений — Кимкано-Сутарский ГОК в ЕАО, Албынский, Покровский, Маломырский ГОКи в Амурской обл., реализацией проекта «Роснефти» по строительству нефтехимического комплекса в Находке («ВНХК»), строительством Космодрома Восточный, развитием портовых комплексов (Владивосток, Посъет, Ванино, Советская Гавань и др.).

С учетом присоединения к ОЭС Востока изолированных энергорайонов Якутии (Западного и Центрального) с 2016 г. в числе крупных потребителей Западного энергорайона — нефтедобывающие районы (Центральный блок Среднебутобинского месторождения и Чаяндынское нефтегазоконденсатное месторождение) и центры по добыче алмазов (Мирнинский и Айхало-Удачинский промузлы), Центрального энергорайона — Якутский промышленный узел (обработывающие производства, сервисное обслуживание).

К наиболее крупным проектам в ОЭС Сибири следует отнести ввод Богучанского алюминиевого завода в Красноярском крае и

ввод Тайшетского алюминиевого завода в Иркутской обл. (при условии возобновления строительства); строительство нового прокатного комплекса на ООО «КраМЗ» в Красноярском крае; ввод Братского карборундового завода и Сибирского электрометаллургического завода в Иркутской обл.; крупные инвестиционные проекты, направленные на освоение полезных ископаемых: строительство Быстринского ГОК, Бугдаинского ГОК а также разработка Удоканского месторождения меди (1-я очередь).

Развитие ОЭС Урала, в основном, будет определяться вводом в эксплуатацию Томинского ГОКа (Челябинская обл.), развитием Гайского ГОКа (Оренбургская обл.), ростом добычи железных руд на Качканарском ГОКе и выпуском высокотехнологичной продукции для авиакосмического комплекса на Каменск-Уральском металлургическом заводе (Свердловская обл.), а также поддержанием уровня добычи нефти в Тюменском регионе.

Наиболее крупные проекты в ОЭС Средней Волги будут осуществляться в металлургическом, химическом и нефтеперерабатывающем производствах: строительство малого металлургического завода в Саратовской обл., строительство интегрированного комплекса по производству аммиака и метанола на базе действующего производства в Республике Татарстан, строительство производства поливинилхлорида в г. Кстово (Нижегородская обл.), расширение нефтеперерабатывающего и нефтехимического производства на предприятиях ОАО «ТАНЕКО» в г. Нижнекамск. Продолжается развитие кластера новых предприятий в сфере машиностроения особой экономической зоны «Алабуга».

В ОЭС Юга намечается реализация проектов по реконструкции существующих и строительству новых морских портов на территории Таманского полуострова, модернизация производства на нефтеперерабатывающих предприятиях (Афипский, Ильский и Туапсинский НПЗ), расширение Каспийской трубопроводной системы России (КТК-Р). Развитие металлургии связано с реконструкцией и расширением сталеплавильного производства на ОАО «Таганрогский металлургический завод», созданием листопрокатного производства на ООО «Красносулинский металлургический комбинат», вводом арматурного завода в Каменске-Шахтинском (Ростовская обл.).

В Северо-Западном регионе в нефтеперерабатывающем комплексе планируется реализация проекта по увеличению мощности на Киришском НПЗ; освоение полезных ископаемых связано с разработкой Ярегского нефтетитанового месторождения в Республике Коми. Приоритетом развития машиностроительного комплекса является создание автомобильного кластера ООО «Автотор Холдинг» в Калининградской области, включающего заводы по сборке автомобилей и производству комплектующих деталей.

Развитие ОЭС Центра, в основном, определяется расширением действующих и вводом новых объектов металлургического комплекса: строительство сталепрокатного завода в Ковровском районе Владимирской области, ввод второй очереди электрометаллургического завода «Новолипецкий металлургический комбинат-Калуга» (Калужская обл.). Значительное электросетевое строительство, связанное с развитием коммунально-бытового сектора, предполагается в энергосистеме Московской обл. и г. Москвы, в том числе с учетом развития присоединенных территорий.

Всего за период 2014—2020 гг. намечается ввод линий электропередачи напряжением 220 кВ и выше суммарной протяженностью 31,2 тыс. км, трансформаторной мощности на подстанциях 106,83 тыс. МВ·А. Такой объем электросетевого строительства по-

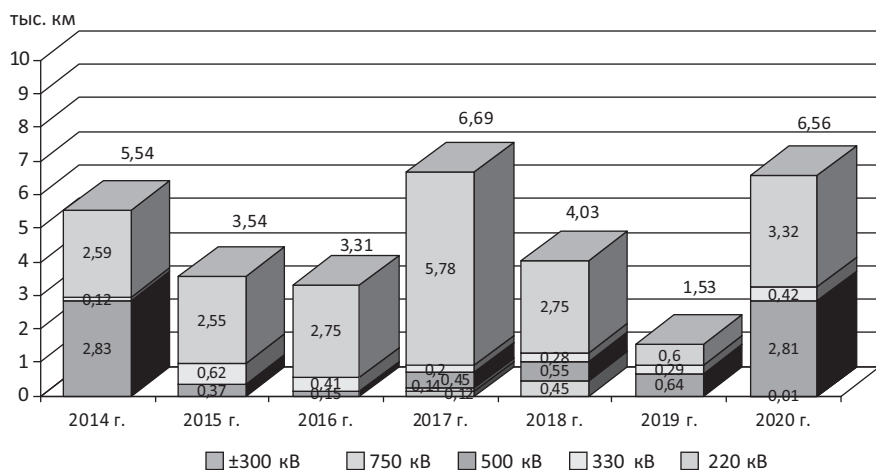


Рис. 7. Вводы линий электропередачи напряжением 220 кВ и выше по ЕЭС России на период 2014—2020 гг.

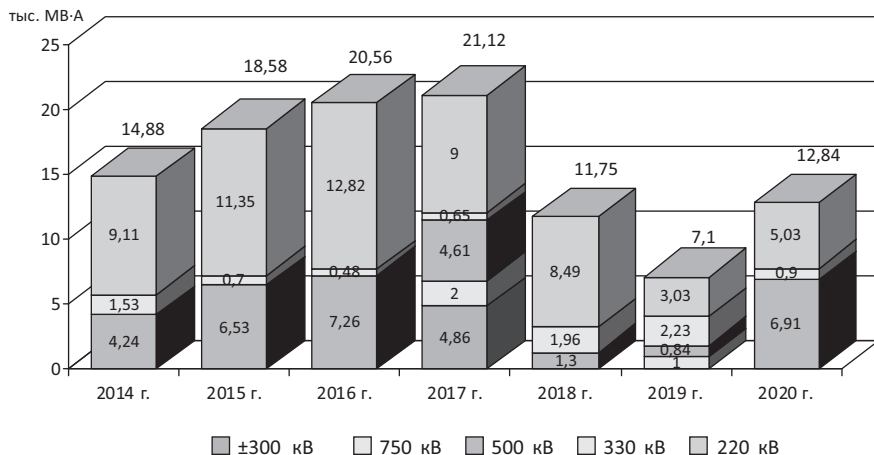


Рис. 8. Вводы трансформаторной мощности напряжением 220 кВ и выше на подстанциях ЕЭС России на период 2014—2020 гг.

требует 1005,6 млрд руб. в прогнозных ценах. На рис. 7 и 8 представлены объемы вводов электросетевых объектов (с разбивкой по напряжениям) по ЕЭС России по годам рассматриваемого периода.

Большая часть вводимых линий электропередачи (99,2 %) намечается в воздушном исполнении. Линии электропередачи в кабельном исполнении предполагается ввести в объеме около 0,25 тыс. км (0,8 %), большая часть которых планируется в Москве и Санкт-Петербурге. Структура вводов электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше по объединенным энергосистемам ЕЭС России представлена на рис. 9 и 10.

Развитие сети 750 кВ предусматривается в ОЭС Центра и ОЭС Северо-Запада за счет реализации объектов, предназначенных для выдачи мощности Ленинградских АЭС-1 и АЭС-2, а также за счет усиления межсистемной связи Северо-Запад — Центр.

Развитие сети напряжением 500 кВ предусматривается во всех ОЭС, кроме ОЭС Северо-Запада, где системообразующие функции продолжают выполнять электрические сети напряжением 330 кВ. Развитие сети напряжением 330 кВ также планируется в южных районах ОЭС Центра и ОЭС Юга.

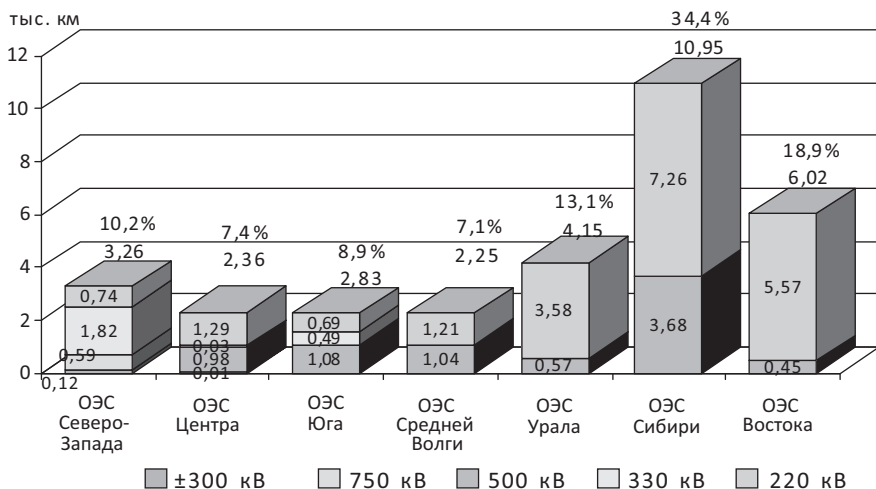


Рис. 9. Структура вводов линий электропередачи напряжением 220 кВ и выше по ОЭС ЕЭС России за период 2014—2020 гг.

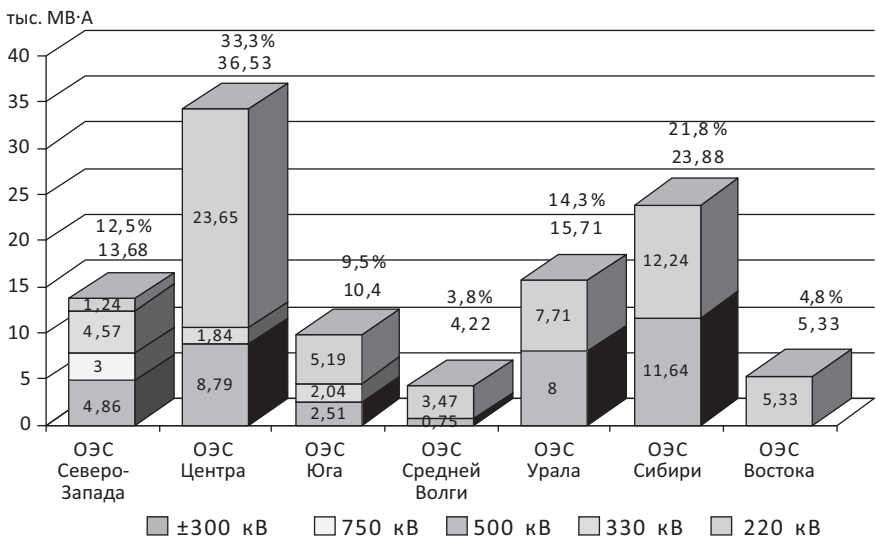


Рис. 10. Структура вводов трансформаторной мощности напряжением 220 кВ и выше на подстанциях по ОЭС ЕЭС России за период 2014—2020 гг.

Развитие электрической сети напряжением 220 кВ намечается во всех объединенных энергосистемах ЕЭС России. Значительный объем ввода линий электропередачи напряжением 220 кВ в ОЭС Сибири и ОЭС Востока обусловлен, в основном, реализацией проекта внешнего электроснабжения нефтепроводной системы «ВСТО». Большую часть трансформаторной мощности напряжением 220 кВ по ОЭС Центра предполагается ввести в Московском регионе.

Для выдачи мощности энергоблока №2 Ленинградской АЭС-2, а также для повышения надежности электроснабжения потребителей Санкт-Петербурга и северо-западного района Ленинградской обл. предусматривается сооружение кабельно-воздушной передачи постоянного тока напряжением ± 300 кВ ЛАЭС-2 — Выборг пропускной способностью 1000 МВт.

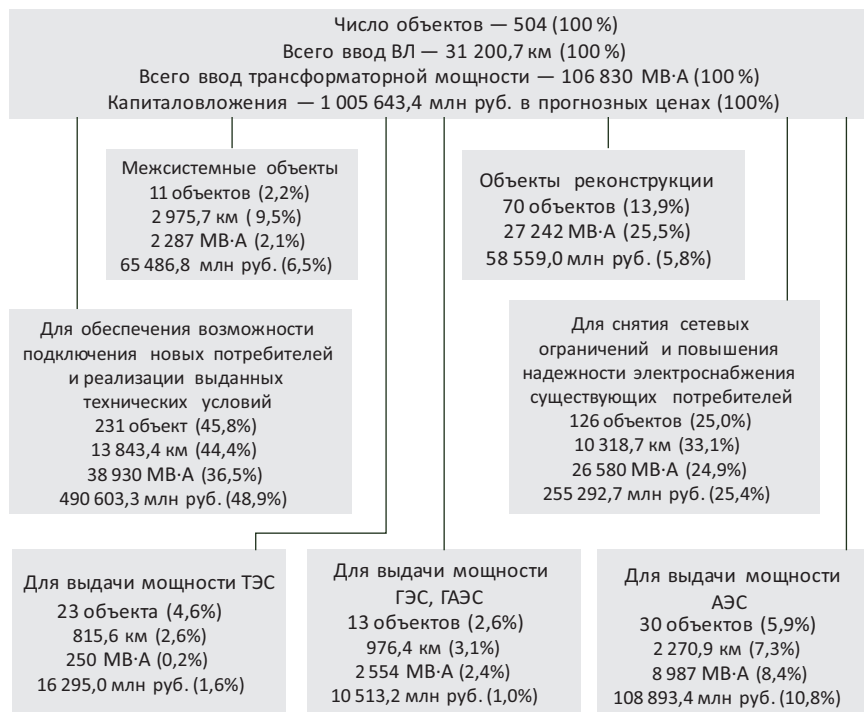


Рис. 11. Структура вводов электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше по ЕЭС России на период 2014—2020 гг. по функциональной принадлежности

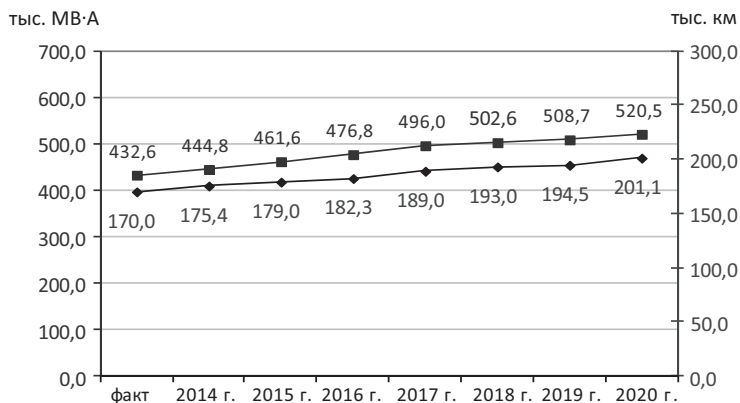


Рис. 12. Изменение протяженности и трансформаторной мощности сетей напряжением 220 кВ и выше ЕЭС России в период до 2020 г.

На рис. 11 представлена структура вводов электросетевых объектов по ЕЭС России за период 2014—2020 гг. по функциональной принадлежности объектов. Как видно из рис. 11, большая часть вводимых объектов (45%) будет предназначена для обеспечения возможности подключения новых потребителей. Около 25% вводимой трансформаторной мощности на подстанциях ЕЭС России в период 2014—2020 гг. будет предназначена для замещения физически устаревшего оборудования.

С учетом намечаемых вводов и демонтажей электросетевого оборудования протяженность электрической сети ЕЭС России к 2020 г. возрастет с 170 тыс. км (конец 2013 г.) до 201,1 тыс. км, а трансформаторная мощность на подстанциях ЕЭС России увеличится с 432,6 тыс. МВ·А (конец 2013 г.) до 520,5 тыс. МВ·А. Изменение протяженности и трансформаторной мощности сетей напряжением 220 кВ и выше ЕЭС России в период до 2020 г. представлено на рис. 12.

Литература

1. **Правила** устройства электроустановок. М.: НЦ «Энас», 2006.
2. **Правила** технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М.: Энергосервис, 2003.
3. **СО 153-34.20.118—2003.** Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. М.: НТЦ ФГУП «Промышленная безопасность», 2006.

4. **СО 153-34.20.576—2003.** Методические указания по устойчивости энергосистем. М.: НЦ «Энас», 2004.
5. **РД 34.20.185—94.** Инструкция по проектированию городских электрических сетей. М.: Энергоатомиздат, 1995.
6. **СТО 57947007-29.240.30.047—2010.** Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35—750 кВ. Типовые решения.
7. **Руководящие указания** по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.: НЦ «Энас», 2004.
8. **СО 153-34.20.121—2006.** Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи и подстанций переменного тока напряжением 35—750 кВ. М.: Энергосетьпроект, 2006.
9. **Укрупненные стоимостные показатели** линий электропередачи и подстанций напряжением 35—1150 кВ. М.: Энергосетьпроект, 2007.
10. **Методические рекомендации** по оценке эффективности инвестиционных проектов, М.: Экономика, 2000.

Основные направления энергосбережения и повышения энергетической эффективности в электрических сетях

В.Э. Воротницкий, главный научный сотрудник
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», доктор техн. наук, профессор

1. Нормативная база. Структура программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности

Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электросетевом комплексе России — важнейшая стратегическая задача, решение которой направлено на экономию топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), улучшение экологических условий в стране, снижение тарифов на услуги по передаче электрической энергии. Эта задача затрагивает практически все сферы деятельности электросетевых компаний, требует комплексного системного подхода к разработке и практической реализации соответствующих мероприятий и программ. Необходимость такого подхода диктуется целым рядом государственных нормативно-правовых и корпоративных документов.

Программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в электрических сетях должны формироваться с учетом требований этих нормативных документов, передового отечественного и зарубежного опыта энергосбережения, на основе результатов проведения обязательных энергетических обследований и реализовываться по следующим основным направлениям:

- снижение потерь электроэнергии при её передаче (распределении) по электрическим сетям;
- снижение расхода энергетических ресурсов на хозяйственные нужды в зданиях, строениях и сооружениях, используемых электросетевой организацией при осуществлении услуг по передаче (распределению) электроэнергии;

- снижение расхода горюче-смазочных материалов (ГСМ) на автотранспортное обслуживание оперативной и эксплуатационной деятельности электросетевых организаций;
- реконструкция и оптимизация развития электрических сетей, научно-исследовательское, инжиниринговое и инновационное развитие электросетевого комплекса, разработка и внедрение энергосберегающего оборудования и технологий;
- совершенствование, модернизация и автоматизация систем учета энергоресурсов;
- совершенствование и развитие нормативно-правовой базы энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- методологическое и организационное обеспечение мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Каждое из перечисленных направлений ниже будет рассмотрено более подробно.

2. Объемы потребления топливно-энергетических ресурсов, достигнутые технологические эффекты от мероприятий по их снижению в электросетевом комплексе

Объемы потребления ТЭР в ОАО «ФСК ЕЭС» представлены в табл. 1, в МРСК — в табл. 2 [1, 2].

Технологический и экономический эффекты от мероприятий по экономии ТЭР в ОАО «ФСК ЕЭС» представлены в табл. 3, в ОАО «Холдинг МРСК» — в табл. 4 [1, 2].

Из табл. 1 и 2 следует, что потери электроэнергии в общем объеме потребления ТЭР в денежном выражении составляют от 91,4% (МРСК) до 97,8% (ЕНЭС). Соответственно, объем усилий на экономию ТЭР должен быть пропорционален этим долям, что и находит отражение в табл. 3 и 4. По этой же причине ниже особое внимание будет уделено именно снижению потерь электроэнергии в сетях.

Из табл. 3 и 4 видно, что снижение потерь электроэнергии в ЕНЭС за 2011 г. от их суммарного значения составляет всего 0,61%, что явно недостаточно. В МРСК доля этого снижения существенно выше

Таблица 1. Объем потребления ТЭР за 2009—2013 гг. в ОАО «ФСК ЕЭС»

ТЭР	Фактические численные значения по годам				
	2009	2010	2011	2012	2013
Технологический расход (потери) электроэнергии в ЕНЭС, тыс. кВт·ч (%)	22 120 611 (4,89)	22 525 622 (4,79)	22 553 172 (4,65)	21 945 801 (4,40)	22 261 464 (4,28)
Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, тыс. кВт·ч	990 737	1 014 600	1 039 641,5	1 001 746	973 801
Потребление электроэнергии в зданиях, тыс. кВт·ч (кВт·ч/м ²)	23 413 (89,3)	31 704 (102,07)	31 419 (107,63)	31 470 (104,29)	35 700 (103,96)
Потребление тепловой энергии в зданиях, тыс. Гкал (Гкал/м ³)	25,78 (0,04)	31,04 (0,04)	41,05 (0,03)	46,25 (0,03)	50,62 (0,038)
Расход бензина, тыс. л (л/км)	— (—)	— (—)	9325,9 (0,205)	9044,7 (0,198)	9114,3 (0,184)
Расход дизельного топлива, тыс. л (л/км)	— (—)	— (—)	7332,6 (0,398)	7450,1 (0,397)	7080,1 (0,367)

Таблица 2. Объемы потребления ТЭР за 2011 г. в МРСК

ТЭР	Объем потребления ТЭР			
	В натуральном выражении		В денежном выражении	
	Единица	Объем	Объем, тыс. руб.	% суммы
Технологический расход электроэнергии в МРСК	тыс. кВт·ч	5 410 200,0	53 561,00	91,47
Потребление электроэнергии в зданиях	тыс. кВт·ч	1 073 177,0	3278,90	5,6
Потребление тепловой энергии в зданиях	Гкал	466 671,1	562,20	0,96
Потребление горячей воды	тыс. м ³	109,6	8,0	0,01
Потребление холодной воды	тыс. м ³	3006,7	82,0	0,14
Потребление природного газа	тыс. м ³	11 088,7	40,2	0,07
Расход ГСМ	т у.т.	50 923,2	1023,3	1,75
Итого	—	—	585 555,6	100,0

Таблица 3. Технологический и экономический потенциалы энергосбережения

Наименование программ	Технологический эффект от внедрения энергосберегающих мероприятий, тыс. т у.т.					Экономический эффект от внедрения энергосберегающих мероприятий, млн руб.				
	2011	2012	2013	2014	Всего	2011	2012	2013	2014	Всего
Мероприятия по сокращению технологического расхода электроэнергии при ее передаче по сетям ЕНЭС В том числе снижение расхода электрической энергии на собственные нужды подстанций Мероприятия по сокращению расхода энергоресурсов в зданиях и сооружениях Мероприятия по сокращению расхода моторных топлив Внедрение энергосберегающего оборудования	16,32	25,75	11,08	11,08	64,23	114,08	198,04	93,76	103,14	509,02
	6,90	15,31	0,65	0,65	23,51	48,26	117,77	5,47	6,02	177,52
	0,81	0,41	0,33	0,31	1,87	9,46	5,39	5,60	5,86	26,31
	0,08	0,07	0,07	0,06	0,28	1,76	1,75	1,97	2,03	7,51
Пилотные проекты повышения энергетической эффективности НИОКР и НИР Совершенствование организационной и нормативно-методической базы Обязательное энергетическое обследование										
Итого без ИП и обязательного энергетического обследования	17,21	26,23	11,48	11,45	66,38	125,30	205,18	101,33	111,03	542,83

Таблица 4. Достигнутые технологический и экономический эффекты от мероприятий по экономии ТЭР за 2011 г в ОАО «Холдинг МРСК»

Наименование ТЭР	Достигнутый эффект				
	технологический			экономический	
	единицы	объём	% объёма потребления	тыс. руб.	% суммарной денежной экономии
Снижение потерь электроэнергии в МРСК	тыс. кВт·ч	2024200	3,74	4952700	98,04
Снижение потребления электроэнергии в зданиях	тыс. кВт·ч	20060	1,87	54460	1,08
Снижение потребления тепла в зданиях	Гкал	16451	3,52	18610	0,37
Снижение потребления горячей воды	тыс. м ³	0,7	0,64	990	0,02
Снижение потребления холодной воды	тыс. м ³	44,88	1,49	17400	0,34
Снижение потребления природного газа	тыс. м ³	876	7,90	4890	0,1
Снижение расхода ГСМ	—	—	—	2470	0,05
Итого	—	—		5051520	100

и составляет около 3,74%. Тем не менее, и здесь имеются значительные резервы, о чем ниже будет сказано более подробно.

Данные по эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии в ЕНЭС и в сетях МРСК представлены в табл. 5 и 6 соответственно.

Из табл. 5, в частности, следует, что номенклатура внедряемых мероприятий по снижению потерь электроэнергии в ЕНЭС весьма ограничена по сравнению с известным типовым перечнем мероприятий [3]. Эффект от оптимизации установившихся режимов ЕНЭС по реактивной мощности и уровням напряжения за 2011 г. составил всего 0,12% суммарных потерь электроэнергии. Расчеты показывают, что при дополнительных усилиях этот эффект может быть увеличен до 3÷5%.

В табл. 6 к целевым мероприятиям по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях МРСК относятся в основном tradi-

**Таблица 5. Эффективность мероприятий по снижению потерь
электроэнергии в ЕНЭС**

Мероприятия	Эффект от реализации мероприятий по годам, млн кВт·ч			
	2010	2011	2012	2013
Оптимизация установившихся режимов по реактивной мощности и уровням напряжения	40,645	42,067	58,953	Нет дан- ных по отдель- ным меро- приятиям
Отключение в режимах малых нагрузок сетевого оборудования	75,794	14,698		
Сокращение продолжительности техниче- ского обслуживания и ремонта основного оборудования, в том числе выполнение работ под напряжением	26,852	0,075		
Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций	67,050	58,653	123,642	
Установка и ввод в работу устройств ком- пенсации реактивной мощности	2,880	0,410	31,422	
Замена перегруженных, установка и ввод в эксплуатацию дополнительных силовых трансформаторов на действующих под- станциях	2,181	12,063		
Замена измерительных трансформаторов тока	71,522	1,400		
Оптимизация загрузки электрических сетей за счет строительства линий и под- станций	4,76	8,324		
Итого	291,64	137,69	214,019	98737,7

ционные, наиболее распространенные в условиях эксплуатации сетей мероприятия, в том числе:

- проведение технических проверок комплексов учета электрической энергии на объектах РСК;
- проведение рейдов по выявлению неучтенного и бездоговорного потребления электроэнергии;
- замена проводов перегруженных ЛЭП на большее сечение;
- замена перегруженных трансформаторов;
- замена недогруженных трансформаторов (или демонтаж);

Таблица 6. Эффективность мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях МРСК за 2011—2012 гг.

Группы мероприятий	2011 г.		2012 г.	
	млн кВт·ч	млн руб.	млн кВт·ч	млн руб.
Целевые мероприятия в том числе:	1342,9	3239,5	1459,6	3560
целевые мероприятия по снижению потерь электроэнергии	1313,2	3117,8	1424,2	3448
иные целевые проекты	29,7	121,7	35,4	112
Нецелевые (сопутствующие) мероприятия, в том числе:	681,3	1213,2	866,0	2067
программа развития системы учета	617,1	1594,2	760,3	1844,0
программа реновации	46,2	75,6	97,1	210
программа перспективного развития распределительной сети	16,0	41,5	8,6	13
иное	2,0	1,9	—	—
Итого	2042,2	4542,7	2325,6	5627

- замена ответвлений в жилые дома на самонесущие изолированные провода (СИП);
- отключение трансформаторов на подстанциях с заданной нагрузкой;
- выравнивание нагрузок фаз в распределительных сетях 0,38 кВ.

Подтверждением недостаточной эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях может также служить табл. 7, в которой представлена динамика технологического расхода электроэнергии в ЕНЭС и сетях МРСК за 2007—2012 гг. Из табл. 7 видно, что мероприятия по снижению потерь электроэнергии не оказывают существенного влияния на динамику потерь и их снижение по годам в целом. Это же подтверждается и представленной в табл. 8 динамикой потерь электроэнергии за 2010—2012 гг. по структурным подразделениям ОАО «Россети».

Потери электрической энергии за 2010 г. рассчитаны для условий, сопоставимых с условиями 2011 г.

**Таблица 7. Динамика фактических потерь электроэнергии в ЕНЭС
и сетях МРСК**

Структурные составляющие баланса электроэнергии	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Отпуск электроэнергии из сети ЕНЭС, млн кВт·ч	464 045	472 267,8	452 372,18	470 146,1	485 014,4	498 287,7
Потери электроэнергии в ЕНЭС: млн кВт·ч	21 401	21 866	22 121	22 526	22 553	21 945,8
% отпуска из сети	4,61	4,63	4,89	4,79	4,65	4,40
Отпуск электроэнергии в сети МРСК, млн кВт·ч	678 989	653 145	653 145	647 248	644 071	649 776
Потери электроэнергии в сетях МРСК: млн кВт·ч	59175	56 696	56 696	55 987	54 102	52 696,87
% отпуска из сети	8,71	8,68	8,68	8,65	8,4	8,11

**Таблица 8. Динамика фактических потерь электроэнергии в МРСК/РСК
ОАО «Россети» в 2010—2012 гг., млрд кВт·ч (%)**

МРСК/РСК	2010 г.	2011 г.	2012 г.
МРСК Центра	6229,6 (10,01)	6447,2 (9,93)	6097,9 (9,53)
МРСК Центра и Приволжья	5391,5 (9,06)	5353,7 (8,97)	5143,83 (8,62)
МРСК Волги	4176,0 (6,90)	4207,5 (6,80)	3903,64 (6,36)
МРСК Северо-Запада	2983,0 (6,82)	2747,1 (6,39)	2771,65 (6,41)
МРСК Сибири	7517,9 (9,24)	6875,9 (8,71)	6563,25 (8,15)
ТРК	573,3 (8,46)	576,1 (8,66)	590,12 (8,90)
МРСК Урала	6333,2 (8,08)	6179,4 (7,95)	5984,4 (7,87)
МРСК Юга	2818,2 (9,31)	2842,2 (9,47)	2914,20 (9,66)
МРСК Северного Кавказа	2100,9 (17,47)	1589,6 (14,36)	1570,25 (14,11)
Кубаньэнерго	2431,0 (12,88)	2783,7 (13,93)	2674,78 (12,88)
МОЭСК	9314,5 (11,15)	8695,6 (10,33)	8369,55 (9,63)
Ленэнерго	3586,6 (10,71)	3546,4 (10,60)	3578,41 (10,37)
Тюменьэнерго	1841,1	1789,7	1808,81
Янтарьэнерго	689,9 (17,88)	667,9 (17,29)	726,06 (17,42)
Всего	55986,7	54102,0	52696,87

3. Суммарные потери электроэнергии в электрических сетях России. Сравнение с зарубежным опытом. Резервы снижения потерь электроэнергии

Потери электроэнергии в электрических сетях — это не только важнейший показатель их энергетической эффективности, как следует из табл. 1 и 2, но и наглядный индикатор состояния системы учета электроэнергии, эффективности энергосбытовой деятельности, оперативного, эксплуатационного и ремонтного обслуживания электрических сетей, оптимальности их развития.

Этот индикатор всё отчетливее свидетельствует о накапливающихся проблемах, которые требуют безотлагательных решений по реконструкции и техническому перевооружению электрических сетей, по совершенствованию учета электроэнергии, в первую очередь в части замены устаревших приборов, оперативности и точности сбора данных об отпущенной в сеть и потребленной электроэнергии, по повышению эффективности сбора денежных средств за поставленную потребителям электроэнергию, по налаживанию конструктивного взаимодействия электросетевых и энергосбытовых организаций при расчете и анализе фактических и прогнозных балансов электроэнергии в электрических сетях и т.п.

По мнению международных экспертов и опыту передовых отечественных электрических сетей, относительные потери электроэнергии при её передаче и распределении в электрических сетях можно считать удовлетворительными, если они не превышают 4—5% отпуска электроэнергии в эти сети. Потери электроэнергии на уровне 10% можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики передачи электроэнергии по сетям [3].

Сказанное подтверждается уровнями относительных потерь электроэнергии в электрических сетях ряда промышленно развитых стран, а также первыми нормативами потерь электроэнергии в городских и сельских электрических сетях бывшего СССР, утвержденными приказом Министерства коммунального хозяйства РСФСР № 334 от 30.11.1964 в составе «Временных нормативов по эксплуатации городских и сельских электрических сетей».

К сожалению, хронический недостаток инвестиций в развитие и реконструкцию электрических сетей, в совершенствование систем

управления их режимами, учета электроэнергии привел к их значительному физическому и моральному износу (до 70%), что отрицательно повлияло на динамику относительных потерь электроэнергии в отечественных электрических сетях в целом и уровень потерь в отдельных электросетевых организациях.

Если не предпринимать активных усилий по сдерживанию роста потерь электроэнергии, этот рост будет продолжаться уже в ближайшем будущем в связи с ростом тарифов на электроэнергию и сопутствующей мотивацией потребителей к безучётному потреблению электроэнергии, а также в связи с неоптимальной загрузкой электрических сетей, дополнительными потерями из-за низкого качества электроэнергии и т.п. Тенденции такого роста наметились в ряде отечественных РСК, в первую очередь, в МРСК Северного Кавказа, Кубаньэнерго, Янтарьэнерго и др. (см. табл. 8). В отдельных распределительных линиях 0,4—10 кВ этих РСК фактические относительные потери электроэнергии достигают 30—40% и сравнялись с потерями в сетях самых отсталых африканских стран. Как правило, такие потери характерны для районов с неплатежеспособным населением, высоким уровнем бездоговорного и безучетного потребления электроэнергии, низкой организацией энергосбытовой деятельности и отсутствием взаимодействия энергосбытов, электрических сетей, правоохранительных органов и администрации местного самоуправления.

Суммарный резерв снижения потерь электроэнергии в электрических сетях России в настоящее время по минимальным оценкам находится в пределах 15—25 млрд кВт·ч, в том числе около 3—5 млрд кВт·ч — это резерв снижения технических потерь, обусловленных физическими процессами передачи электроэнергии, и 12—20 млрд кВт·ч — резерв снижения коммерческих потерь, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии, бездоговорным и безучетным потреблением электроэнергии, недостатками в системе сбора и обработки данных о полезном отпуске электроэнергии потребителям и другими причинами [3].

Наличие указанных резервов объясняется:

- несовершенством нормативной базы для эффективной борьбы с хищениями электроэнергии;
- недопустимыми погрешностями измерений объемов элект-

троэнергии, поступившей в электрические сети и отпущенной из электрических сетей;

- несовершенством системы снятия показаний приборов учета и выставления счетов за потребленную электроэнергию;
- ростом бездоговорного и безучетного потребления электроэнергии (хищений) в связи с ростом тарифов на электроэнергию;
- моральным и физическим износом электросетевого оборудования;
- неоптимальными режимами работы электрических сетей по уровням напряжения и реактивной мощности;
- недостаточной мотивацией и квалификацией персонала электросетевых компаний для разработки и внедрения эффективных программ снижения потерь электроэнергии в сетях;
- использованием несовершенных расчетных методов определения количества отпущенной и потребленной электроэнергии при отсутствии приборов учета;
- рядом других причин.

Значительное превышение фактических потерь над технологически обоснованными требует системного подхода к решению этой проблемы на долговременной и постоянной основе. Передовой зарубежный опыт показывает, что даже при сравнительно благополучных относительных потерях электроэнергии в сетях отдельных зарубежных электрокомпаний, временное ослабление внимания к ним неизменно приводит к росту потерь.

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях требует существенных затрат на:

- модернизацию электросетевого оборудования и внедрение новой энергосберегающей техники и технологий, в первую очередь, устройств компенсации реактивной мощности и средств регулирования напряжения;
- совершенствование и автоматизацию средств и систем учета электроэнергии;
- совершенствование и внедрение новых информационных технологий для расчетов фактических и прогнозных балансов электроэнергии в электрических сетях, технических и коммерческих потерь, разработку и оценку эффективности мероприятий по снижении потерь;

- научно-исследовательские, проектные и опытно-конструкторские работы, связанные с расчетами, анализом, нормированием и снижением потерь электроэнергии в электрических сетях, разработкой и совершенствованием нормативных документов.

По предварительным оценкам ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» для снижения потерь электроэнергии в электрических сетях на 1 млрд кВт·ч необходимо затратить от 0,8 до 3,0 млрд руб. Срок окупаемости этих затрат составляет от 2 до 8 и более лет.

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях позволяет:

- уменьшить убытки электросетевых организаций из-за сокращения оплаты сверхнормативных потерь и аккумулировать дополнительные средства на дальнейшее их снижение;
- разгрузить электрические сети от дополнительных потоков мощности и тем самым обеспечить возможность подключения дополнительной мощности к электрическим сетям;
- снизить расход топлива и вредные выбросы на электрических станциях за счет снижения выработки электроэнергии для компенсации потерь;
- снизить объемы строительства генерирующих мощностей для надежного электроснабжения потребителей при намечающихся дефицитах активной мощности;
- уменьшить тарифы на услуги по передаче электроэнергии по электрическим сетям и тарифы на электроэнергию для конечных потребителей.

4. Мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в электрических сетях

4.1. Мероприятия по снижению технических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям напряжением 220 кВ и выше

Типовой перечень мероприятий по снижению технических потерь электроэнергии в электрических сетях и методы оценки их технологической эффективности представлены в [5, 7, 8].

Основные мероприятия по снижению технических потерь электроэнергии, включаемые в соответствующие ежегодные программы ОАО «ФСК ЕЭС» и полученный эффект от реализации этих мероприятий за 2011 г. представлены в табл. 5. Из этой таблицы, как отмечалось выше, видно, что номенклатура мероприятий и их эффективность явно недостаточны для значительного влияния на потери электроэнергии. Энергетическое обследование ОАО «ФСК ЕЭС», опыт зарубежных электросетевых компаний, анализ режимов работы ЕНЭС показывают, что основной эффект снижения технических потерь в электрических сетях 220—750 кВ в размере 400—500 млн кВт·ч в год может быть получен за счёт соответствующих усилий по оптимизации установившихся режимов работы электрической сети по реактивной мощности и уровням напряжения [9]. С этой целью необходимо:

- обязать ОАО «СО ЕЭС» нести консолидированную ответственность наравне с ОАО «Россети» не только за надежность и качество электроэнергии, но и за потери электроэнергии в электрических сетях при управлении режимами работы ЕЭС;
- создать единую расчетную модель для всех субъектов оптового рынка электроэнергии для единообразных расчетов по оптимизации установившихся режимов;
- обязать генерирующие компании и принадлежащие им электрические станции максимально использовать возможности регулирования реактивной мощности и уровней напряжения на их шинах для оптимизации режимов работы электрической сети ЕЭС России по заданиям ОАО «СО ЕЭС»;
- привести в соответствие с нормативными требованиями техническое состояние средств регулирования напряжения на трансформаторах и автотрансформаторах с РПН и АРПН, а также на регулируемых устройствах компенсации реактивной мощности, максимально использовать эти средства для оптимизации режимов по реактивной мощности и уровням напряжения;
- активно внедрять и использовать многоуровневую автоматизированную систему управления реактивной мощностью и управления напряжением в рамках создания АСДУ ОАО «ФСК ЕЭС» и АСДУ ОАО «СО ЕЭС» [9].

Второе наиболее реальное и перспективное направление снижения технических потерь электроэнергии в электрических сетях

220—750 кВ — это снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций. Подробный перечень мероприятий по снижению этого расхода с их описанием рассмотрен в [6]. К основным из этих мероприятий относятся:

- оптимизация продолжительности работы вентиляторов обдува за счет восстановления работоспособности или оптимизации режимов работы автоматики обдува;
- оптимизация режимов работы компрессоров воздушных выключателей путём устранения утечек воздуха в воздухопроводах;
- отключение в режимах малых нагрузок параллельно работающих трансформаторов собственных нужд;
- замена ламп накаливания наружного освещения подстанций на энергосберегающие лампы;
- внедрение микропроцессорных систем автоматического управления обдувом трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов;
- внедрение систем частотного регулирования и плавного пуска электропривода вентиляторов, центробежных насосов и т.п.;
- внедрение установок утилизации тепла силовых трансформаторов и автотрансформаторов для теплоснабжения зданий управления подстанциями и снижения расхода электроэнергии на обдув.

Предварительные результаты энергетического обследования подстанций ОАО «ФСК ЕЭС» показывают, что практическая реализация перечисленных мероприятий позволит получить дополнительную экономию электроэнергии в размере 133—135 млн кВт·ч в год.

Таким образом, суммарный потенциал снижения технических потерь электроэнергии от активизации работ по оптимизации установившихся режимов по реактивной мощности и уровням напряжения и внедрению дополнительных мероприятий по снижению расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций может составить 500—800 млн кВт·ч в год.

4.2. Мероприятия по снижению технических потерь электроэнергии при её распределении по электрическим сетям 0,4—110 кВ

Существенных отличий в мероприятиях для замкнутых распределительных и системообразующих электрических сетей 110 кВ и

выше, особенно в группе мероприятий по оптимизации режимов, практически нет.

Для электрических сетей 0,4—35 кВ в дополнение к вышеперечисленным мероприятиям следует назвать те мероприятия Типового перечня, которые пока не находят широкого применения на практике. К ним, в первую очередь, относятся:

- оптимизация мест размыкания линий 6—35 кВ с двусторонним питанием;
- оптимизация рабочих напряжений в центрах питания радиальных электрических сетей;
- выполнение ремонтных и эксплуатационных работ под напряжением;
- сокращение продолжительности комплексных ремонтов присоединений, ячеек, подстанций, распределительных устройств и др.;
- установка и ввод в работу устройств компенсации реактивной мощности в электрических сетях;
- замена распределительных трансформаторов с повышенными потерями мощности в стали на современные энергосберегающие трансформаторы;
- установка и ввод в работу вольтодобавочных регулировочных трансформаторов;
- установка и ввод в работу устройств автоматического регулирования коэффициента трансформации;
- разукрупнение распределительных линий 0,4—35 кВ;
- перевод электрических сетей 6—10 кВ на 20 кВ в районах с высокой плотностью нагрузки.

4.3. Реконструкция, оптимизация развития электрических сетей, научно-исследовательское инжиниринговое и инновационное развитие электросетевого комплекса и внедрение энергосберегающих оборудования и технологий

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях всех ступеней напряжения до уровня потерь в сетях промышленно-развитых стран невозможно без реконструкции, оптимизации инновационного развития электросетевого комплекса, внедрения новой техники и технологий, предусматривающих:

- создание системообразующих и распределительных сетей с использованием современных инновационных технологий, силовой электроники, современных систем диагностики, вычислительных комплексов;

- применение прорывных технологий, например таких, как высокотемпературная сверхпроводимость, для изготовления компактных, высоконадёжных и экономичных кабелей, трансформаторов, токоограничителей и др.;

- широкое вовлечение в баланс децентрализованных источников электроэнергии с обеспечением их свободного доступа к электрическим сетям и соблюдением необходимых условий их устойчивого и надёжного функционирования;

- оснащение электрических сетей современными системами компенсации реактивной мощности, средствами повышения пропускной способности существующих линий электропередачи, перераспределение потоков мощности по этим линиям;

- вовлечение потребителей в регулирование балансов и режимов работы электрических сетей, интеллектуальное управление нагрузкой;

- создание и внедрение новых поколений интеллектуальных систем учета электроэнергии и управления электропотреблением, расчётов за потреблённую электроэнергию;

- широкое применение в электрических сетях устройств ограничения токов короткого замыкания различного исполнения, создание (в перспективе) электроэнергетических систем с заданными значениями токов короткого замыкания;

- создание, в конечном итоге, высоконадёжных электрических сетей, предоставляющих всем желающим комфортные услуги по передаче, распределению и поставке электроэнергии;

- внедрение прогрессивных систем хранения (накопления) электроэнергии для снижения пиковых нагрузок, повышения устойчивости работы системообразующих сетей, надёжности электроснабжения, качества электроэнергии у потребителей, снижения потерь в сетях;

- создание и внедрение новых видов электрооборудования и конструкций линий электропередачи, в том числе — композитных проводов, новых конструкций фаз и опор воздушных ли-

ний, средств повышения пожаробезопасности электрооборудования;

- развитие автоматизированной системы технологического управления электрическими сетями (АСТУ), разработку и внедрение полностью автоматизированных электрических подстанций, переход от автоматизированного к автоматическому управлению сетями на базе современных программно-технических комплексов.

В [4, 8] более подробно рассмотрены основные инновационные пути, технические средства и технологии повышения эффективности и управляемости электрических сетей 220—750 кВ.

По предварительным оценкам практическая реализация инновационных мероприятий позволит снизить относительные потери электроэнергии к 2017 г. в ЕНЭС с 4,6 до 3,5% отпуска электроэнергии из сети [4] и в сетях МРСК — с 8,4 до 7,5%. По сравнению с системообразующими электрическими сетями распределительные сети ещё в большей степени нуждаются в реконструкции, модернизации и оптимизации развития в связи с большим физическим и моральным износом. К инновационным мероприятиям, технике и технологиям повышения энергетической эффективности в распределительных электрических сетях следует отнести:

- сокращение протяженности электрических сетей 0,4 кВ за счет приближения к потребителям напряжения 6—20 кВ путем применения столбовых трансформаторных подстанций 6—10/0,4 кВ;

- применение энергоэффективного электротехнического оборудования, в том числе распределительных трансформаторов с магнитопроводами из аморфной стали и уменьшенными потерями холостого хода, а также трансформаторов с симметрирующими обмотками;

- применение новых типов регулируемых компенсирующих и симметрирующих устройств, в том числе симметрирующих компенсирующих устройств;

- применение новых типов высокотехнологичных проводов с повышенной проводимостью и более гладкой поверхностью;

- применение компактных и газоизолированных линий электропередачи;

- внедрение управляемых автоматически секционируемых электрических сетей с применением реклоузеров;

- внедрение распределенных генерирующих источников и систем управления нагрузкой на основе разработки, создания и внедрения интеллектуальных электрических сетей (Smart Grid) и интеллектуальных систем учета электроэнергии (Smart Metering).

Особенно следует остановиться на первом из названных «инновационных» мероприятий — сокращении протяженности электрических сетей 0,4 кВ, которое давно нашло широкое применение за рубежом. При общей протяженности электрических сетей ОАО «Россети» около 2000 тыс. км, протяженность сетей 0,4 кВ составляет около 700 тыс. км. Эти сети отличаются наименьшей наблюдаемостью, обеспеченностью средствами учета электроэнергии, повышенной аварийностью и наибольшими отклонениями напряжения от номинального в удаленных от ТП узлах сети.

Потери электроэнергии в сети 0,4 кВ для отдельных сетевых организаций могут в разы превосходить потери в сети 6—10 кВ и выше. Приближение напряжения 6—20 кВ к потребителям за счет установки маломощных столбовых трансформаторных подстанций 10—20/0,4 кВ позволит существенно повысить надежность и качество электроснабжения и значительно снизить потери электроэнергии в сети 0,4 кВ.

4.4. Совершенствование, модернизация и автоматизация систем учета электроэнергии

Совершенствование и модернизация систем расчетного и технического учета электроэнергии проводится в целях повышения достоверности информации о структуре балансов электроэнергии в электрических сетях, снижения коммерческих и сверхнормативных потерь электроэнергии.

Стратегический путь совершенствования учета электроэнергии — создание и внедрение полнофункциональной автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета (АИИС КУЭ) на оптовом рынке электроэнергии (в ЕНЭС) и АИИС КУЭ бытовых потребителей (БП) на розничном рынке. Совершенствование и модернизация систем учета включают следующие группы мероприятий:

- обеспечение нормированных условий применения средств измерений;

- ремонт и замену морально и физически устаревших средств учета;
- установку дополнительных приборов учета, в том числе приборов высоковольтного учета (с измерительными трансформаторами напряжения) и счётчиков с предоплатой;
- защиту приборов от несанкционированного доступа и безучетного потребления электроэнергии.

Каждая из групп названных мероприятий представлена на рис. 1.

К мероприятиям по организации системы учета электроэнергии относятся:

- оценка существующего состояния систем учета по границам сетевых компаний;

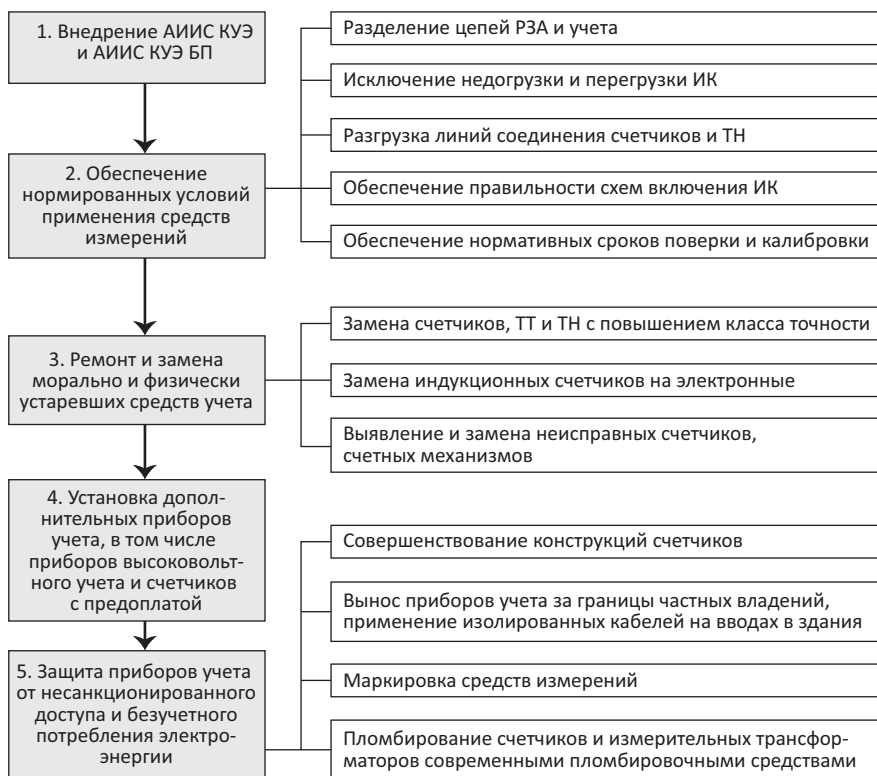


Рис. 1. Мероприятия по совершенствованию учета электроэнергии

- оснащение (модернизация) приборами учета электрической энергии по точкам поставки сетевых компаний (ликвидация без-учетного потребления) по:
 - вводам в многоквартирных дома, в жилые и садоводческие объединения;
 - квартирам в многоквартирных жилых домах, в частные дома жилых объединений;
 - границам балансового раздела со смежными сетевыми организациями;
 - границам балансового раздела с юридическими лицами;
- формирование требований к производственным программам филиалов в части выполнения задач по реализации услуг по передаче электрической энергии, в том числе к:
 - периодичности съёма показаний с приборов учета и формирования объёмов и стоимости переданной электроэнергии;
 - мероприятиям по заключению/проверке договоров на оказание услуг по передаче электроэнергии;
 - мероприятиям по контролю выполнения условий договоров потребителями услуг (режимы потребления, инструментальная проверка приборов учета, потребляемой мощности, выполнение технических условий и пр.);
 - мероприятиям, направленным на воздействие на недобросовестных потребителей (судебно-процессуальные мероприятия, ограничение/отключение электроустановок, переоформление договоров и пр.);
- создание автоматизированных баз данных по потребителям электроэнергии (юридическим и физическим лицам) с их привязкой к электрическим сетям для контроля за динамикой потребления электроэнергии по месяцам и годам и её соответствия динамике объема выпускаемой продукции, расчета и анализа фактических и допустимых небалансов электроэнергии по электрическим сетям;
- организация развития систем учета электрической энергии в сетевых компаниях с учетом концепции Smart metering, позволяющей решать задачи обеспечения возможности:
 - удаленного автоматизированного сбора учетных данных;
 - применения потребителем при расчетах за электроэнергию многотарифного меню;

- применения функции предоплаты и функции контроля оплаты;
- ведения журнала событий в приборе учета электрической энергии (включение, отключения электропитания, режимы и объемы потребления и пр.) с привязкой ко времени;
- управления режимом потребления электрической энергии (дистанционное ограничение, отключение потребителя);
- организация оснащения (модернизации) объектов производственных и хозяйственных нужд сетевых компаний приборами учета энергетических ресурсов;
- организация перехода на расчеты за потребленные энергетические ресурсы на объектах производственных и хозяйственных нужд электросетевых организаций на основании показаний приборов учета энергетических ресурсов.

4.5. Совершенствование и развитие нормативно правовой базы энергосбережения и повышения энергетической эффективности

4.5.1. В части создания нормативно-правовой основы регулирования энергосервисных контрактов по реализации программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности*

1. Разработка и внедрение методических и нормативных материалов по получению экономии денежных средств при реализации энергосервисных проектов.

2. Разработка и внедрение системы доказательного мониторинга экономии денежных средств после внедрения энергосервисных проектов.

3. Разработка правил бухгалтерской проводки получаемой экономии от энергосервисных проектов.

4. Разработка и внедрение юридически обеспеченных правил определения периода начисления экономии и определения базы сравнения.

* Из материалов «Круглого стола» — «Нормативно-правовое обеспечение государственной политики энергосбережения и повышения энергоэффективности», 11.02.2013 Комитета по энергетике ГД РФ.

5. Создание механизмов преодоления рисков выполнения энергосервисных контрактов, в частности, в виде замораживания роста тарифов на энергоресурсы на срок действия энергосервисного контракта (например, не более 5 лет).

6. Разработка методических указаний по оценке резервов экономики по различным секторам экономики и оценке реальных возможностей энергосбережения.

7. Разработка комплекса мер по созданию действенного механизма функционирования и стимулирования деятельности в области энергосервиса.

4.5.2. В части создания и совершенствования нормативной базы снижения потерь электроэнергии в электрических сетях

Первоочередными мероприятиями по развитию нормативной базы энергосбережения являются:

1. Внесение дополнений и уточнений в законодательство РФ, Постановления Правительства РФ, Минэнерго России по нормированию технологических потерь электроэнергии на её передачу в условиях RAB-регулирования тарифов.

2. Разработка регламента корректировки нормативов технологических потерь электроэнергии при наличии влияющих факторов, не зависящих от деятельности персонала электрических сетей.

3. Ужесточение мер уголовной и административной ответственности за бездоговорное и безучётное потребление электроэнергии.

4. Разработка методики и корпоративных регламентов формирования прогнозных балансов электроэнергии электросетевых организаций и их структурных подразделений на период 3—5 лет.

5. Совершенствование регламента и финансового механизма материального стимулирования персонала электрических сетей за выполнение нормативов и программ снижения потерь электроэнергии в электрических сетях.

6. Внесение дополнений и изменений в законодательство РФ и постановления Правительства РФ о возложении ответственности за потери электроэнергии в системообразующей электрической сети 220—750 кВ не только на ОАО «ФСК ЕЭС», но и на ОАО «СО ЕЭС».

7. Создание единой информационной модели ЕНЭС и единого программного обеспечения расчетов и оптимизации режимов ЕНЭС для ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «АТС».

8. Создание унифицированной автоматизированной системы мониторинга и отчетности электросетевых организаций по балансам электроэнергии в электрических сетях, потерям электроэнергии и их структуре, по эффективности энергосберегающих мероприятий.

9. Создание типового энергетического паспорта и энергосервисного контракта для энергосервисных организаций, принятие мер по минимизации рисков энергосервисных и инвестиционных компаний по реализации программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности в электрических сетях.

10. Разработка типового регламента распределения обязанностей в электросетевой компании по внедрению мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

11. Изучение и распространение передового отечественного и зарубежного опыта, создание и ведение корпоративной базы данных по передовым технике и технологиям в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в электрических сетях.

4.6. Методическое и организационное обеспечение мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности

Под методическим и организационным обеспечением мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности понимается:

- обеспечение производственной деятельности электросетевых компаний в части совершенствования технической политики, типовых технических решений и т.п.;
- разработка и совершенствование типовых перечней мероприятий по энергосбережению;
- разработка и уточнение методов расчета балансов, технических и коммерческих потерь, эффективности мероприятий по энергосбережению;
- обеспечение закупочной деятельности в части заключения договоров с производителями энергетического оборудования, мониторинга передовых энергосберегающих технологий и т.п.;

- описание бизнес-процессов энергосбережения и повышения энергоэффективности;
- мониторинг энергоэффективности и бенчмаркинг.

Решающее значение на стадии внедрения мероприятий по энергосбережению в электрических сетях имеет активизация так называемого человеческого фактора, под которым понимается:

- обучение и повышение квалификации персонала;
- осознание персоналом важности для предприятия в целом и для его работников лично эффективного решения поставленной задачи;
- мотивация персонала, моральное и материальное стимулирование;
- связь с общественностью, широкое оповещение о целях и задачах снижения коммерческих потерь, ожидаемых и полученных результатах.

Обучение общим вопросам энергосбережения должно начинаться со школьной скамьи и продолжаться в вузах с углублением и специализацией знаний. При этом давно назрела необходимость целевой подготовки специалистов высшей квалификации по энергоаудиту, энергосервису, энергосбережению и повышению энергетической эффективности. Аналогичная специализация должна быть и в системе повышения квалификации персонала электрических сетей.

Для того, чтобы требовать от персонала энергосбыта, предприятий и работников электрических сетей выполнения нормативных требований по поддержанию системы учета электроэнергии на должном уровне, по достоверному расчету технических потерь, по выполнению энергосберегающих мероприятий, персонал должен знать эти нормативные требования и уметь их выполнять. Кроме того, он должен хотеть их выполнять, т.е. быть морально и материально заинтересованным в фактическом, а не формальном снижении потерь. Для этого необходимо проводить систематическое обучение персонала не только теоретически, но и практически, с периодической переаттестацией и контролем усвоения знаний (экзаменами). Обучение должно проводиться на всех уровнях — от руководителей подразделений, служб и отделов до рядовых исполнителей.

Руководители должны знать и уметь решать общие задачи управления процессом энергосбережения, исполнители — уметь решать конкретные задачи. Обучение должно преследовать не только цели получения новых знаний и навыков, но и обмена передовым опытом, распространения этого опыта во всех подразделениях сетевой компании.

Однако одних знаний и умений недостаточно. Должна быть разработана, утверждена и эффективно действовать система поощрения за снижение потерь электроэнергии в сетях, выявление хищений электроэнергии с обязательным оставлением части полученной прибыли от снижения потерь (до 50%) в распоряжении персонала, получившего эту прибыль.

Очень важен контроль со стороны руководителей электросетей и энергосбыта за эффективностью работы контролеров, мастеров и монтеров РЭС в целях предотвращения получения личного дохода непосредственно с виновников хищений, «помощи» потребителям по несанкционированному подключению к сетям и т.п.

В конечном счете должен быть создан такой экономический механизм, который бы ставил в прямую зависимость рост зарплаты персонала от его квалификации, его активности и эффективности действий в области энергосбережения.

4.7. Мероприятия по экономии электроэнергии в зданиях, строениях и сооружениях

Такие мероприятия достаточно хорошо известны. Основными из них являются:

1) установка счетчиков коммерческого и технического учета электроэнергии в зданиях, строениях и сооружениях для мониторинга электропотребления.

2) оптимизация системы электроосвещения за счет:

- замены ламп накаливания на энергоэффективные осветительные устройства внутри и снаружи помещений;
- автоматизации управления электроосвещением по времени суток и сезонам года;
- установка датчиков движения на лестничных площадках, в местах временного пребывания персонала;

3) повышение энергетической эффективности использования лифтового хозяйства;

4) оптимизация использования и режимов работы систем вентиляции и кондиционирования воздуха;

5) установка и внедрение частотно-регулируемого привода электродвигателей в системах водоснабжения и водоотведения, тяговых машин в системах вентиляции;

6) применение возобновляемых источников электрической энергии: солнечных коллекторов, ветрогенераторов с аккумулярованием электроэнергии и её использованием в максимум нагрузки и т.п.

4.8. Мероприятия по сокращению расхода тепла и воды в зданиях, строениях и сооружениях

К первоочередным мероприятиям этой группы относятся:

1) установка счетчиков коммерческого и технического учета тепла, расхода горячей и холодной воды для мониторинга энергопотребления, автоматизации учета ТЭР;

2) повышение тепловой защиты зданий, строений и сооружений при капитальном ремонте, утепление зданий, строений, сооружений;

3) тепловая изоляция трубопроводов и оборудования, разводящих трубопроводов отопления и горячего водоснабжения;

4) устранение протечек холодной и горячей воды. Восстановление (внедрение) циркуляционных систем горячего водоснабжения;

5) гидравлическая регулировка, ручная (автоматическая) балансировка распределительных систем отопления и стояков в зданиях;

6) периодическая чистка окон. Устройство вентилируемых окон, установка дополнительного (тройного) остекления, применение теплопоглощающего и теплоотражающего остекления;

7) внедрение и оптимизация периодического режима работы системы отопления — снижение температуры внутри помещений в нерабочее время;

8) внедрение систем отопления помещений теплотой рециркуляционного воздуха за счет утилизации теплоты удаленного воздуха;

9) применение теплонасосных установок и других возобновляемых источников тепла.

4.9. Мероприятия по сокращению расхода горюче-смазочных материалов, используемых для оказания услуг по передаче электроэнергии

Из опыта передовых автохозяйств по снижению расхода моторных топлив, наиболее эффективными мероприятиями являются:

1) систематический контроль технического состояния транспортных средств, их своевременный ремонт и замена физически изношенного парка;

2) оптимизация маршрутов проезда, сокращение холостых автопробегов;

3) предотвращение продажи излишков топлива на сторону из-за завышенных норм расхода топлива за счет:

- перехода от снижения по нормам к снижению по фактическому потреблению топлива;

- установления системы контроля расхода топлива двигателем;

4) оснащение автохозяйств:

- расходомерами топлива;

- датчиками уровня топлива;

- блоками GPS/Глонасс мониторинга;

- программно-техническими комплексами:

- диспетчеризации транспорта;

- мониторинга технического состояния;

- контроля расхода топлива;

- контроля перемещения транспортных средств на электронных картах и схемах местности.

5. Заключение

Реализация всего комплекса мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности должна обеспечить выполнение следующих требований к электрической сети в новых условиях.

1. *Доступность* — обеспечение потребителей энергией в зависимости от того, когда и где она им необходима, и в зависимости от оплачиваемого качества.

2. *Надежность* — возможность противостояния физическим и информационным негативным воздействиям без тотальных отключений или высоких затрат на восстановление работы.

3. *Экономичность* — функционирование в соответствии с основными законами спроса и предложения на базе обоснованных цен и сбалансированных объемов производства и передачи электрической энергии и мощности.

4. *Эффективность* — обеспечение контроля над затратами, снижение потерь электроэнергии при её передаче и распределении, повышение качества электроэнергии.

5. *Органичность во взаимодействии с окружающей средой* — снижение воздействий на окружающую среду осуществляется посредством нововведений в передаче, распределении, хранении и потреблении электроэнергии.

6. *Безопасность* — снижение ущерба внешней среде, травматизма эксплуатационного и ремонтного персонала.

7. *Технологическое единство* — национальная сеть должна быть модернизирована не посредством разных технологий, выбранных в случайном порядке, а с помощью спланированной программы и системы взглядов.

Как показали предварительные результаты энергетического обследования, в электросетевом комплексе России имеются существенные резервы по энергосбережению и повышению энергетической эффективности. Практическая реализация этих резервов, снижение потребления топливно-энергетических ресурсов до технико-экономически обоснованного уровня требует активных, квалифицированных и согласованных усилий всего персонала электросетевых компаний, начиная с высшего руководства, исполнительного аппарата и заканчивая ремонтно-эксплуатационным и оперативным персоналом.

Энергосбережение и особенно повышение энергетической эффективности процесса передачи электроэнергии должны осуществляться в увязке с оптимизацией перспективного инновационного развития электрических сетей, с их модернизацией и техническим перевооружением, с применением самых современных техники и технологий управления электросетевым комплексом. Поэтому к работам по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в электрических сетях должны активно привлекаться проектные, научно-исследовательские и подрядные

организации, поставщики современного энергосберегающего оборудования.

Практика передовых электросетевых компаний промышленно-развитых стран показывает, что энергосбережение — это не только технологический процесс внедрения соответствующих организационных и технических мероприятий, но и важнейший элемент культуры производственного процесса компании, организации этого процесса, четкости распределения обязанностей исполнителей программы энергосбережения и их ответственности за своевременное и полное выполнение целевых показателей. Человеческий фактор в энергосбережении имеет решающее значение, поэтому очень важно оптимальное соотношение применения экономических стимулов к активизации деятельности персонала, мониторинга эффективности этой деятельности и нормативного принуждения к этой работе через разработку четких корпоративных регламентов и служебных инструкций, а также информационной системы контроля эффективности выполнения программ по энергосбережению.

Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях — это непрерывный процесс совершенствования техники и технологий передачи и распределения электроэнергии, требующей постоянного внимания, ответственности и неформального отношения к делу.

Литература

1. **Годовой отчет** ОАО «ФСК ЕЭС» за 2011 год. ar2011/fsk-ees.ru
2. **Годовой отчет** «Холдинг МРСК» за 2011 год. Ylding-mrsk.ru/infoyear/HTML
3. **Бохмат И.С., Воротницкий В.Э., Татаринов Е.П.** Снижение коммерческих потерь в электроэнергетических системах // Электрические станции. 1998. №9.
4. **Treatment of Losses by Network Operators** — ERGEG Position Paper Ref: E08-ENM-04-03 15 July. 2008.
5. **ИЗ4-70-028.** Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.
6. **Энергосбережение** и повышение энергетической эффективности в Единой национальной электрической сети / О.М. Бударгин, Р.Н. Бердников, П.А. Перстнев, М.Б. Шимко, В.Э. Воротницкий. Красноярск, ИПК «Платина», 2013.

7. **Методика** оценки экономической эффективности мероприятий по снижению потерь электрической энергии в ЕНЭС (утв. Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 24.10.2008 № 458).
8. **СТО 56947007-29-240.019-2009.** Методика оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России // Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» .
9. **Воронин В., Гаджиев М., Шамонов Р.** Направления развития системы регулирования напряжения и реактивной мощности в ЕНЭС // Электроэнергия. Передача и распределение. 2012. № 2 (11), март-апрель.
10. **Воропай М.И., Воротницкий В.Э., Новиков Н.Л., Шакарян Ю.Г.** Пути повышения эффективности электросетевого комплекса России // Электрические станции. 2010. № 1.

Современные программные средства, применяемые в технологии планирования и управления режимами энергосистем

**А.С. Полижаров, ведущий специалист ООО «Энергостат»,
канд. техн. наук**

Электроэнергетическая система состоит из тысяч энергообъектов, обеспечивающих генерацию, передачу и потребление огромного объёма электроэнергии. В течение последних десяти лет в процессе реформирования электроэнергетики произошло разделение региональных интегрированных энергосистем по технологии и видам бизнеса на отдельные структурные подразделения и энергокомпании — филиалы ОАО «СО ЕЭС» (РДУ, ОДУ), филиалы ОАО «ФСК ЕЭС» (сетевые компании), генерирующие компании (ТГК, ОГК, РусГидро), энергосбытовые компании. Одним из основных нововведений стал конкурентный рынок электроэнергии и мощности. С вводом рынка значительно повысились требования к оперативности расчётов, возросла их сложность. Возникли новые задачи управления рынками, потребовалось совершенствование системы обмена данными между участниками рынка [1]. Существенно возросла роль систем учёта электроэнергии и мощности, средств телеметрии.

Задачи управления энергосистемами становятся все более сложными. Решение этих задач невозможно обеспечить без применения информационных компьютерных технологий (ИТ). Можно выделить несколько основных направлений использования ИТ в электроэнергетике:

- сбор и обработка исходных данных технического и коммерческого учета;
- расчёты по подготовке функционирования энергосистем (планирование потребления, расчеты электрических режимов для обеспечения надежности и экономичности, выбор состава генерирующего и сетевого оборудования и т.п.);
- обеспечение функционирования работы энергосистем в темпе процесса в реальном времени (диспетчирование);

- взаимодействие предприятий энергетики. Обмен техническими и коммерческими данными для обеспечения надежности и экономичности электрических режимов, для функционирования рынка, финансовых расчетов.

Таким образом, специалистам электроэнергетики безусловно требуется знание ИТ-технологий на определенном уровне, поскольку большая часть задач по планированию и управлению энергосистемами решается с помощью компьютеров, различных офисных и специализированных программных приложений.

Сбор и обработка исходных данных. Существует две основные системы сбора и обработки данных — оперативные информационные комплексы — ОИК (технический учет электроэнергии) и автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии — АСКУЭ (коммерческий учет электроэнергии). Системы во многом схожи, основным их отличием является то, что цель АСКУЭ — учёт интегральных показателей за определенный период времени, а цель ОИК — предоставление оперативных данных о состоянии системы в конкретные моменты времени (состояние оборудования электростанций и подстанций, токи и напряжения по линиям электропередач, перетоки по ним и т.п.). Следует отметить, что по данным АСКУЭ осуществляются финансовые расчёты за потреблённую электроэнергию. В целом комплексы ОИК и АСКУЭ реализуются по одной структурной схеме (рис. 1).

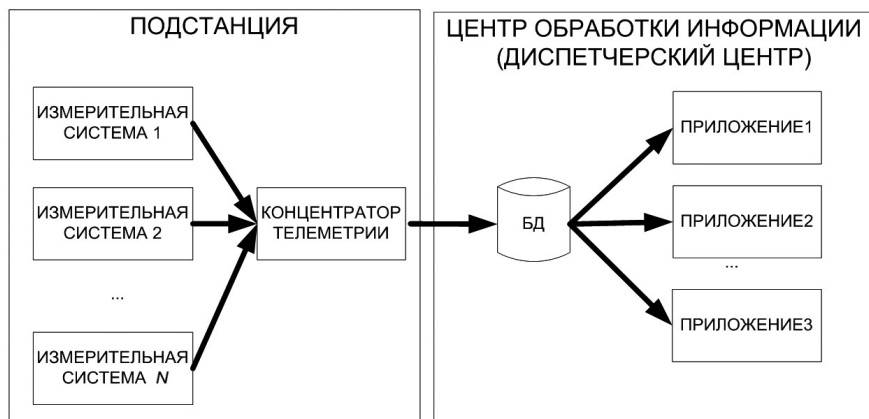


Рис. 1. Структурная схема ОИК и АСКУЭ

На определенном энергообъекте, например подстанции, устанавливается ряд измерительных приборов с функцией передачи информации об измеренных величинах по определённым протоколам концентратору данных телеметрии. Концентратор собирает информацию с измерительных приборов и по внешним средствам связи передаёт её в центр обработки информации. Средства связи могут быть различными: кабельные каналы, радиомодемы, в том числе обыкновенные модемы сотовой связи. В центре обработки информация попадает в базу данных и проходит первичную обработку. Отсеиваются недостоверные значения, из секундных срезов формируются минутные, часовые, суточные и т.п. В дальнейшем эти обработанные данные используются различными приложениями.

Помимо непосредственных функций сбора и обработки первичных данных комплексы ОИК и АСКУЭ могут решать ряд технологических задач — контроль режимных параметров, отображение оперативной информации на диспетчерских щитах, формирование различных отчётов и т.п.

Расчёты по подготовке функционирования энергосистем и диспетчирование. Ниже приведены основные программные комплексы, применяемые для решения технологических задач в Системном операторе ЕЭС России (СО ЕЭС).

ЦСПА — Централизованная система противоаварийной автоматики. Это программно-аппаратный комплекс, обеспечивающий в автоматическом режиме сохранение устойчивости работы энергосистемы при возникновении аварийных возмущений (отключение ЛЭП, отключение энергоблока и т.д.). ЦСПА играет важную роль в обеспечении надёжности электроэнергетических систем, повышает точность и сокращает избыточность управляющих воздействий и расширяет область допустимых режимов работы энергосистемы. Вся информация об исходной схеме и режиме, а также о месте, виде и тяжести возникшего нарушения режима в районе противоаварийного управления собирается в центральном устройстве. На основе полученной информации это устройство вырабатывает управляющие воздействия, которые передаются для реализации на объекты управления.

АРЧМ — автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности. Частота электрического тока является одним

из показателей качества электрической энергии и важнейшим параметром режима энергосистемы. Значение частоты показывает текущее состояние баланса генерируемой и потребляемой активной мощности в энергосистеме. Регулирование режима энергосистемы по частоте заключается в постоянном поддержании планового баланса мощности путем ручного или автоматического (а чаще и того, и другого одновременно) изменения нагрузки генераторов электростанций таким образом, чтобы частота все время оставалась близкой к номинальной. При аварийных ситуациях, когда резервов генерирующего оборудования электростанций недостаточно для восстановления допустимого уровня частоты, может применяться ограничение нагрузки потребителей. Система использует данные из ОИК СК для приёма и обработки телеизмерений и теле сигналов. Серверные расчётные задачи работают с циклом 1 с, и при возникновении отклонений отправляют корректирующие воздействия на один из регулирующих энергообъектов. В настоящее время к системе АРЧМ в качестве регулирующих энергообъектов подключены: Жигулевская ГЭС, Чиркейская ГЭС, Воткинская ГЭС, Камская ГЭС, энергоблоки Пермской ГРЭС, Киришской ГРЭС, Ставропольской ГРЭС и Заинской ГРЭС. В перспективе к этим системам АРЧМ планируется подключить до 100 энергоблоков ТЭС и ряд ГЭС.

Для задач планирования часто требуется провести моделирование различных характеристик энергосистем. Для этого используются достаточно гибкие инструменты моделирования и анализа, позволяющие пользователю решать огромный спектр задач.

RastrWin — приложение для решения задач по расчету установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения. Система имеет значительные возможности по моделированию и расчёту параметров электрических сетей.

Энергостат. Комплекс предназначен для детального статистического анализа и планирования (прогнозирования) различных режимных параметров и технико-экономических показателей. К ним относятся потребление электроэнергии, тепла энергообъединений и отдельных потребителей, нагрузки станций и агрегатов, узлов и районов расчетных схем, перетоки мощности и др. Комплекс имеет развитые возможности настроек моделей прогнозирования, под-

ключения внешних моделей и гибкий интерфейс для статистического анализа данных.

ТКЗ-3000, АРМ СРЗА. Комплексы используются для расчета токов короткого замыкания и расчета уставок. Комплекс ТКЗ-3000 предназначен для вычисления электрических величин, необходимых для определения уставок и проверки чувствительности устройств релейной защиты и автоматики (РЗА).

Для промышленного ежедневного использования, как правило, разрабатываются специализированные программные комплексы, позволяющие наиболее оперативно решить конкретные регламентированные задачи.

ПК Заявки. Комплекс предназначен для автоматизации процедур подачи и рассмотрения диспетчерских заявок на изменение состояния электротехнического оборудования (например, вывод в ремонт). При этом вывод в ремонт оборудования должен заранее быть согласован между сетевыми, генерирующими компаниями и Системным оператором ЕЭС России и учтён в расчётах плановых режимов.

ИСП — иерархическая система прогнозирования [2]. Комплекс предназначен для оперативного и краткосрочного прогнозирования потребления. Прогноз потребления является важной базовой информацией, на основе которой осуществляются другие расчёты при планировании режимов. Сложность задачи состоит в том, что значительную часть потребления составляет не промышленная, а весьма нестабильная коммунально-бытовая нагрузка, прогноз которой требует сложных математических моделей. Комплекс ИСП позволяет осуществлять автоматический прогноз потребления и его согласование между всеми диспетчерскими центрами Системного оператора. На текущий момент уточнение прогноза производится 8 раз в сутки. Комплекс состоит из 67 серверов, объединенных единой транспортной системой и взаимодействующих в реальном времени. В качестве ядра расчётных модулей используется математический аппарат комплекса Энергостат.

ВСВГО — комплекс выбора состава включенного генерирующего оборудования. Пуск и останов генерирующего оборудования приводят к дополнительному его износу. Поэтому весь режим должен быть рассчитан так, чтобы минимизировать число пусков агре-

готов. При этом должен быть учтён и рыночный аспект, а именно ценовые заявки на стоимость генерации каждым агрегатом. Учитываются топология, текущее состояние оборудования (ремонт), ограничения перетоков и т.п. Это многофакторная задача оптимизации, целью которой является обеспечение минимума стоимости электроэнергии, вырабатываемой за период. Задача достаточно ресурсоёмкая. Для примера, расчёт оптимальных почасовых состояний 1374 агрегатов первой синхронной зоны ЕЭС России на недельный период занимает около 60 мин при распределённых вычислениях на четырех серверах.

БАРС, ЛИНКОР. Комплексы предназначены для расчета, анализа и оптимизации режимов электрических сетей и систем. На основе платформы RastrWin для Системного оператора реализованы комплексы ЛИНКОР и БАРС, которые позволяют провести оптимизационные расчёты на расчётной модели ЕЭС России. При этом реализуются сложные алгоритмы актуализации расчетной модели, предусматривающие расчет распределения потребления энергосистемы по всем электрическим узлам схемы замещения и определение регулировочного диапазона электростанций на основании данных о составе и параметрах генерирующего, котельного и вспомогательного оборудования. В качестве исходных данных для расчётов комплекс принимает результаты расчётов в комплексах ВСВГО, ИСП и др.

Отдельно хотелось бы отметить системы, использующиеся для диспетчерских щитов.

Феникс. Комплекс программ режимного тренажера диспетчера энергосистемы предназначен для проведения противоаварийных тренировочных учений оперативного персонала диспетчерских пунктов энергосистем. Тренажёр представляет собой оборудованный диспетчерский пункт с возможностью имитации различных аварийных ситуаций. При этом симулируются поступления данных телеметрии, ведётся протокол развития аварии, действий диспетчера и возможностью детального разбора ситуации.

Тоназ. Система используется для отображения схемной графики с нанесением на ней информации из ОИК и других источников. До недавнего времени наиболее распространены были мозаичные диспетчерские щиты — схемы были статическими и имели несколь-

ко цифровых индикаторов, на которые выводилась информация по перетокам, генерации, температуре и т.п. Для примера, в Московском РДУ при отключении ЛЭП для отображения её состояния на щите следовало подойти к нему и установить соответствующий состоянию линии элемент. Сейчас, как правило, используются щиты на основе видеокубов, по сути, являющихся большим монитором, на который может выводиться любая информация, в том числе с рабочего стола настольного компьютера. Любая отчётная форма обыкновенного приложения может быть отображена на щите. Вместе с системой щитов на основе видеокубов Топаз существенно улучшил возможность отображения оперативной информации для диспетчера.

Технология использования программных комплексов. Большая часть эксплуатируемых промышленных программных комплексов работает по схеме клиент—сервер, и основная часть всех вычислений выполняется на сервере, а клиентский компьютер используется для отображения данных. Следует отметить, что основным отличием сервера от обычных персональных компьютеров является надёжность. Используются специальные комплектующие, рассчитанные на круглосуточную высокую нагрузку, используется резервирование (прежде всего жёстких дисков). Как правило, серверы мощнее персональных компьютеров, например, 12 ядер процессора и 128 Гб оперативной памяти далеко не предельные значения.

Использование офисных программных приложений и системных средств. *Microsoft Excel*. Одним из наиболее доступных и универсальных инструментов является офисное приложение MS Excel. Это приложение исторически используется для всевозможных отчётов, сводных форм, макетов обмена данными и т.п. Освоение этого инструмента достаточно просто и возможно с помощью справочных данных, которые в избытке можно найти в интернете. Следует обратить внимание на наличие макросов на Visual Basic, с помощью которых можно:

- автоматизировать часто выполняемые функции;
- получать данные из внешних источников;
- выполнять сложные расчёты;
- форматировать документы для отчётов.

Написание макросов существенно упрощено возможностью их


```

Lister - [c:\elfen\include\hello_world.WSF]
File Edit Options Help
<package>
<job>
<script language="JScript">
var fso = new ActiveXObject("Scripting.FileSystemObject");
var fout = fso.CreateTextFile("c:\\beenhere.txt", true);
fout.WriteLine(new Date);
fout.Close();
</script>
</job>
</package>

```

Рис. 3. Пример записи данных в файл с помощью WSH

```

Администратор: C:\Windows\system32\cmd.exe - powershell
PS C:\>
PS C:\>
PS C:\> get-process p*

```

Handles	NPM(K)	PM(K)	WS(K)	VM(K)	CPU(s)	Id	ProcessName
424	30	57568	3196	271	164,28	6088	POWERPNT
755	15	53200	54356	175	2,90	1888	powershell
138	5	15400	11092	117	0,20	896	PresentationFontCache
130	5	10328	9500	61	2,25	2676	ps

```

PS C:\>

```

Рис. 4. Поиск приложений в памяти, начинающихся с буквы «P» с помощью PowerShell

Кроме того, некоторые разработчики используют языки сценариев для более гибкой настройки программных комплексов. Для примера, они широко применяются в комплексе RastrWin.

Windows PowerShell. Это средство автоматизации появилось относительно недавно. Оно является мощным расширением возможностей командной строки, которая традиционно считалась относительно слабым местом операционной системы Windows.

Это средство используется прежде всего для системного администрирования.

СУБД. Базы Данных. Необходимость обработки огромных объёмов данных привела к тому, что выделился целый класс специализированных приложений (системы управления базами данных — СУБД), которые решали исключительно задачу хранения и предоставления данных. Без баз данных сейчас не обходится ни один промышленный программный комплекс. СУБД не просто хранят данные, они занимаются оптимизацией поиска, скорости

предоставления данных, резервированием, повышением надёжности хранилища и т.п. Несмотря на то, что часть программных комплексов использует собственные специализированные средства хранения и обработки данных, большинство пользуются одной из СУБД. Наибольшее распространение получили две СУБД — MSSQL и Oracle. Обе являются весьма удачными разработками решающими поставленные перед ними задачи, следует отметить, что MSSQL значительно проще в сопровождении. Oracle зарекомендовал себя, как мощную и надёжную промышленную систему, однако требует значительных навыков администрирования.

В настоящее время существует ряд различных языков запросов данных из СУБД, однако самым распространённым остаётся SQL. Студентам рекомендуется изучить его основы. Часто для подготовки исходных данных для расчетов и отчётов требуется осуществить какую-либо выборку данных. В этом случае можно использовать написанный другими специалистами пример запроса, а затем с использованием синтаксиса SQL скорректировать его. Этот достаточно простой метод предоставляет значительные возможности обработки данных и может существенно сократить время подготовки расчетов.

Средства виртуализации. Виртуализация сейчас очень широко используется в ИТ. Если спросить специалиста ИТ, на каком сервере установлено программное обеспечение (ПО), в большинстве случаев ответ будет — на виртуальном. Что это значит? Система работает следующим образом — на реальный сервер устанавливается ПО виртуализации, которое позволяет реализовать на одном физическом сервере эмуляцию (моделирование) нескольких виртуальных серверов. Все комплектующие сервера эмулируются таким образом, чтобы с точки зрения ПО, которое установлено и запущено на виртуальном сервере, не было отличий от запуска на физическом. Таким образом, из одного сервера получаются несколько менее мощных. Плюсами данного решения являются сравнительная простота администрирования, надёжность и экономичность. Мощность серверов редко используется полностью (многие приложения часть времени находятся в ждущем режиме), виртуализация позволяет более эффективно распределять мощности между серверами.

Наиболее распространённые решения для виртуализации серверов — VMWare, Hyper-V.

Специалисты-технологи могут использовать виртуализацию на персональных компьютерах. На них можно запустить несколько версий Windows, или других операционных систем (например, Linux). Виртуальные системы будут доступны в отдельных окнах без возможности нанести вред основной системе. В этих случаях можно использовать устаревшее ПО, которое не поддерживается текущей версией Windows, а также нестабильное ПО. Наиболее распространённые пользовательские решения для виртуализации персональных компьютеров — VirtualBox, VirtualPC.

Интеграция программных комплексов. Стандартизация. В настоящее время в электроэнергетике все более актуальной становится проблема стандартизации терминов, идентификаторов и форматов обмена информацией [3]. В США примером решения этой проблемы является стандарт MultiSpeak используемый National Rural Electric Cooperative (NRECA) — группой компаний владеющей около 40% электрических сетей. В Европе Международной Электротехнической Комиссией (МЭК) разработан ряд стандартов (например IEC 61970-301) по классификации и интерфейсам обмена данными на базе технологии Common Information Model (CIM). Наиболее вероятно, что российский вариант стандарта будет основан на стандартах МЭК. Однако для того чтобы стандарт действительно работал и стал отраслевым требуются совместные скоординированные действия всех предприятий отрасли. На текущий момент все попытки организации таких действий не были успешными. Можно предположить, что в ближайшее время будут проводиться попытки решения частных задач в соответствии со стандартами, там, где все вопросы взаимодействия всё равно надо решать с нуля. Тем не менее, до внедрения единых форматов на отраслевом уровне ещё очень далеко:

во-первых, стандартизации подлежат классификаторы — тезаурус, список терминов и понятий. Наименования терминов должно быть едино не зависимо от предприятия и программного комплекса;

во-вторых, необходима стандартизация идентификаторов энергообъектов. Например, подстанция или энергоблок должны иметь

единый уникальный код в отрасли, по которому их можно идентифицировать;

в-третьих, — стандартизация форматов и интерфейсов обмена информацией.

Без стандартизации ситуация с ИТ в отрасли, как правильно указывают специалисты МЭК, действительно напоминает строительство Вавилонской башни.

Литература

1. **Макоклюев Б.И.** Анализ и планирование электропотребления. М.: Энергоатомиздат, 2008.
2. **Полижаров А.С., Антонов А.В., Алла Э.А., Зеленохат О.Н.** Опыт разработки и внедрения иерархической системы прогнозирования электропотребления (ИСП) СО ЕЭС // Энергоэксперт. 2010. № 6. С. 64—66.
3. **Макоклюев Б.И., Кудряшов Ю.М., Полижаров А.С., Литвинов П.В.** Современные подходы к построению информационных моделей в электроэнергетике. Проблемы создания Единой системы классификации и кодирования информации // Энергорынок. 2009. № 2.

Методы и средства расчета потерь электрической энергии

М.А. Калинкина, начальник отдела энергоэффективных технологий ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» , канд. техн. наук

Расчет технологических потерь электроэнергии является одной из функциональных задач любого электросетевого хозяйства. Результаты расчета технологических потерь используются:

- при утверждении тарифов на оказание услуг по передаче электроэнергии;
- для выдачи технических условий на подключение потребителей;
- для оценки режимных параметров электрической сети;
- при разработке мероприятий по снижению потерь электроэнергии;
- в целях повышения эффективности электросетевого комплекса.

Технологические потери электроэнергии являются структурной составляющей отчетных (фактических) потерь электроэнергии, а в идеале эти показатели должны быть равны.

Отчетные (фактические) потери электроэнергии являются одним из целевых показателей деятельности энергоснабжающих компаний, а их снижение — одной из первоочередных задач.

Сегодня потери электроэнергии в целом по нашей стране колеблются на уровне 11—12%. В начале 2000-х годов уровень потерь электроэнергии достигал 13% и выше, при этом в «доперестроечном» периоде потери электроэнергии находились на уровне 9,5%. Приведенные данные свидетельствуют о положительной, но недостаточной динамике снижения потерь электроэнергии*.

Для сопоставления с приведенными выше значениями потерь электроэнергии в электрической сети нашей страны на рис. 1 представлены потери электроэнергии в электрических сетях стран дальнего зарубежья (по материалам докладов и публикаций В.Э. Воронницкого).

* Приведенные данные потерь электроэнергии — экспертная оценка. Сегодня отсутствует достоверная статистика на основании полноценного сбора данных.

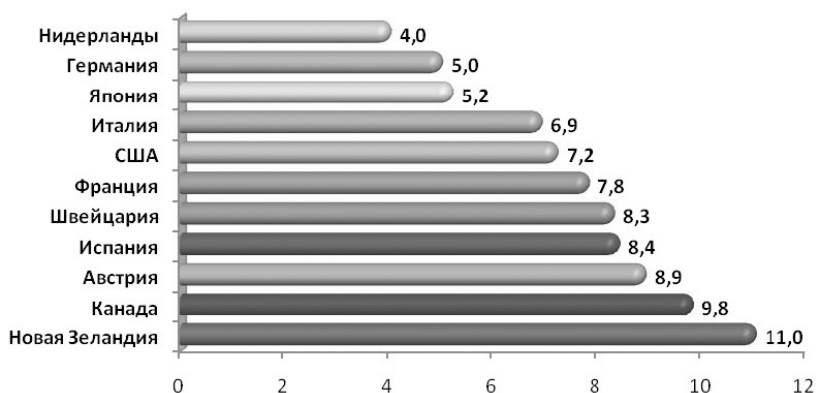


Рис. 1. Потери электроэнергии в странах дальнего зарубежья

В странах с нестабильной экономической и политической ситуациями потери электроэнергии, как правило, достигают больших значений (рис. 2).

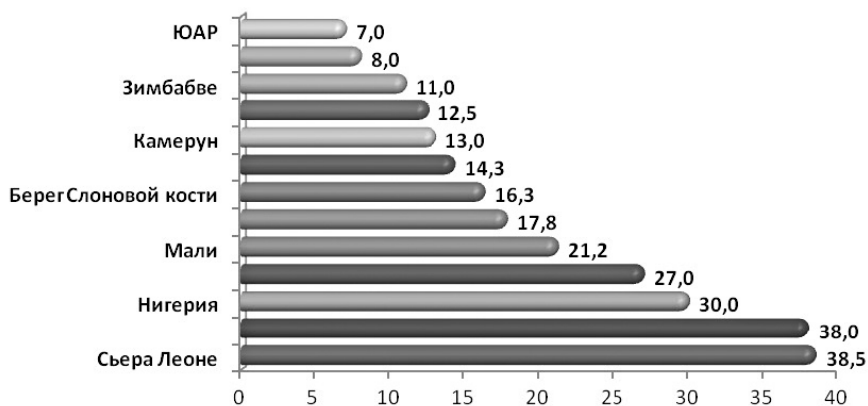


Рис. 2. Потери электроэнергии в странах дальнего зарубежья с нестабильной экономикой

Такая же ситуация наблюдается и в нашей стране, но в отдельных сетевых компаниях и/или их структурных подразделениях. В крупных сетевых комплексах потери электроэнергии в электрической сети в целом могут находиться на допустимом уровне 6—8%. При этом в структурных подразделениях этих сетевых комплексов,

в районах электрических сетей (номинальное напряжение 6(10)—0,4 кВ), к которым подключены бытовые потребители и потребители мелкомоторного сектора (палатки, гаражи, автомойки и т.п.), потери могут достигать 20—30%. А в отдельных случаях (в других сетевых комплексах) — и более 50%. Причин недопустимо высоких значений потерь электроэнергии может быть множество. Однако основными являются неплатежи, а также неавтоматизированный и недостоверный учет электроэнергии.

1. Структура потерь электроэнергии и их предельные уровни

Общая структура фактических потерь электроэнергии представлена на рис. 3. Видно, что технологические потери являются одной из составляющих фактических потерь и состоят из двух показателей: технических потерь и потерь, обусловленных допустимыми погрешностями средств измерения.

На рис. 4 представлена структура технологических потерь электроэнергии двух сетевых компаний. Структура технологических потерь в каждой сетевой компании отличается по набору и численным значениям составляющих и может отличаться в одной компании от года к году. Отличия обусловлены составом оборудования,

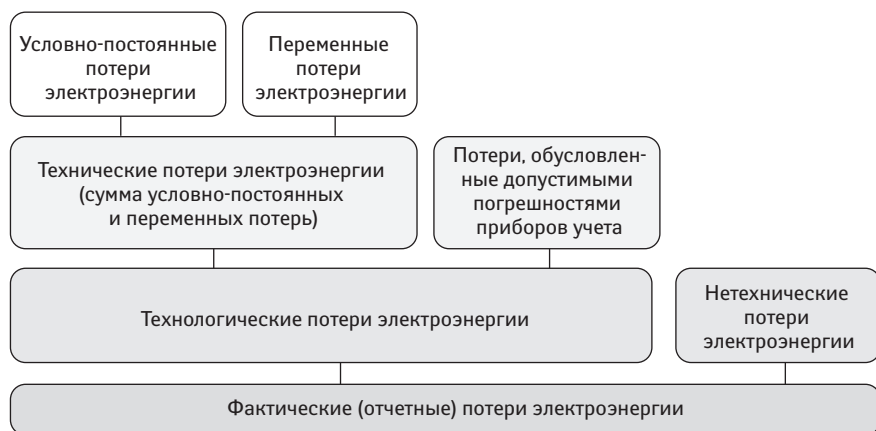


Рис. 3. Структура фактических потерь электроэнергии

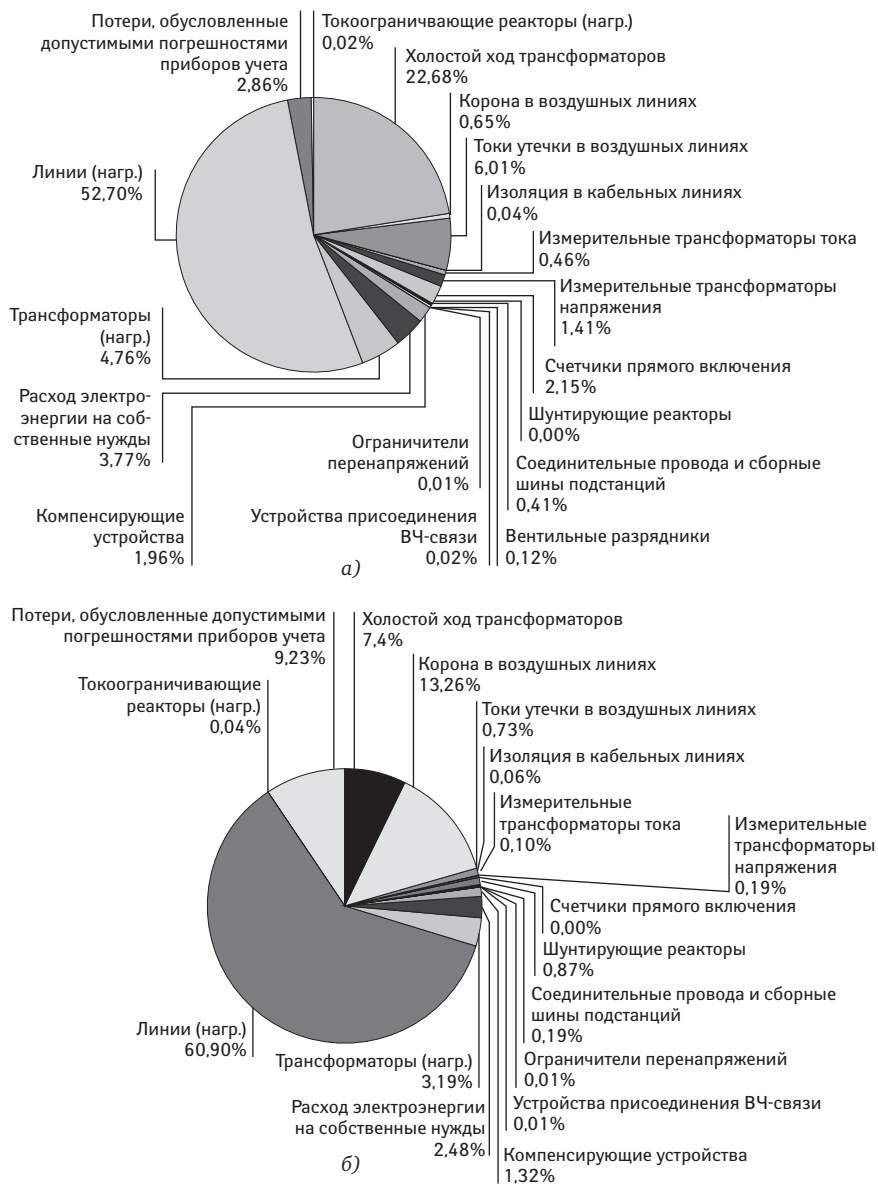


Рис. 4. Структура технологических потерь электроэнергии. На балансе сетевой компании электрические сети 110 кВ и ниже (а) и 500 кВ и ниже (б)

его количеством и загрузкой, временем его работы, а также климатическими условиями.

Предельные допустимые значения нормативных технологических потерь по уровням напряжения следующие:

крупные распределительные сетевые компании:

- в сетях ВН — 3%;
- в сетях СН1 — 4%;
- в сетях СН2 — 5%;
- в сетях НН — 10%;

муниципальные электрические сети:

- в сетях СН1 — 5%;
- в сетях СН2 — 7%;
- в сетях НН — 12%.

2. Методы и средства расчета технических потерь электроэнергии

2.1. Термины и определения

Технические потери электроэнергии — сумма условно-постоянных и переменных потерь электроэнергии. Технические потери обусловлены физикой процесса передачи электроэнергии от источника электроэнергии до конечного потребителя (энергопринимающего устройства).

Технологические потери электроэнергии — сумма технических потерь электроэнергии и потерь, обусловленных допустимыми погрешностями средств измерения.

Норматив потерь — технологические потери электроэнергии, определенные в соответствии с действующим нормативным документом [1]. Рассчитываются в процентах от отпуска электроэнергии в сеть. Норматив потерь электроэнергии утверждается Министерством энергетики Российской Федерации для каждого периода тарифного регулирования.

Отпуск электроэнергии в сеть — разница между приемом электроэнергии в сеть и отдачей электроэнергии из сети.

Прием электроэнергии в сеть — сумма объемов электроэнергии, поступившей (поставленной) в электрическую сеть из других

(смежных) сетевых организаций и от производителей электроэнергии — несальдируемая величина.

Отдача электроэнергии из сети — сумма объемов электроэнергии, отпущенной из электрической сети в другие смежные сетевые организации другого субъекта Российской Федерации и в сети производителей электроэнергии не включая объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии — несальдируемая величина.

Сверхнормативные потери — разница между отчетными (фактическими) потерями электроэнергии и нормативными. В отечественных публикациях сверхнормативные потери могут обозначаться термином «коммерческие потери», в зарубежных — термином «нетехнические потери». Сверхнормативные потери электроэнергии обусловлены:

- погрешностями измерений приема электроэнергии в сеть, отдачи электроэнергии из сети и переданной (потребленной) электроэнергии;
- занижением переданной (потребленной) электроэнергии из-за недостатков ее формирования и хищений электроэнергии
- погрешностями расчета технологических потерь электроэнергии

2.2. Методы расчета потерь электроэнергии

Методов расчета потерь электроэнергии разработано множество. Однако в целях тарифообразования, нормирования и т.п. допускается использовать только методы, регламентированные нормативными документами, а именно Инструкцией по нормированию [1].

В зависимости от вида оборудования и имеющихся исходных данных расчет условно-постоянных потерь электроэнергии выполняется по паспортным данным и количеству оборудования или в соответствии с удельными нормами, регламентированными в [1].

Ниже подробно будут рассмотрены методы расчета условно-постоянных и переменных потерь электроэнергии.

Методы расчета условно-постоянных потерь электроэнергии. В соответствии с действующим нормативным документом [1] условно-постоянные потери электроэнергии равны сумме:

- потерь в стали силовых трансформаторов и автотрансформаторов;
- потерь в стали шунтирующих реакторов;
- потерь на корону в воздушных линиях 110 кВ и выше;
- потерь в батареях конденсаторов и статических тиристорных компенсаторах;
- потерь в синхронных компенсаторах;
- потерь в ограничителях перенапряжения;
- потерь электроэнергии в счетчиках непосредственного включения;
- потерь в измерительных трансформаторах тока и напряжения;
- потерь в изоляции кабельных линий;
- потерь от токов утечки по изоляторам воздушных линий;
- потерь в соединительных проводах и сборных шинах подстанций;
- расхода электроэнергии на плавку гололеда;
- расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций

с учетом потерь в стали и меди трансформаторов собственных нужд при несовпадении учета электроэнергии с границей балансовой принадлежности.

На рис. 5 показаны основные принципы расчета условно-постоянных потерь по видам оборудования.

Методы расчета переменных потерь электроэнергии. Нагрузочные (переменные) потери электроэнергии определяются в воздушных и кабельных линиях, шинпроводах, трансформаторах и автотрансформаторах, токоограничивающих реакторах.

Ниже представлены методы расчета переменных потерь электроэнергии в порядке повышения их точности, начиная с самых «грубых» методов (оценочных) и заканчивая самыми точными методами (оперативных расчетов):

- оценочные методы расчета;
- метод расчета в режиме максимальных нагрузок сети с использованием числа часов наибольших потерь мощности;
- метод расчета потерь по средним награвкам;
- метод расчета потерь по данным расчетных суток (использование режимных данных за характерные сутки);

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы	Рассчитываются потери в стали
•МЕТОД 1 - используются паспортные данные единицы оборудования	
Шунтирующие реакторы	Рассчитываются потери в стали
•МЕТОД 1 - используются паспортные данные единицы оборудования	
Воздушные линии	Рассчитываются потери на корону в линиях 110 кВ и выше
•МЕТОД 1 - используются среднегодовые удельные нормы потерь мощности на корону по видам погоды и продолжительности виды погоды	
•Метод 2 - используются среднегодовые удельные нормы потерь электроэнергии на корону	
Воздушные линии	Рассчитываются потери от токов утечки в линиях 6(10) кВ и выше
•МЕТОД 1 - используются среднегодовые удельные нормы потерь мощности от токов утечки по видам погоды и продолжительности виды погоды	
•МЕТОД 2 - используются среднегодовые удельные нормы потерь электроэнергии от токов утечки	
Кабельные линии	Рассчитываются потери в изоляции кабельных линий
•МЕТОД 1 - используются паспортные данные на единицу оборудования	
•МЕТОД 2 - используются удельные потери электроэнергии в изоляции кабельных линий	
Батареи конденсаторов и статические тиристорные компенсаторы	Рассчитываются потери в данном виде оборудования
•МЕТОД 1 - используются удельные потери электроэнергии на единицу оборудования	
Синхронные компенсаторы	Рассчитываются потери в данном виде оборудования
•МЕТОД 1 - используются паспортные данные и нагрузка оборудования	
•МЕТОД 2 - используются удельные потери электроэнергии на единицу оборудования	
Ограничители перенапряжений	Рассчитываются потери в данном виде оборудования
•МЕТОД 1 - используются удельные потери электроэнергии на единицу оборудования	
Счетчики прямого включения, измерительные трансформаторы тока и напряжения	Рассчитываются потери в данном виде оборудования
•МЕТОД 1 - используются удельные потери электроэнергии на единицу оборудования	
Соединительные провода и сборные шины подстанций	Рассчитываются потери в данном виде оборудования (подстанции 35 кВ и выше и РП 6(10) кВ)
•МЕТОД 1 - используются удельные потери электроэнергии на единицу оборудования (единица оборудования - подстанция в целом)	
•МЕТОД 2 - рассчитываются нагрузочные потери в каждой шине отдельно	
Расход электроэнергии на собственные нужды	Измеряется
•МЕТОД 1 - Используются показания приборов учета, установленных на трансформаторах собственных нужд	
Расход электроэнергии на плавку гололеда	Измеряется или рассчитывается
•МЕТОД 1 - используются показания приборов учета, установленных на соответствующих установках	
•МЕТОД 2 - рассчитываются в соответствии с удельными нормами	

Рис. 5. Основные принципы расчета условно-постоянных потерь

- метод оперативных расчетов.

Оценка точности методов расчета проводится по двум принципам: наличие в методике допущений и упрощений и возможность (доступность) использования достоверных исходных данных.

Все приведенные методы расчета могут использоваться для расчета сетей до 1 кВ, но не могут использоваться для расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях выше 1 кВ. Не допускается определять потери электроэнергии в электрических сетях выше 1 кВ оценочными методами, так как такие методы не предусматривают поэлементные расчеты потерь электроэнергии и используют упрощенные подходы. К оценочным методам расчета относятся метод расчета потерь электроэнергии по потере напряжения и метод оценки потерь электроэнергии по обобщенным параметрам. Таким образом, оценочные методы могут использоваться только для определения потерь электроэнергии в электрических сетях до 1 кВ.

Рассмотрим все методы расчета переменных потерь электроэнергии.

Метод оперативных расчетов основан на интегрировании результатов расчета потерь мощности, определенных на интервале времени, в течение которого принимается, что мощностная нагрузка была неизменна (как правило, интервал времени соответствует получасу или часу).

Нагрузочные потери электроэнергии в элементе с сопротивлением R за период T определяются по формуле, кВт·ч,

$$\Delta W_{\text{н}} = 3R \sum_{j=1}^M (I_j^2 \Delta t_j) \cdot 10^{-3} = R \sum_{j=1}^M \left(\frac{P_j^2 + Q_j^2}{U_j^2} \cdot \Delta t_j \right) \cdot 10^3,$$

где I_j — токовая нагрузка элемента, принимаемая на интервале времени Δt_j неизменной, А; P_j , Q_j — активная, МВт, и реактивная, Мвар, мощности элемента, принимаемые на интервале времени Δt_j неизменными; U_j — напряжение на элементе, принятое на интервале Δt_j неизменным, кВ; Δt_j — интервал времени, в течение которого нагрузка элемента сети с сопротивлением R принимается неизменной; M — число интервалов времени Δt_j в периоде T .

В случае достаточной обеспеченности исходной информацией, автоматизированной ее обработки и передаче в программный

комплекс, метод оперативных расчетов является самым точным, и, следовательно, рекомендуется к использованию. На практике этим методом для расчета нормативных потерь электроэнергии пользуются редко ввиду трудоемкости сбора, обработки и использования исходной информации. Как правило, метод применяют для расчета замкнутых электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Метод расчета потерь по данным расчетных суток (использование режимных данных за характерные сутки) основан на использовании результатов расчета потерь электроэнергии за характерные сутки. Характерными сутками принимаются сутки со средним энергопотреблением. Потери электроэнергии в характерных сутках определяются методом оперативных расчетов.

Потери электроэнергии за расчетный период с числом дней D определяются по формуле, кВт·ч,

$$\Delta W_{Hj} = k_L k_{ф.м}^2 \Delta W_{сут} D_{эkj},$$

где $\Delta W_{сут}$ — потери электроэнергии за сутки расчетного месяца со среднесуточным отпуском электроэнергии в сеть $W_{ср.сут}$ и конфигурацией графиков нагрузки в узлах, соответствующей контрольным замерам, кВт·ч; k_L — коэффициент, учитывающий влияние потерь в арматуре воздушных линий; $k_{ф.м}^2$ — квадрат коэффициента формы графика суточных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу дней в месяце контрольных замеров); $D_{эkj}$ — эквивалентное число дней в j -м расчетном интервале, определяемое по формуле

$$D_{эkj} = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 D_{mi} / W_{м.р}^2,$$

где W_{mi} — отпуск электроэнергии в сеть в i -м месяце с числом дней D_{mi} , кВт·ч; $W_{м.р}$ — то же, в базовом месяце, кВт·ч.

При расчете потерь электроэнергии за месяц $D_{эkj} = D_{mi}$.

Этим методом в целях расчета нормативных потерь электроэнергии пользуются для расчета замкнутых электрических сетей напряжением 110 кВ и выше в случае, когда невозможно использование метода оперативных расчетов и метода расчета потерь по средним нагрузкам.

Метод расчета потерь по средним нагрузкам основан на использовании результатов расчета потерь мощности для режима со средними за расчетный период нагрузками.

Нагрузочные потери электроэнергии в элементе за период T определяются по формуле, кВт·ч,

$$\Delta W_{\text{н}} = k_{\text{к}} \Delta P_{\text{ср}} T k_{\text{ф}}^2,$$

где $\Delta P_{\text{ср}}$ — потери мощности в элементе при средних за период нагрузках, кВт; $k_{\text{ф}}^2$ — квадрат коэффициента формы графика за базовый период, отн. ед.; $k_{\text{к}}$ — коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (принимается равным 0,99), отн. ед.; T — число часов в базовом периоде, ч.

Нагрузочные потери мощности в элементе сети с сопротивлением R при средних за период нагрузках определяются по формуле, кВт,

$$\Delta P_{\text{ср}} = 3 I_{\text{ср}}^2 R \cdot 10^{-3} = \frac{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}{U_{\text{ср}}^2} \cdot R = \frac{P_{\text{ср}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi)}{U_{\text{ср}}^2} \cdot R \cdot 10^3,$$

где $P_{\text{ср}}$, $Q_{\text{ср}}$ — средние значения активной, МВт, и реактивной, Мвар, мощностей за базовый период T ; $\text{tg} \varphi$ — коэффициент реактивной мощности, отн. ед.; $U_{\text{ср}}$ — среднее напряжение элемента за базовый период T , кВ; $I_{\text{ср}}$ — среднее значение токовой нагрузки, А; R — активное сопротивление элемента, Ом.

Метод расчета потерь электроэнергии по средним нагрузкам широко используется для определения потерь электроэнергии в разомкнутых электрических сетях 6(10)—110 кВ. Как правило, для расчета используются показания счетчиков электрической энергии, установленных на головных участках фидеров и на вводах трансформаторов (такой учет сейчас установлен практически везде). По показаниям приборов учета электроэнергии за расчетный период определяется средняя мощность в данном расчетном периоде, далее выполняется расчет с использованием описанных выше формул.

Метод также применяется для расчета потерь электроэнергии в замкнутых сетях. Сложности появляются в случае, если потоки электроэнергии в замкнутой сети реверсивны, что встречается довольно часто. В таком случае рекомендуется воспользоваться методом

расчета потерь по данным расчетных суток или провести расчеты методом средних нагрузок дважды — отдельно от приема электро-энергии в сеть, отдельно от отдачи электроэнергии из сети. При этом для получения достоверных результатов расчетов необходимо знать время в расчетном периоде, в течение которого сеть «работала» на прием, и отдельно время, в течение которого сеть «работала» на отдачу.

Метод расчета потерь в режиме максимальных нагрузок сети с использованием числа часов наибольших потерь мощности основан на использовании результатов расчета потерь мощности для режима с максимальными за расчетный период нагрузками.

Нагрузочные потери электроэнергии в элементе за период T определяются по формуле, кВт·ч,

$$\Delta W_{nj} = k_{\text{л}} k_{\text{к}} \Delta P_{\text{max}} T_j \tau_0,$$

где ΔP_{max} — потери мощности в режиме наибольшей нагрузки сети, кВт; τ_0 — относительное число часов наибольших потерь мощности, определенное по графику суммарной нагрузки сети за расчетный интервал.

Относительное число часов наибольших потерь мощности определяется по формуле

$$\tau_0 = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{\text{max}}^2 T_j),$$

где P_{max} — наибольшее значение из m значений P_i в расчетном интервале, кВт.

Сложностью использования этого метода является обеспечение достоверными исходными данными, а именно достоверными значениями максимальных нагрузок электрической сети. Измерения нагрузок, выполняемые в «зимний день замеров», как правило, не позволяют сказать, что «зимний день замеров» — это режимный максимум нагрузки электрической сети. Особенно это видно на примере электрических сетей, расположенных на территории центральной части России. Связано это с тем, что в декабре в последние несколько лет довольно тепло и максимум нагрузки сдвигается на

январь-февраль, несмотря на более короткие ночи по сравнению с декабрем.

Метод оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети не требует ввода электрических схем и определения режимных параметров электрической сети. Применяется для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях напряжением 0,4 кВ.

Потери электроэнергии в N линиях 0,4 кВ со средним сечением головных участков $F_{г.ср}$, мм², отпуском электроэнергии в линии $Ш_{0,4}$, тыс. кВт·ч, за период D , дней, рассчитываются по формуле, тыс. кВт·ч

$$\Delta W = k_{0,4} \left(\frac{W_{0,4}}{N} \right)^2 \cdot \frac{(1 - d_n)^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) \cdot L_{\text{экв}}}{F_{г.ср} D} \cdot \frac{1 + 2k_3}{3k_3},$$

где $L_{\text{экв}}$ — эквивалентная суммарная длина линий, км; $\operatorname{tg} \varphi$ — средний коэффициент реактивной мощности; $k_{0,4}$ — коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз; d_n — доля электроэнергии, потребляемая на расстоянии 1—2 пролета от трансформаторного пункта, по отношению к суммарному отпуску в сеть 0,4 кВ; k_3 — коэффициент заполненности графика нагрузки.

Эквивалентная суммарная длина N линий определяется по формуле, км,

$$L_{\text{экв}} = L_M + 0,44L_{2-3} + 0,22L_1,$$

где L_M — суммарная длина магистралей N линий 0,4 кВ, км; L_{2-3} — суммарная длина двухфазных и трехфазных ответвлений N линий 0,4 кВ, км; L_1 — суммарная длина однофазных ответвлений N линий 0,4 кВ, км.

Метод оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети основан на эквивалентировании электрической сети и методе средних нагрузок. Метод может использоваться для определения потерь электроэнергии в совокупности сетей, отходящих от трансформаторных пунктов, общим количеством не менее 100 шт. Чем меньше выборка сетей, участвующих в расчете, тем к большей погрешности приводит результат. Не рекомендуется использовать

этот метод для расчета потерь электроэнергии в единичной линии. Погрешность результата расчета может составлять 100%. Связано это с тем, что не учитывается потокораспределение по участкам сети.

Метод расчета потерь электроэнергии в линиях 0,4 кВ в зависимости от падения напряжения. Для реализации этого метода расчета проводятся измерения уровней фазных напряжений на шинах 0,4 кВ трансформаторного пункта и в электрически удаленной точке магистральной линии в режиме максимальной нагрузки. По данным измерений определяется относительное значение потерь напряжения ΔU , %, по отношению к среднему фазному напряжению на шинах 0,4 кВ трансформаторного пункта 6—20/0,4 кВ.

Потери электроэнергии в линии напряжением 0,4 кВ, % отпуска электроэнергии в сеть, определяются по формуле

$$\Delta W = 0,7 K_{\text{нер}} \Delta U \frac{\tau}{T_{\text{max}}},$$

где ΔU — потеря напряжения в максимум нагрузки сети от шин трансформаторного пункта до наиболее электрически удаленного электроприемника, %; $K_{\text{нер}}$ — коэффициент, учитывающий неравномерность распределения нагрузок по фазам.

Если измеренные уровни фазных напряжений на шинах трансформаторного пункта различны, то при определении ΔU напряжение на шинах трансформаторного пункта принимается как среднее арифметическое из трех измеренных значений. Если в электрически удаленной точке магистральной линии в режиме максимальной нагрузки фазное напряжение измерялось на трехфазном вводе и получены все фазные напряжения, в качестве расчетного принимается минимальное из трех измеренных значений.

Коэффициент $K_{\text{нер}}$ определяется по формуле

$$K_{\text{нер}} = 3 \frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2}{(I_a + I_b + I_c)^2} \cdot \left(1 + 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\phi}}\right) - 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\phi}},$$

где I_a, I_b, I_c — измеренные токовые нагрузки фаз; $R_{\text{н}}/R_{\phi}$ — отношение сопротивлений нулевого и фазного проводов.

Сложностью использования этого метода, как и метода расчета потерь в режиме максимальных нагрузок сети с использованием

числа часов наибольших потерь мощности, является обеспечение достоверными исходными данными, в данном случае — достоверными результатами измерений уровней фазных напряжений на шинах трансформаторного пункта и в электрически удаленной точке магистральной линии в режиме максимальной нагрузки. Сложностью является выполнение одновременных измерений уровней напряжения на шинах трансформаторного пункта и у конечного потребителя, а также выполнение этих измерений в максимум нагрузки. Если автоматизированные средства измерения отсутствуют, задача выполнения таких измерений по всей сети 0,4 кВ становится невыполнимой.

2.3. Средства расчета потерь электроэнергии

Как видно из представленного описания методов расчета нормативных потерь электроэнергии, все методы трудоемки, требуют использования огромного количества исходных данных (параметров электрической сети, нагрузок элементов, удельных показателей и т.д.) и для достижения результата (точного расчета нормативных потерь электроэнергии) — использования соответствующих средств расчета технологических потерь электроэнергии. Такими средствами являются программные комплексы, специально разработанные для решения задач нормирования. Программные комплексы, специализирующиеся на определении нормативных потерь электроэнергии, должны реализовывать методики, соответствующие действующим нормативным документам. Наиболее широко используемыми программными комплексами являются «РАП-стандарт», «Прогресс++» и РТПЗ. Ниже представлено краткое описание комплекса РТПЗ.

Комплекс программ РТПЗ [2, 3] предназначен для расчета режимных параметров, технических потерь мощности и электроэнергии, нормативных технологических потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38—220 кВ, а также для расчета допустимых и фактических небалансов, количества неучтенной электроэнергии в сети.

Комплекс программ РТПЗ разработан с активным участием (по постановке задач) ряда электросетевых компаний и имеет удобный человеко-машинный интерфейс с графическим вводом исходных

данных и выводом результатов расчета на схему электрической сети и в стандартные таблицы MS OfficeExcel.

Комплекс программ РТП 3 соответствует требованиям действующих нормативных документов, что подтверждается соответствующим сертификатом.

Комплекс программ состоит из основных модулей РТП 3.1 и РТП 3.2, позволяющих решить следующие задачи (рис. 6, 7):

- расчет установившегося режима с определением токов и потоков мощности в ветвях, уровней напряжения в узлах, коэффициентов загрузки линий и трансформаторов в разомкнутых и замкнутых электрических сетях;
- расчет потерь мощности и электроэнергии в разомкнутых и замкнутых электрических сетях;
- расчет потерь электроэнергии за любой расчетный период пятью методами: средних нагрузок, наибольших потерь мощности, оперативных расчетов, по обобщенным параметрам, по потере напряжения;

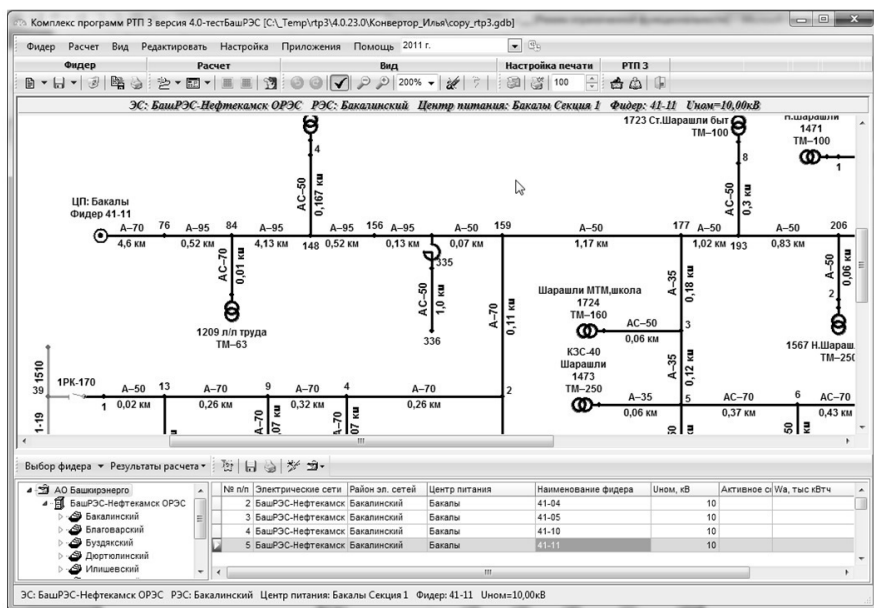


Рис. 6. Электрическая схема сети (экранная форма РТП3)

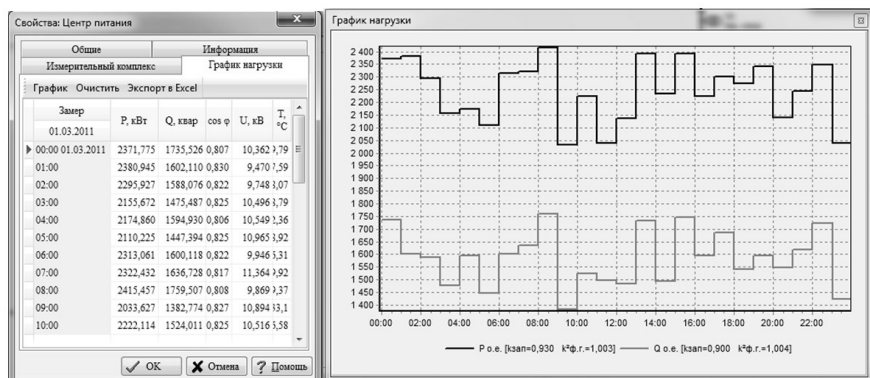


Рис. 7. График нагрузки элемента для расчета методом оперативных расчетов (экранная форма РТП 3)

- расчет потерь электроэнергии за год с распределением их значений по месяцам в замкнутых сетях методом характерных суток с использованием результатов расчетов режимов программного комплекса «RastrWin»;
- расчет двухфазных и трехфазных токов короткого замыкания в разомкнутых электрических сетях;
- оценка режимных последствий оперативных переключений в ремонтных и послеаварийных режимах электрических сетей;
- расчет потерь электроэнергии в дополнительном оборудовании: в приборах учета (измерительных трансформаторах тока и напряжения, счетчиках прямого включения), в вентильных разрядниках, шунтирующих реакторах, синхронных компенсаторах, в ограничителях перенапряжений, в устройствах присоединения ВЧ-связи, в соединительных проводах и сборных шинах подстанций;
- расчет потерь электроэнергии на корону и от токов утечки по изоляторам воздушных линий;
- расчет потерь электроэнергии в изоляции кабельных линий;
- формирование сводной таблицы норматива потерь электроэнергии по уровням напряжения с делением на структурные составляющие технологических потерь и структурные подразделения сетевой компании (рис. 8);
- ведение баз данных по потреблению электроэнергии абонентами с привязкой их точек измерения электроэнергии к схеме сети;

- формирование баланса мощности и электроэнергии по электрической сети с учетом балансовой принадлежности элементов (определение приема электроэнергии в сеть, отдачи электроэнергии из сети, отпуска электроэнергии в сеть, фактических и технических потерь электроэнергии, трансформации электроэнергии в сеть смежного напряжения, потребленной электроэнергии);

- расчет допустимого и фактического небалансов и количества неучтенной электроэнергии в электрических сетях с учетом допустимой метрологической составляющей потерь электроэнергии (используются показания приборов учета, фиксирующих прием электроэнергии в сеть, передачу электроэнергии в собственную электрическую сеть смежных уровней напряжения и по границе балансовой принадлежности);

- расчет снижения потерь мощности и электроэнергии от внедрения мероприятий по замене проводов, кабелей и силовых трансформаторов, вводу в работу батарей статических компенсаторов, разукрупнению электрических сетей (используется соответствующее моделирование электрических сетей);

- формирование отчетных таблиц в соответствии с требованиями действующих нормативных документов;

- аналитический блок, позволяющий оценить исходные данные и результаты расчетов на корректность (используются фильтры с устанавливаемыми диапазонами значений);

- приложение, позволяющее оценить объем и состав оборудования сформированной базы данных с делением по уровням напряжения (в том числе выполняется сопоставление объема и состава оборудования во введенной базе данных с объемом и составом оборудования, участвовавшим в расчетах).

Комплекс программ РТПЗ с 2002 г. внедрен и активно используется на 1450 рабочих местах на 285 предприятиях и в организациях, в том числе:

- в 87 распределительных сетевых компаниях

- в 52 муниципальных электрических сетях;

- на 10 промышленных предприятиях;

- в 95 энергоаудиторских и экспертных организациях;

- на 9 предприятий нефтяной и газовой промышленности;

- на 32 других предприятиях и организациях.

[illegible]

Рис. 8. Сводные результаты расчета структуры технологических потерь электроэнергии (экранная форма РТП 3)

Литература

1. **Инструкция** по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям. Утв. приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 326. Зарегистрирована в Минюсте России от 12 февраля 2009 г. № 13314.
2. **Воротницкий В.Э., Заслонов С.В., Калинкина М.А.** Комплекс программ для расчета балансов электроэнергии в распределительных электрических сетях // Научная конференция «Энергосистема: управление, качество, безопасность», Екатеринбург, 2001.
3. **Воротницкий В.Э., Калинкина М.А., Паринов И.А., Севостьянов А.В., Батраков Н.А.** Программно-технический комплекс автоматизированной системы энергоэффективного управления эксплуатацией и развитием распределительных сетей // Энергоэксперт. 2012. № 2. М. С. 24—31.

Государственная политика и законодательная база в области энергосбережения

**И.Н. Задирако, директор по программам и развитию
законодательства ФГБУ «Российское энергетическое
агентство» Минэнерго России, Государственный советник РФ
1 класса, канд. экон. наук**

Процесс общественного развития неизбежно связан с ростом потребления топливно-энергетических ресурсов. В течение XX в. общее мировое потребление энергоресурсов выросло более чем в 10 раз, а в расчете на одного человека — в 5 раз. При этом используются энергоресурсы неэффективно. По зарубежным данным Россия находится в 8-м десятке стран по эффективности использования энергии. Энергоемкость её экономики превышает соответствующие показатели Китая и Индии в 2 раза, Республики Корея — в 6 раз, США и Финляндии — в 7 раз, Японии — более чем в 13 раз (рис. 1).

Эффективность использования топливно-энергетических ресурсов в России заметно ниже показателей других стран (рис. 2).

Экспертами оценен потенциал возможной экономии потребления топливно-энергетических ресурсов в различных сферах российской экономики (рис. 3). 35% потенциала экономии находится в секторах, где велика роль государственного регулирования — бюджетная сфера, жилой фонд, коммунальная инфраструктура. Сам энергетический сектор также далек от эффективного использования первичных ресурсов, а частный бизнес в промышленности не инвестирует достаточные средства в перевод производств на энергоэффективные технологии.

Данный набор проблем определил необходимость принятия 23 ноября 2009 г. Федерального закона «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (ФЗ №261), а через год после этого распоряжением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 2446 была принята

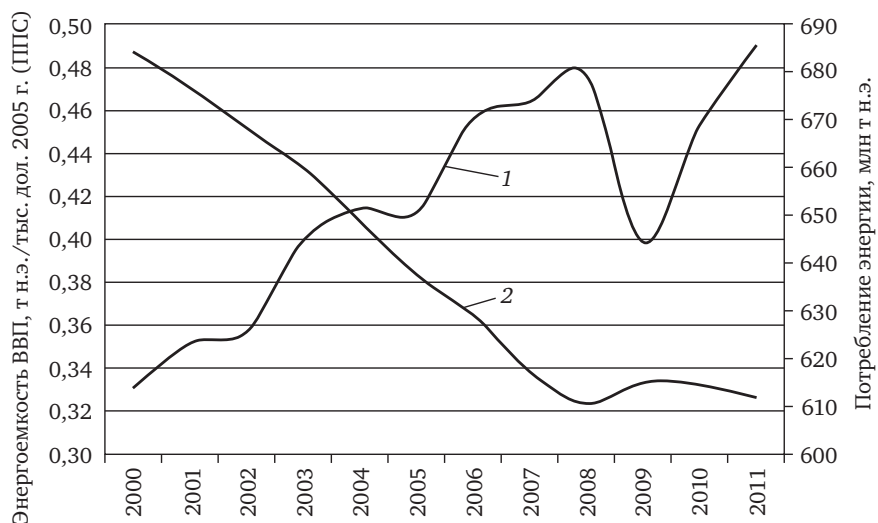


Рис. 1. Динамика энергоёмкости ВВП (1) и потребления энергетических ресурсов (2) в РФ (2000—2011 гг.)

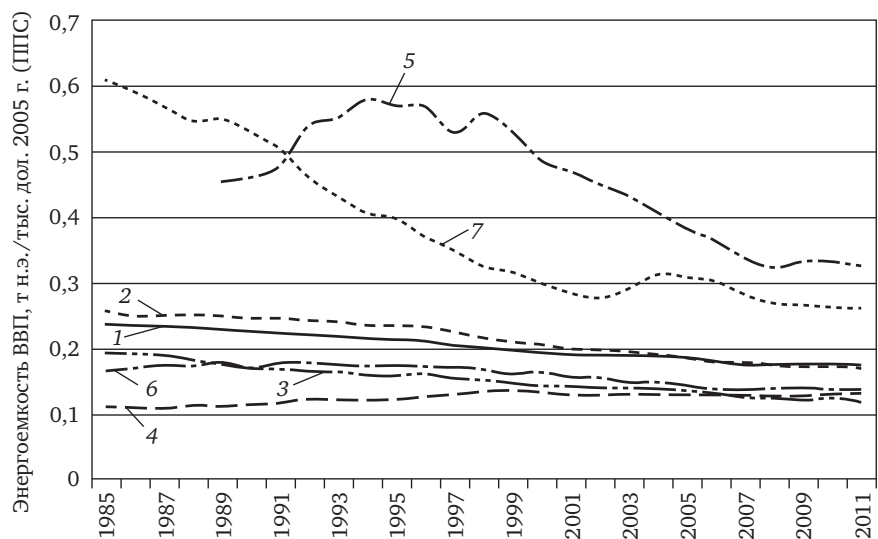


Рис. 2. Динамика энергоёмкости ВВП в РФ и странах мира:
1 — мир; 2 — США; 3 — ЕС-27; 4 — Бразилия; 5 — Россия; 6 — Индия; 7 — Китай



Рис. 3. Потенциал энергосбережения в разрезе по отраслям

Государственная программа Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 г.». Госпрограмма является инструментом финансового и организационного обеспечения выполнения ФЗ № 261.

Государственная программа должна внести свой вклад в 40%-ное снижение энергоемкости ВВП. Из рис. 4 видно, что без поддержки государства к 2020 г. энергоемкость ВВП сократится на 26,5% за счет структурного сдвига — развития неэнергоемких отраслей, внедрения нового оборудования, сокращения потребления из-за роста тарифов. Для достижения поставленной цели (40%), необходимо дополнительно за счет реализации представленной государственной программы сократить к 2020 г. энергоемкость ВВП на 13,5%.

Для реализации прописанных в Программе мероприятий необходимо привлечь финансирование из различных источников. Кроме этого, участники программы должны в обязательном порядке установить современные приборы учета и провести энергетические обследования, поскольку инвестиционные проекты по энергосбережению и технико-экономическое обоснование мероприятий немыслимы без объективных данных учета и результатов обследования.

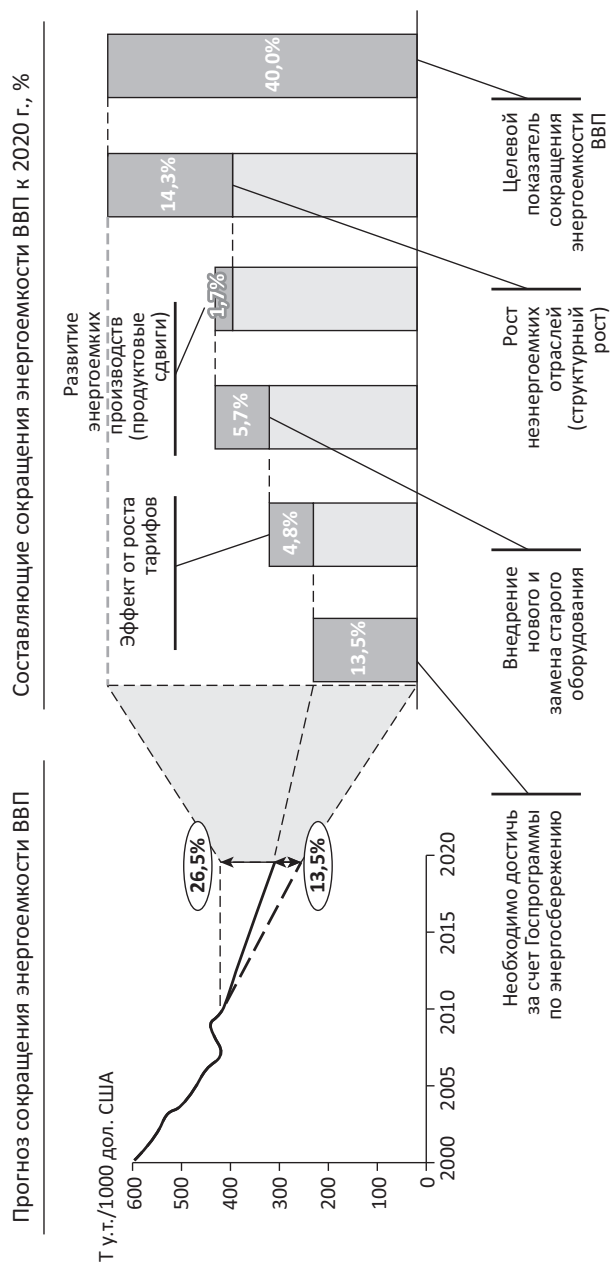


Рис. 4. Цель государственной политики в области повышения энергоэффективности — снижение энергоёмкости ВВП на 40% к 2020 г.

Решение задач, поставленных в рамках Программы, требует высокой степени координации действий не только федеральных органов исполнительной власти, но и органов власти субъектов Российской Федерации, местного самоуправления, организаций и населения. Содействовать этому будет Российское энергетическое агентство (РЭА), на которое приказом Минэнерго возложена функция оперативного управления Госпрограммой.

Потенциал получения прибыли от долгосрочных инвестиций в повышение энергоэффективности российской энергетики оценивается западными специалистами в 300 млрд дол. Однако пока российские и западные инвесторы неохотно идут в этот сектор. Их останавливает недоработанная нормативно-правовая база отрасли и отсутствие примеров практического применения энергоэффективных технологий. Потому министерством принято решение развивать практику энергосервисных контрактов.

В частности Минэнерго планирует создать федеральную энергосервисную компанию, которая будет на 100% принадлежать государству и выступит инициатором новых проектов. Она будет принимать на себя весь риск и сможет даже входить в акционерный капитал региональных энергосервисных компаний, которые должны проводить модернизацию российских предприятий.

В российском ТЭК — один из самых больших потенциалов в области энергоэффективности. В частности, речь идет о серьезной модернизации распределительно-сетевого комплекса, где у нас по-прежнему наблюдаются значительные потери. При соответствующей модернизации их можно сократить в 2 раза.

Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электроэнергетике осуществляются по следующим направлениям:

- повышение энергоэффективности в энергосетевом комплексе;
- выполнение организационных и технических мероприятий по сокращению энергоемкости (потерь);
- реализация программы распределительными сетевыми компаниями: эффекты и проблемы.

Проведение технических мероприятий (снижение потерь электроэнергии, совершенствование системы коммерческого и технического учета электроэнергии, реконструкция электрических се-



Рис. 5. Мероприятия по снижению энергоемкости и повышению энергоэффективности в энергосетевом хозяйстве

тей, трансформаторных подстанций) обеспечат годовую экономию первичной энергии 9,26 млн т условного топлива.

Энергоемкость транспортировки электроэнергии по отношению к полезному отпуску составила:

- в 2008 г. — 33 т у.т./кВт·ч;
- в 2009 г. — 34,8 т у.т./кВт·ч;
- в 2010 г. — 39,2 т у.т./кВт·ч.

Проводимые типовые мероприятия по сокращению потерь:

- работа по контролю состояния приборов учета,
- организация работы по анализу потерь, замена и модернизация приборов учета и трансформаторов тока,
- оптимизация режимов.

Снижение потерь в сетях за 2010 г. составило 38,7 млн кВт·ч (около 2% общего объема передаваемых ресурсов).

Наряду с работой по энергосбережению в энергосетевом хозяйстве (рис. 5), в реализацию задач государственной политики энер-

госбережения вовлечены практически все отрасли экономики и социальная сфера в соответствии с Государственной программой.

Участники и общие принципы управления реализацией Госпрограммы представлены на рис. 6. Государственным заказчиком программы выступает Минэнерго России.

Финансирование программы осуществляется из федерального бюджета, бюджетов субъектов Российской Федерации и ориентировано на значительное привлечение внебюджетных источников (табл. 1).

Основное направление финансирования в рамках Госпрограммы — предоставление субсидий субъектам Российской Федерации на выполнение региональных и муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

При этом бюджетное финансирование должно становиться катализатором привлечения внебюджетных средств.

Кроме Минэнерго России, еще ряд федеральных органов исполнительной власти вовлечены в реализацию мероприятий Госпрограммы (табл. 2). Однако результаты их деятельности могли бы быть более значительными, чем это фактически складывается. Инструменты улучшения реализации Госпрограммы могут быть следующие:

- софинансирование лучших региональных программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- предоставление предприятиям государственных гарантий по кредитам на реализацию проектов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности (мониторинг ситуации);
- создание Государственной информационной системы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности (мониторинг ситуации);
- обучение лиц, ответственных за повышение энергетической эффективности (исполнительная власть, бюджетные и коммерческие организации, население);
- методическое и нормативное обеспечение энергосбережения и повышения энергетической эффективности (НИР);
- стимулирование формирования бережливой модели поведения населения.

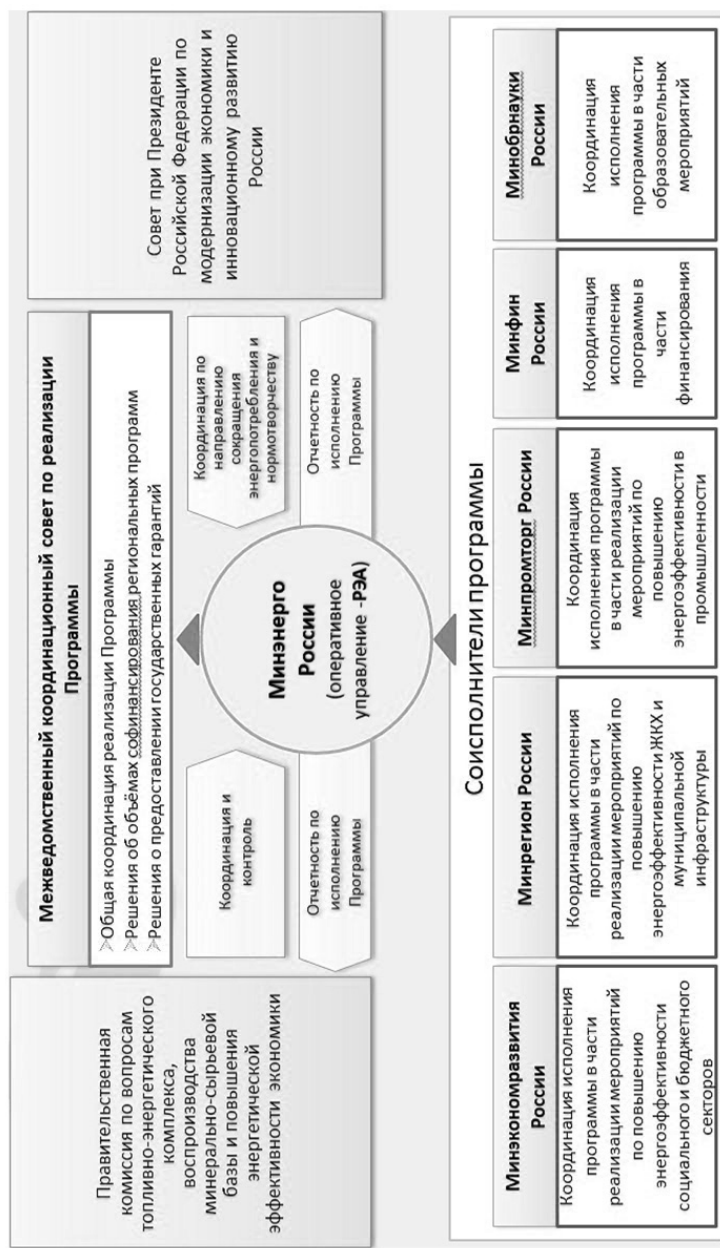


Рис. 6. Управление государственной программой

Таблица 1. Ежегодные расходы федерального бюджета на период 2011–2015 гг.

Показатель	Всего 2011— 2020 гг.	В том числе					
		2011— 2015 гг.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Общие затраты по программе, млрд руб.	9532,41	3553,00	540,10	611,00	758,00	823,00	820,40
Из них:							
Федеральный бюджет (0,7% общих затрат)	70,00	35,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
В том числе:							
субсидии субъектам РФ на реализацию программ энергосбережения и повышения энергоэффективности	58,83	26,647	5,271	5,721	5,678	5,995	5,982
субсидии в порядке компенсации стоимости технологического присоединения генерирующих объектов на основе использования возобновляемых источников энергии	0,3	0,3	—	— 0,1	0,1	0,1	
субсидии федеральному государственному бюджетному учреждению «Российское энергетическое агентство» РФ на взнос в уставный капитал открытого акционерного общества, создаваемого для практического применения (внедрения) результатов интеллектуальной деятельности в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности	0,4	0,4	—	0,4	0,0	0,0	0,0
информационное обеспечение мероприятий по энергосбережению, повышению энергетической эффективности реализации образовательных мероприятий	5532,0	2,645	0,680	0,25	0,715	0,49	0,51
формирование бережливой модели поведения населения общепрограммные расходы (обеспечение реализации программы)	2,27	1,245	0,255	0,255	0,255	0,245	0,235
	0,632	0,632	0,5	0,132	0,0	0,0	0,0
	0,40	0,178	0,044	0,029	0,032	0,035	0,038
НИР (методологическое и нормативное обеспечение)	1,628	0,953	0,25	0,213	0,22	0,135	0,135
Региональные бюджеты (6,6% общих затрат)	625,31	208,17	30,274	32,696	40,167	47,124	57,911
Внебюджетные средства (92,7% общих затрат)	8837,1	3310,1	502,790	571,336	710,816	769,695	755,449
Предоставление государственных гарантий, %	100	50	10	10	10	10	10

**Таблица 2. Распределение использования средств федерального бюджета
между ответственными исполнителем и соисполнителями
государственной программы**

Исполнители (соискатели) программы	2011 г.			2012 г.		
	Преду- смотрено, млн руб.	Исполь- зовано, млн руб.	Процент использо- вания, %	Преду- смотрено, млн руб.	Исполь- зовано, млн руб.	Процент использо- вания, %
Минэнерго России (суб- сидии, НИР, обучение, ГИС «Энергоэф- фективность», информаци- онные и кон- сультацион- ные услуги)	6420	6225,2	97	6412	5991,6	93,4
Минэконом- развития России (сти- мулирование бережливой модели пове- дения населе- ния, НИР)	530	38,4	7,2	538	109,0	20,3
Минэконом- развития России (предо- ставление государствен- ных гарантий)	10 000	0	0	10 000	0	0
Минпромторг России (НИР)	50	49,5	99	50	47,5	95,0

Эффективность использования энергетических ресурсов в каждом субъекте Российской Федерации в связи с разнообразием её природно-климатических и энергетических условий, исторически сложившейся неоднородностью социально-экономического пространства, существенно различается. Как следствие этого, в регионах формируются собственные энергоэкономические проблемы. Гарантией стабильного их решения в современных условиях становится проведение активной региональной политики в области

энергосбережения, учитывающей территориальные условия и российскую специфику формирования и освоения потенциала энергосбережения.

Поддержка активной региональной политики энергосбережения осуществляется в рамках Государственной программы за счет выделения целевых субсидий (табл. 3, 4).

Таблица 3. Результаты отбора заявок на получение субсидий в 2011—2012 гг.

Число поступивших заявок		Число одобренных заявок	
2011 г.	2012 г.	2011 г.	2012 г.
73	70	55	36

Таблица 4. Объемы предоставления федеральных субсидий бюджетам субъектов РФ

Единица	Всего		Федеральный бюджет		Бюджеты субъектов РФ		Местные бюджеты		Внебюджетные средства	
	2011 г.	2012 г.	2011 г.	2012 г.	2011 г.	2012 г.	2011 г.	2012 г.	2011 г.	2012 г.
млн руб.	47 003,2	104 681,2	5214,7	5686,9	11 212,7	11 718,3	3776,7	5829,8	26 796,1	81 436,2
%	100,0	100,0	11,1	6,4	23,9	11,2	8,0	5,6	57,0	77,8

Динамика финансирования региональных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в 2011—2012 гг. из всех источников по субъектам, получившим субсидии федерального бюджета, представлена на рис. 7.

Вместе с тем, субъекты РФ не всегда готовы к серьезной работе по использованию средств таким образом, чтобы они были потрачены вовремя, целевым образом и с ощутимыми результатами в области энергосбережения (табл. 5).

Субъекты РФ, степень освоения субсидии в которых составляет 100%:

- Республика Татарстан;
- Республика Алтай;
- Липецкая область;
- Республика Ингушетия;
- Чеченская республика;
- Республика Марий Эл;
- Хабаровский край.

Таблица 5. Распределение субъектов РФ по степени использования субсидии в 2011 г.

Использовано средств субсидии, %	Число субъектов РФ
100	7
50—100	10
Менее 50	9
0	28

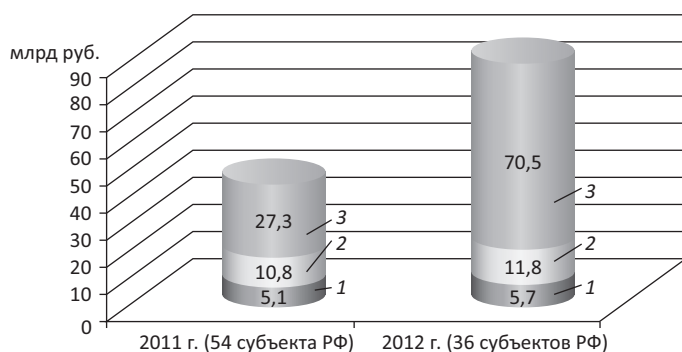


Рис. 7. Субсидии из федерального бюджета бюджетам субъектов РФ на реализацию региональных программ:
1 — федеральный бюджет; 2 — бюджет субъектов РФ; 3 — внебюджетные источники

Тем не менее, даже несмотря на разную скорость реагирования в регионах, практически в большинстве субъектов РФ за 2011 г. и первую половину 2012 г. созданы серьезные институциональные предпосылки для проведения работ в области энергосбережения и повышения энергоэффективности (рис. 8).

Многое сделано в учреждениях бюджетной сферы в части организации учета потребления ТЭР по показателям приборов учета. (рис. 9). Это важнейшая предпосылка для выполнения требования ФЗ-№261 о ежегодном 3%-ном сокращении потребления ТЭР в



Рис. 8. Институциональный эффект реализации государственной программы на региональном уровне

бюджетной сфере на протяжении 5 лет. Кроме того, без установки приборов учета потребления ТЭР невозможно привлекать внебюджетные средства в форме энергосервисных контрактов для модернизации и повышения энергоэффективности в учреждениях бюджетной сферы.

Можно сказать, что предпроектный этап реализации Госпрограммы — разработка программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности, определение и обучение лиц, ответственных за энергосбережение, проведение обязательных энергетических обследований, установка приборов учета потребления ТЭР — практически завершен к концу 2012 г. (рис. 10).

Нарастающая динамика финансирования мероприятий по энергосбережению в разрезе федеральных округов (рис. 11) позволяет рассчитывать на привлечение средств из внебюджетных источников для финансирования инвестиций в энергосберегающие мероприятия и последующего возврата этих вложений из средств, полученных за счет экономии потребления ТЭР. Таким образом в учреждениях бюджетной сферы дополнительное финансирование не требуется, а эффекты за счет энергосберегающих мероприятий достигаются. Этот механизм энергосервисных контрактов, применяемый за рубежом, начал использоваться и в России (табл. 6).

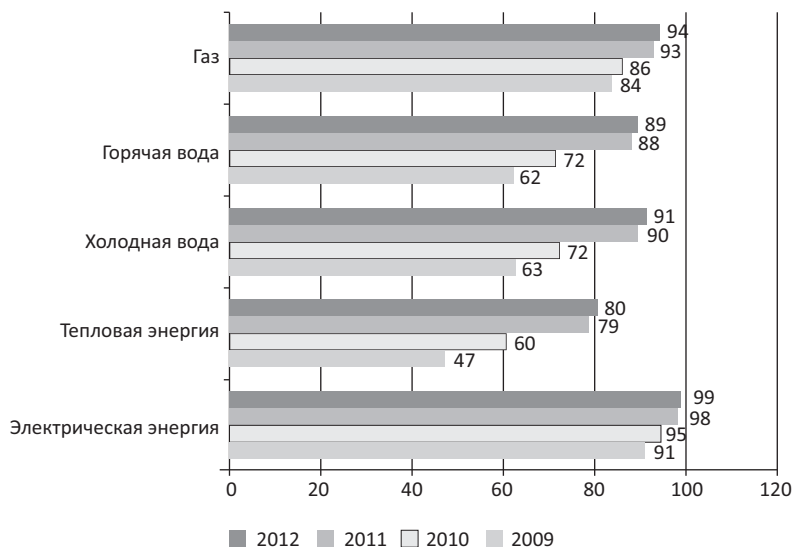


Рис. 9. Оснащенность бюджетных учреждений приборами учета потребления по видам энергетических ресурсов, %



Рис. 10. Направления расходования средств субсидии

Активно энергосервисные контракты на небольшие суммы (от одного до нескольких миллионов рублей) заключаются энергосервисными компаниями с бюджетными учреждениями, например в Новосибирской обл., Республике Якутия. В Калужской обл. модер-

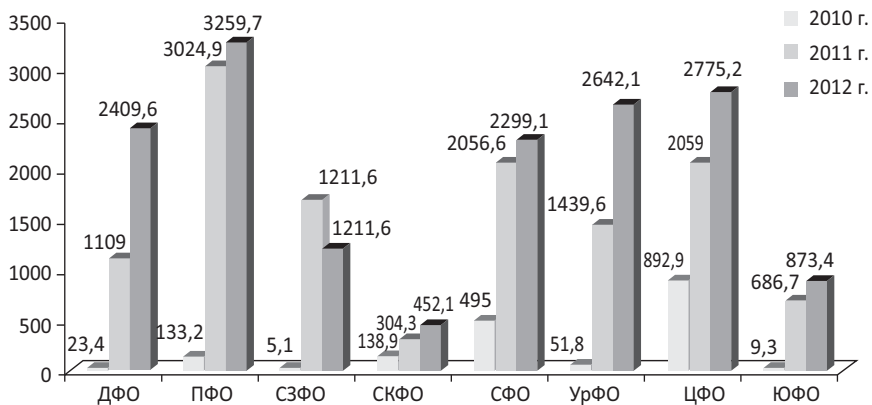


Рис. 11. Финансирование региональных программ из средств бюджетов субъектов РФ, млн руб.

низация уличного освещения в ряде районных центров выполняется по энергосервисным контрактам.

Есть и другой пример. 100%-ное российское дочернее предприятие французской компании «Фениче Рус» заключило энергосервисный контракт с «АвтоВАЗом». «Фениче» инвестирует собственные средства (несколько десятков миллионов евро), разделяя экономический эффект от энергосбережения с «АвтоВАЗом». Достигнуты существенные результаты — заменено компрессорное оборудование, модернизировано электрооборудование и т.д.

Контракт между «Фениче» и «АвтоВАЗом» является еще одним доказательством того, что модель энергосервиса может успешно применяться в России.

Практика предоставления федеральных субсидий регионам РФ будет продолжена.

Условия предоставления субсидий из федерального бюджета в 2013 г. (постановление Правительства РФ № 746 от 5 сентября 2011 г. в последней редакции) приведены ниже:

- уровень софинансирования расходного обязательства субъекта РФ, предусмотренного на реализацию программы за счет средств федерального бюджета, составляет 5—95% расходного обязательства, предусмотренного на реализацию программы;
- объем ежегодного софинансирования из федерального бюд-

Таблица 6. Финансирование региональных программ из внебюджетных источников (энергосервис)

Федеральный округ	Число заключенных энергосервисных договоров (контрактов) бюджетных учреждений			Объем средств из внебюджетных источников, привлекаемых в рамках энергосервисных договоров (контрактов), млн руб.		
	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
ДФО	0	5	4	0	0	18,2
ПФО	1	6	7	0	0,1	2,8
СЗФО	0	2	3	0	1,8	0,2
СКФО	0	0	3	0	0	6,1
СФО	4	15	27	16,8	76,9	65,5
УрФО	0	2	13	0	32,1	3,8
ЦФО	3	7	11	21,3	22,2	452,2
ЮФО	0	2	3	0	0	0,3
Всего	8	39	71	38,1	133,1	549,1

жета одного субъекта Российской Федерации не может быть менее 45 млн руб. и более 500 млн руб.;

- суммарный показатель, характеризующий эффективность проведения государственной политики в области энергосбережения, не ниже 4.

Отбор в 2013 г. будет осуществляться с учетом значения суммарного показателя, определяемого как сумма значений следующего показателя (табл. 7).

В 2013 г. планируется сделать акцент на софинансирование из средств федерального бюджета более комплексных проектов, например в области модернизации теплоснабжения, применения возобновляемых источников энергии, сооружения зданий с пониженным уровнем энергопотребления и других с тем, чтобы от создания условий для энергосбережения перейти к действительному повышению энергетической эффективности, объединяя в проектах источники внебюджетного и бюджетного финансирования работ.

Кроме того, будет продолжена практика обучения, научно-исследовательской деятельности, пропаганды, информационного сопровождения энергосбережения и повышения энергетической эффективности (рис. 12).

**Таблица 7. Суммарный показатель оценки регионов для получения
федеральной субсидии**

Показатель	Вес показателя
Эффективность использования субсидий в предшествующем году и соблюдение условий ее предоставления	1/7
Эффективность реализации программы приоритетным направлениям энергосбережения	1/7
Соответствие мероприятий программы приоритетным направлениям энергосбережения	2/7
Готовность субъекта Российской Федерации к осуществлению мероприятий программы	2/7
Уровень софинансирования реализации программы за счет средств из внебюджетных источников	1/7

Примечание. Область значений суммарного показателя ограничена диапазоном от 0 до 7. При этом решение об отборе принимается в отношении тех субъектов, которые имеют значение показателя не менее 4,0.

Успех проектов в области энергосбережения во многом обусловлен готовностью людей не только выключать свет, уходя из помещения и закрывать кран с текущей водой, а изменением мировоззрения на использование природных ресурсов и формированием энергоэффективного поведения. Для этого в рамках Госпрограммы финансируется цикл обучающих мероприятий для лиц, ответственных за энергосбережение, прежде всего, в бюджетной сфере.

В рамках проведения НИР (табл. 8) активно изучается международный опыт энергосбережения, вырабатываются методические рекомендации по управлению энергопотреблением для различных типов организаций, осуществляется учебно-методическая поддержка энергоаудита, энергоменеджмента, энергосервиса и др.

Разворачивается Государственная информационная система в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности (ГИС энергоэффективность), которая должна позволить на современных информационно-технологических средствах осуществлять мониторинг и управление энергопотреблением, прежде всего в бюджетной сфере (рис. 13). ГИС Энергоэффективность внедрена в эксплуатацию приказом Минэнерго России от 11 ноября 2011 г. № 517 (зарегистрирована в Реестре федеральных государственных

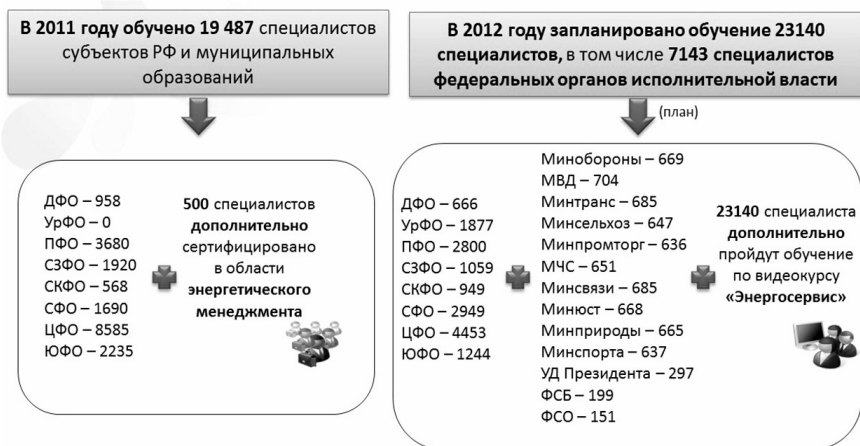


Рис. 12. Обучение ответственных за энергосбережение и повышение энергетической эффективности

информационных систем (Роскомнадзор), электронный паспорт от 22.11.11 № ФС-77110164.

К ГИС подключено:

- 100% органов государственной власти в 83 субъектах РФ%
- 63% органов местного самоуправления в 1622 муниципальных образованиях
- 83 тыс. объектов бюджетной сферы в 83 субъектах РФ и 14 тыс. муниципальных образований

Информационное обеспечение энергосбережения осуществляется путем:

- организации обсуждения федеральных и межрегиональных программ в области энергосбережения;
- координации работ по подготовке демонстрационных проектов высокой энергетической эффективности;
- организации выставок энергоэффективного оборудования и технологий;
- предоставления потребителям энергетических ресурсов информации по вопросам энергосбережения;
- пропаганды эффективного использования энергетических ресурсов».

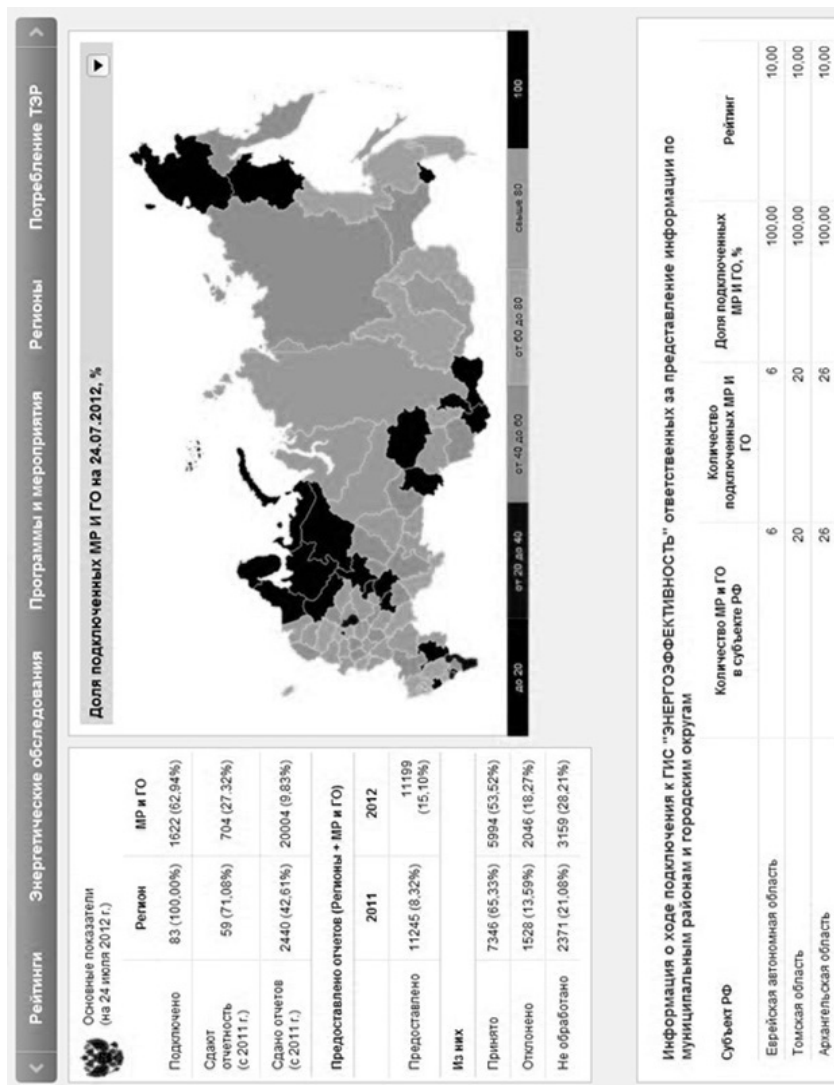


Рис. 13. ГИС Энергоэффективность

Таблица 8. Организация и проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ
(на период 2011—2015 гг.)

	2011— 2020 гг. всего	В том числе				
		2011— 2015 гг. всего	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г. 2015 г.
Общие затраты на организацию и проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности по Программе	1635	960	250	220	220	135 135
Из них:						
Разработка и развитие методической и нормативной правовой базы	325	275	85	85	85	10 10
Разработка и внедрение актов технического регулирования	330	180	40	40	40	30 30
Подготовка методических материалов для системы профессиональной подготовки	200	100	20	20	20	20 20
Исследование международного опыта реализации политики повышения энергоэффективности	200	100	20	20	20	20 20
Создание нормативной правовой базы, стимулирующей установку приборов коммерческого учета используемых энергетических ресурсов	43	43	30,5	12,5		
Прочие научно-исследовательские работы	537	262	54,5	42,5	55	55 55

Пропаганда является составной и неотъемлемой частью деятельности по энергосбережению (рис. 14).

Пропаганда энергосбережения подразумевает под собой решение целого ряда взаимоувязанных задач. Прежде всего, это информационное обеспечение энергопотребителей и руководителей, ответственных за принятие инвестиционных решений, о возможностях и выгодах экономии энергии, наличии и стоимости различных типов энергосберегающего оборудования, приборов и услуг по энергосбережению. При этом адаптированная информация должна быть адресована в разные сферы:

- крупным промышленным потребителям;
- работникам ресурсоснабжающих и сетевых организаций;
- муниципальным образованиям;
- управляющим компаниям;
- бытовым потребителям.

Успешное развитие программы энергосбережения возможно лишь при заинтересованности и сознательном активном участии в ее реализации максимального числа производителей и потребителей энергоресурсов, а также руководителей, ответственных за принятие стратегических решений в экономике.

Еще одной важнейшей составляющей информационной деятельности является мониторинг, оперативное получение объективных данных о ходе выполнения запланированных энергосберегающих мероприятий в целях координации, управления и организации эффективного контроля за их осуществлением и распространения опыта, а также выявления возможных барьеров и их устранения.

Пропаганда энергосбережения, в том числе посредством портала «Энергоэффективная Россия», предусматривает проведение широкого и разнообразного комплекса информационных и агитационных мероприятий, централизованное распространение информации о развитии энергосберегающих проектов, применении технологий или организационно-управленческих решениях.

Анализируя современное состояние пропаганды энергосбережения, можно отметить следующие недостатки:

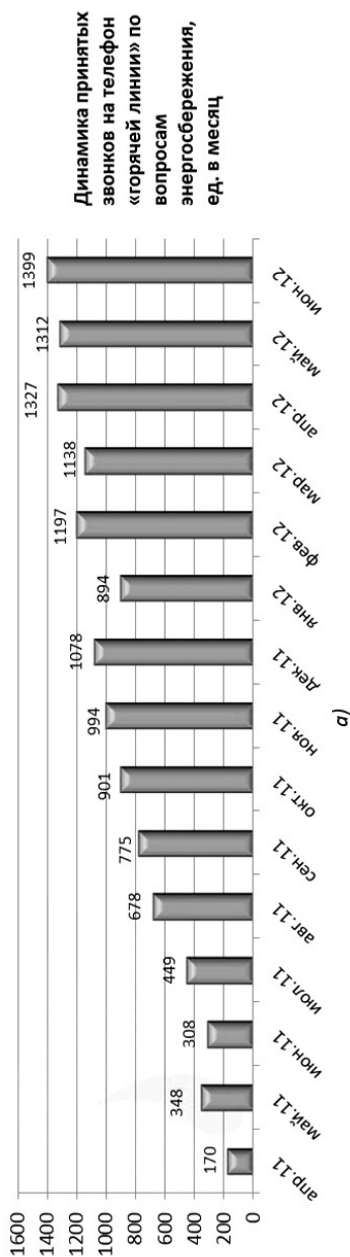
- недостаточное использование средств массовой информации для пропаганды преимуществ энергосберегающего стиля хозяйствования;

- ограниченное использование интернет-технологий;
- ограниченность информации о реальной, а не рекламной оценке энергоэффективности тех или иных приборов, технологий и оборудования;
- низкий уровень образования в сфере энергосбережения, отсутствие подготовленных специалистов в этой области;
- отсутствие организованной на государственном и региональном уровнях работы по распространению знаний об энергосберегающих технологиях, обмену опытом внедрения новых материалов, приборов и технологий;
- отсутствие системы пропаганды энергосберегающего поведения.

Продолжение деятельности в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности будет осуществляться в рамках Государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики». Программа будет объединять проблемы развития топливно-энергетического комплекса и проблемное направление повышения энергетической эффективности во всех отраслях российской экономики в целом.

7 марта 2013 г. проект данной программы обсужден и в целом одобрен на заседании Правительства Российской Федерации. По результатам состоявшегося обсуждения в него внесены следующие дополнения:

- включены мероприятия по повышению эффективности производства, распределения и потребления тепла;
- программа будет приведена в соответствие с изменившейся моделью рынка электрической энергии (мощности) и тепла, а также мероприятиями по развитию энергетики Дальнего Востока;
- будут распределены целевые показатели снижения энергоёмкости ВВП по отраслям экономики и годам, определены способы их достижения;
- включены дополнительные инструменты стимулирования энергоэффективности и энергосбережения, включая инструменты стандартизации и технического регулирования;
- уточнены инновационные и технологические направления развития отраслей ТЭК, включая механизмы создания и стимулирования спроса на инновации;



За период с января 2010 по июнь 2012 года сайт посетили 1 460 946 человек, из них 1 173 157 – уникальные посетители

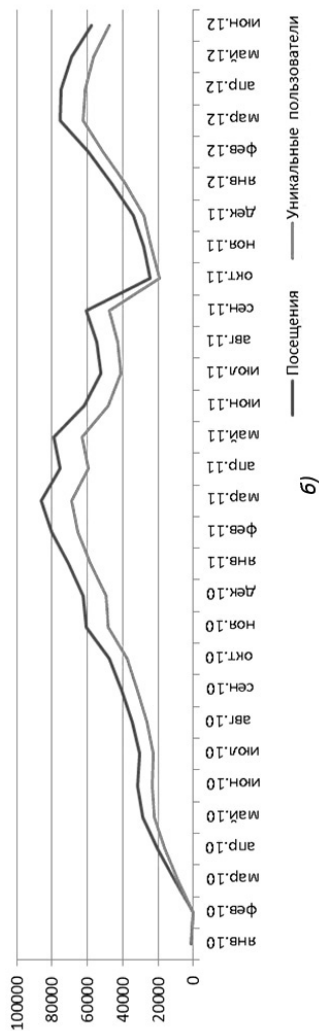


Рис. 14. Пропаганда в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности:
а — количество посещений портала «Энергоэффективная Россия»; б — повышенная осведомленность в области энергосбережения представителей ОГВ, ОМС и граждан субъектов РФ

- определены механизмы мониторинга и стимулирования развития конкуренции в ТЭК;
- разработаны предложения по развитию альтернативной энергетики и ее доступности для потребителей;
- уточнены системы показателей эффективности программ на предмет достаточности средств и механизмов для их достижения;
- учтены стандарты открытости и предоставления открытых данных в государственную информационную систему топливно-энергетического комплекса.

«...Наша стратегическая задача — дальнейшее развитие и повышение конкурентоспособности нефтегазовой отрасли, обеспечение в том числе экономической безопасности. Это глобальные цели, но для их достижения надо создавать стимулы для привлечения инвестиций и современных технологий в отрасль. Повышать энергоэффективность экономики, привлекать малый и средний бизнес, заниматься подготовкой профессиональных кадров» (из интервью министра энергетики А.В. Новака газете «Ведомости! 14.11.12).

Литература

1. **Энергоэффективность** и устойчивое развитие. — М.: Институт устойчивого развития / С.Н. Бобылев и др. Центр экологической политики России, 2010.

2. **Данилов Н.И., Щелоков Я.М.** Основы энергосбережения: Учебник / Под ред. Н.И. Данилова. — 4-е изд. перераб. и доп. Екатеринбург: Автограф, 2011.

Управление производственными активами ОАО «Холдинг МРСК»

Д.Л. Панков, директор по стратегии, развитию
и инновациям ОАО «Холдинг МРСК»

Общие сведения о ОАО «Холдинг МРСК»

ОАО «Холдинг МРСК» — ведущая российская энергетическая компания (рис. 1), объединяющая в своей структуре 11 межрегиональных и пять региональных распределительных электросетевых компаний (МРСК/РСК). Эти компании, в свою очередь, представляют собой территориально-распределенные и многофилиальные структуры: 97 филиалов МРСК/РСК Холдинга расположены на территории 69 субъектов Российской Федерации.

В зоне ответственности компаний Холдинга МРСК эксплуатируются электрические сети десяти классов напряжения — от 0,4 до 220 кВ. Общая протяженность сетей компаний Холдинга МРСК — около 2,2 млн км. Суммарный объем передачи электроэнергии составляет — около 600 млрд кВт·ч. По протяженности линий электропередачи и количеству потребителей Холдинг МРСК является одной из крупнейших электросетевых компаний в мире.



Рис. 1. ОАО «Холдинг МРСК»

Весь электросетевой комплекс Холдинга технологически и функционально представляет собой единую систему передачи и распределения электроэнергии. И одной из ключевых задач Холдинга МРСК является обеспечение надежности и безопасности функционирования этой системы в условиях роста числа потребителей электроэнергии и повышения требований к качеству предоставляемых услуг в области энергоснабжения и высокой (в среднем 70%) степени износа основных производственных активов (т.е. электросетевого оборудования). Решая эту задачу, Холдинг МРСК реализует программы технического перевооружения и реконструкции, в рамках которых ежегодно осуществляется новое строительство, вводятся в эксплуатацию новые мощности и линии электропередачи. Так, в 2012 г. более 124 млрд руб. было направлено на ввод 11 024 МВ·А трансформаторной мощности и 16 729 км линий электропередачи.

Особенности имеющегося положения электросетевого комплекса (рис. 2)

Наряду с требованиями по надежности, в условиях рынка к деятельности компаний электросетевого комплекса предъявляются определенные требования по обеспечению экономической эффективности. В условиях перехода в 2010 г. на новые принципы тарифного регулирования в отрасли по методологии RAB (регулируемая база капитала), эффективность деятельности электросетевых компаний определяется соотношением показателей «надежность — затраты». Другими словами, нормативная надежность поставок электроэнергии должна обеспечиваться за минимальные затраты, а в соответствии с Постановлением Правительства № 1178 предусмотрена экономическая ответственность компаний за невыполнение показателей надежности путем применения штрафных санкций. При этом нормативно-правовое обеспечение и действующие отраслевые документы, разработанные в середине прошлого века и предусматривающие планово-периодический принцип воздействий на активы, не соответствуют современным экономическим подходам.

В этой связи для ОАО «Холдинг МРСК» наиболее критичными стали следующие вопросы:

СИТУАЦИЯ:

- ❑ Введение RAB-регулирования (RAB – регулируемая база капитала). Штрафные санкции за невыполнение показателей надежности.
- ❑ Износ основных производственных фондов (70%), высокий уровень потерь электроэнергии, низкая производительность труда.
- ❑ Устаревшие отраслевые нормативно-правовые документы.
- ❑ Отсутствие полной и достоверной информации об энергоактивах (оборудовании) и их состоянии.

ЗАДАЧИ И ПРОБЛЕМЫ:

Необходимость повышения уровня надежности при одновременной минимизации затрат на содержание оборудования.

Обеспечение надежности оборудования, требующего замены и модернизации в условиях ограниченности инвестиций.

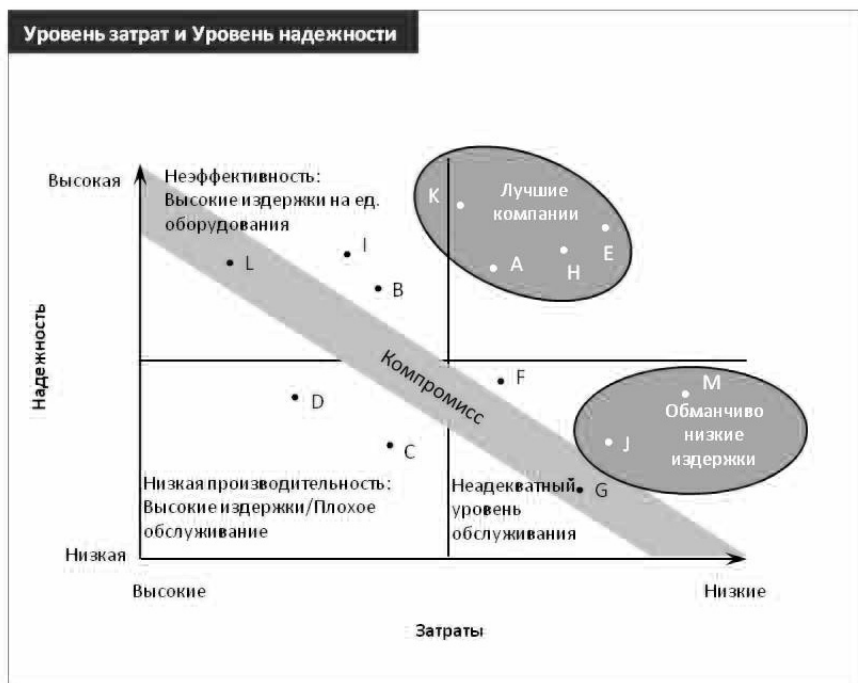
Отсутствие единых по отрасли принципов формирования инвестиционных и ремонтных программ, отсутствие правил определения приоритетов инвестиционных проектов (в части воздействий на оборудование).

Невозможность контроля эффективности распределения материальных средств для поддержания нормативной надежности.

Рис. 2. Положение в отрасли и задачи ОАО «Холдинг МРСК» в области обеспечения надежности

- обеспечение соблюдения требований RAB-регулирования в части повышения уровня надежности и обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей при одновременной минимизации затрат на содержание оборудования;
- поддержание надежности электросетевого комплекса в условиях имеющегося уровня износа основных фондов, требующее модернизации устаревшего и изношенного оборудования в условиях ограниченности инвестиций;
- обеспечение контроля эффективности распределения материальных средств для поддержания нормативной надежности оборудования в условиях отсутствия информации по оборудованию ввиду распределенности и значительного числа объектов обслуживания, отсутствия единой информационной базы по производственным фондам и потребителям.

Чтобы определить и выбрать для себя наиболее эффективные пути решения перечисленных вопросов, Холдингом МРСК проводились исследования подходов, применяемых в электроэнергетике за рубежом (рис. 3). Для этого в 2010—2012 гг. были выполнены проекты сравнительного анализа деятельности компаний Холдинга с сопоставимыми мировыми электросетевыми компаниями.



Источник: аналитика UMS group

Рис. 3. Мировой опыт и подходы в области обеспечения надежности и эффективности в энергетике

Результаты показали, что наиболее успешные электросетевые компании обеспечивают достижение оптимального соотношения «надежность—затраты», применяя в управлении комплексный подход, реализуемый с помощью создания систем управления активами. В качестве примеров таких компаний можно выделить Consumers Energy, American Electric Power, British Columbia Transmission Corporation, CEA Technologies, Tacoma Power. В этих компаниях отмечается существенное улучшение финансовых и технических показателей деятельности при соблюдении оптимального соотношения между риском, затратами, параметрами оборудования и требованиями регулятора, потребителей и собственников.

Термин «управление производственными активами» (Asset management) применяется в менеджменте и обозначает регулярную, координируемую деятельность по оптимальному использованию оборудования предприятий и управлению рисками и затратами, связанными с оборудованием. Система управления активами — это инструмент, обеспечивающий возможность на основе объективных данных по оборудованию формировать измеримые цели по надежности, планировать и реализовывать конкретные мероприятия по их достижению, управлять их эффективностью.

Информация о проекте

Решение о создании Системы управления производственными активами в ОАО «Холдинг МРСК» было принято в 2011 г. с учетом анализа мировой практики, а также организационной специфики Холдинга, уровней эффективности и подходов каждой из МРСК к управлению надежностью. Проект создания и внедрения Системы управления производственными активами направлен на обеспечение последовательного перехода от традиционного планирования издержек на ремонты, обслуживание и техническое перевооружение производства к управлению стоимостью жизненного цикла активов, начиная с момента закупки, до физического вывода оборудования из эксплуатации.

Базовый принцип, реализованный в Системе управления активами Холдинга МРСК, — нахождение баланса технического состояния оборудования, затрат на технические воздействия и рисков выхода оборудования из строя. Поскольку готового специализированного решения, полностью соответствующего специфике ОАО «Холдинг МРСК» и имеющимся задачам, не существует, перед запуском проекта тщательно прорабатывались требования к методической и организационно-методологической базе Системы управления активами Холдинга. В целях обеспечения взаимосвязи и интеграции в Системе различных процессов, таких как диагностика, планирование и исполнение производственных программ, финансовое, инвестиционное и бизнес-планирование, закупки и снабжение, капитальное строительство, информационное обеспечение, учет и анализ отключений и технологических нарушений, управление

рисками и т.п., в качестве методологической основы системы была применена международная спецификация BSI PAS 55.

PAS 55 — это наиболее широко распространенный в международной практике нормативный документ, аккумулирующий и обобщающий опыт в области управления активами ведущих международных компаний и представляющий собой свод требований в области процессов и подходов в управлении производственными активами.

Разработчиком PAS 55 является Международный институт по управлению активами (The IAM) под эгидой Британского Института Стандартов (British Standards, BSI). В 2014 г. планируется введение PAS 55 в состав стандартов ISO. PAS 55 представляет собой свод требований к 28 направлениям управления производственными активами, включая стратегию и политику по управлению активами, систему целей и планирования, информационные системы, систему управления рисками, систему диагностики и оценки состояния оборудования, расследование аварий и инцидентов, и охватывает, в общей сложности, 120 областей, связанных с управлением активами. Требования PAS 55 используются во всем мире в таких отраслях, как энергетика, ЖКХ, транспорт, металлургия, добыча и переработка полезных ископаемых, машиностроение, нефтяная и газовая промышленность, фармацевтика.

Документ является на сегодняшний день наиболее востребованным как методологическая основа, применяемая в ходе создания систем управления активами.

Комплекс работ по внедрению Системы управления производственными активами реализуется в виде программы, включающей следующие блоки (рис. 4):

- разработка и ввод единых для всех компаний ОАО «Холдинг МРСК» принципов организации работ в области управления активами, а также обязательств по их исполнению, критериев оценки эффективности;
- сбор данных по оборудованию (проведение полной паспортизации основного производственного оборудования);
- внедрение ИТ-решений, обеспечивающих реализацию требований и функциональности Системы управления производственными активами;

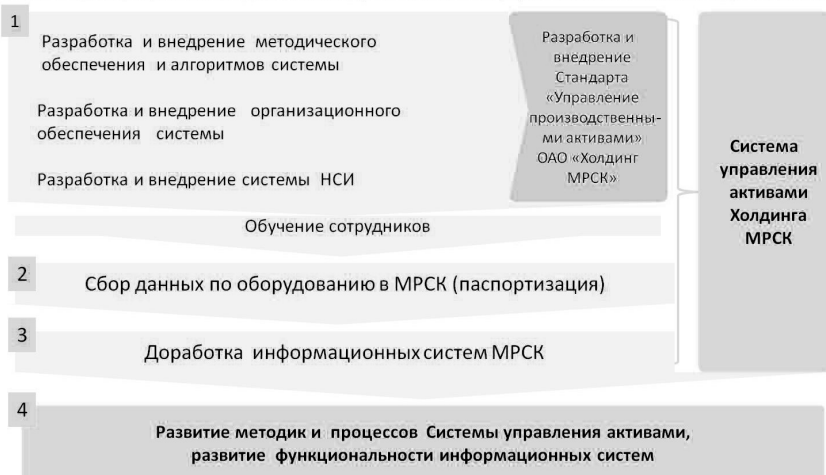


Рис. 4. Реализация программы создания Системы управления активами Холдинга МРСК

- интеграция и развитие Системы управления активами в соответствии со стратегическими приоритетами бизнеса.

Рассматриваемый материал направлен на получение знаний о целях и принципах Системы управления активами ОАО «Холдинг МРСК», а также знаний требований Стандарта управления производственными активами в части:

- состава, назначения и основных подходов, использованных в методиках Стандарта управления активами ОАО «Холдинг МРСК»;
- процессов Стандарта управления активами ОАО «Холдинг МРСК»;
- требований к данным Системы управления активами, включая назначение и содержание системы нормативно-справочной информации (НСИ) управления активами;
- требований к информационным системам.

Структура Системы управления активами ОАО «Холдинг МРСК»

Одним из первых шагов стало формирование требований к Системе управления производственными активами Холдинга:

- система управления производственными активами должна обеспечивать проведение оценки и анализа технического состояния и последствий отказа для каждой единицы оборудования;
- использование системы должно устранить информационные разрывы между источниками информации о состоянии оборудования и руководящим аппаратом;
- в системе должны быть реализованы организационные и технические решения для централизации планирования ремонтов и замен на основе данных о состоянии и рисках оборудования;
- система должна обеспечить возможность оптимизации принятия решений по времени и масштабу воздействия на каждую единицу оборудования с учетом целевых приоритетов бизнеса.

С учетом перечисленных требований была разработана функциональная модель, реализующая основной принцип Системы управления активами Холдинга: обеспечение баланса технического состояния оборудования, затрат на технические воздействия и рисков (последствий) выхода оборудования из строя (рис. 5).

Система управления производственными активами ОАО «Холдинг МРСК» — это взаимосвязанные и совместно используемые для управления производственными активами:

- информация об оборудовании и потребителях;
- правила, методики и алгоритмы;
- схемы процессов и показатели эффективности;
- информационные системы.

Система управления активами включает:

- методики и алгоритмы оценки технического состояния, последствий отказа, формирования производственной программы ремонтов, замен и диагностики оборудования;
- организационное обеспечение (регламенты бизнес-процессов, показатели эффективности, требования к компетенциям персонала, требования к программному обеспечению).
- нормативно-справочную информацию (справочники и классификаторы, требования к НСИ, методологию создания и управления НСИ);
- персонал, понимающий принципы и требования СУА;
- информационную систему, обеспечивающую сбор и ведение данных, реализацию процессов и методик, контроль эффективности процессов, интеграцию с взаимосвязанными процессами.



Рис. 5. Функциональная база данных о состоянии активов

Система функционирует следующим образом:

- на основе информационной базы данных о состоянии активов и нормативной документации с использованием методик и в соответствии с регламентами проводится оценка технического состояния и последствий отказа оборудования;
- на основе оценки технического состояния и последствий отказа оборудования, нормативной документации, целей и плановых значений показателей эффективности, с использованием методик и в соответствии с регламентами формируется производственная программа диагностики, ремонтов и замен;
- далее выполняется производственная программа диагностики, ремонтов и замен в соответствии с регламентами и нормативными документами;
- по итогам выполнения производственной программы проводится оценка показателей эффективности управления активами в соответствии с регламентами.

Разработка методологии Системы управления производственными активами завершена, результаты этой работы объединены в документе «Стандарт управления производственными (электросетевыми) активами ОАО «Холдинг МРСК», в котором сформулированы чётко определённые, прозрачные, единообразные в отношении

всех компаний Холдинга требования к организации работ в области управления активами, а также обязательства по их исполнению, критерии эффективности. С середины 2012 года операционная деятельность компаний Холдинга осуществляется в соответствии с положениями данного Стандарта.

Стандарт «Управление производственными активами ОАО «Холдинг МРСК»

Стандарт управления производственными активами Холдинга — основа и «нормативная база», определяющие единые правила и порядок деятельности МРСК в составе Холдинга при внедрении и использовании Системы управления активами.

Назначение Стандарта управления активами:

- обеспечение взаимосвязи различных бизнес-процессов для определения оптимального соотношения между уровнем надежности и затратами;
- обеспечение единого методологического и информационного подхода к управлению активами в МРСК;
- обеспечение условий централизованного управления целями и результатами в области надежности и затрат.

Содержание стандарта управления активами:

Методики и алгоритмы:

- оценки технического состояния основного электросетевого оборудования;
- оценки последствий отказа оборудования;
- формирование производственной программы.

Организационное обеспечение:

- общие принципы управления производственными активами в компаниях Холдинга;
- требования к организации данных в системе управления активами;
- регламенты и схемы основных процессов;
- регламенты сбора и ведения данных по оборудованию и потребителям;
- регламенты планирования и выполнения производственной программы;

- принципы анализа эффективности системы управления активами, включая ключевые показатели эффективности;

- требования к компетенциям персонала.

ИТ и нормативно-справочная информация:

- требования к информационным системам;
- требования к НСИ (состав элементов и принципы организации), принципы управления НСИ;

- справочники, классификаторы и другие элементы НСИ.

Стандартом определяются:

- общие принципы управления производственными активами в компаниях Холдинга;

- состав элементов Системы управления производственными активами;

- состав основных блоков данных, необходимых для управления производственными активами, принципы организации данных и взаимосвязи основных блоков между собой, включая нормативно-справочную информацию;

- состав и содержание методик и алгоритмов Системы управления производственными активами:

- методика оценки технического состояния основного электросетевого оборудования;

- методика оценки последствий отказа оборудования;

- методика формирования производственной программы;

- регламенты основных процессов Системы управления производственными активами:

- регламент первоначального сбора статических данных по оборудованию основной сети;

- регламент первоначального сбора статических данных по оборудованию распределительной сети;

- регламент первоначального сбора динамических данных по оборудованию основной сети;

- регламент первоначального сбора динамических данных по оборудованию распределительной сети;

- регламент первоначального сбора данных по потребителям;

- регламент регулярного сбора данных по потребителям;

- регламент планирования производственной программы;

- регламент выполнения производственной программы;

- регламент анализа эффективности системы управления активами, включая ключевые показатели эффективности;
- принципы анализа и показатели эффективности управления активами;
- требования к компетенциям персонала, участвующего в выполнении процессов управления производственными активами;
- бизнес-требования к программному обеспечению, необходимому для автоматизации процессов управления производственными активами;
- состав и содержание справочников НСИ.

Методики Стандарта «Управление производственными активами ОАО «Холдинг МРСК»

Методика оценки технического состояния. Назначение методики:

- обеспечение интегральной оценки технического состояния актива;
- обеспечение единого методологического подхода к оценке технического состояния активов в рамках Холдинга МРСК.

Составляющие методики:

- порядок и правила разработки алгоритмов оценки технического состояния активов;
- набор алгоритмов оценки технического состояния активов для различных групп оборудования на основе классификатора оборудования.

Методика оценки технического состояния оборудования разработана Холдингом с использованием опыта ведущих российских и зарубежных экспертов в области управления производственными активами. Методика аккумулирует лучшую мировую и российскую практику.

В ходе разработки:

- 1) учтены положения действующих НТД и РД :
 - правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ (ПТЭ, СО 153-34.20.501—2003);
 - объем и нормы испытаний электрооборудования (СО 34.45-51.300-97, РД 34.45-51.300—97);

- инструкции по эксплуатации различного оборудования, прочие РД.

2) учтены подходы:

- методик оценки технического состояния (ОРГРЭС, ВНИИЭ);
- работ российских авторов (Гук, Розанов, Назарычев и др.);

3) использованы результаты анализа международного опыта и практики управления производственными активами, полученные в проектах бенчмаркинга.

Стоит заметить, что в связи с переходом к формированию планов воздействий на основе оценки технического состояния оборудования Холдингом МРСК и рядом других энергетических компаний инициирована работа по совершенствованию существующей законодательной и нормативной базы, которая уже не в полной мере соответствует уровню развития отрасли. Например:

- требования некоторых ПТЭ накладывают ограничения на принятие решений по оборудованию на основе оценки технического состояния и рисков отказа оборудования;

- целый ряд норм госрегулирования и контроля надежности и безопасности в электроэнергетике рассредоточен по отдельным отраслям и институтам права: такие нормы содержатся в законодательстве об электроэнергетике, о техническом регулировании, о промышленной безопасности, в административном законодательстве.

Поэтому в настоящее время формируется пакет предложений и обоснований по актуализации существующей нормативной базы, связанной с контролем и принятием решений по оборудованию в электроэнергетике, а также по стандартизации применяемых в управлении энергоактивами методологий, требований и решений.

Методика оценки технического состояния производственных активов ОАО «Холдинг МРСК» определяет правила и порядок разработки алгоритмов оценки состояния оборудования, применяемые в компаниях Холдинга, и является одной из базовых составляющих системы управления активами.

Согласно методике все оборудование (все единицы оборудования — ЕО) сгруппировано, исходя из сходных видов воздействия на оборудование (функциональности, технических характеристик,

процессов старения оборудования или его элементов) и стоимости затрат на них.

Для выполнения оценки технического состояния разработан *Классификатор оборудования* — иерархическое представление групп оборудования. Оценка технического состояния производится на основе значений индексов состояния (ИС) для каждой единицы оборудования. Это безразмерная числовая величина, нормируемая к 100 (0 — наихудшее состояние, 100 — наилучшее). Индекс состояния рассчитывается как взвешенная сумма оценок критериев состояния, которые формируются на основе измеряемых параметров оборудования (для каждой из групп/подгрупп классификатора самого нижнего уровня иерархии определены параметры и позиции измерения параметров из общего списка параметров, необходимые для расчета ИС).

Верхний уровень классификатора — группы оборудования (например: «Силовые трансформаторы» — в группу входят трансформаторы «110 кВ двухобмоточные», «трехобмоточные» и др., в группу «Выключатели» — «масляные 6—20 кВ» и т.д....), число уровней иерархии для каждой из групп может быть различным. Для самого нижнего уровня иерархии определены марки оборудования, для ЕО которых ИС будет рассчитываться по алгоритму ИС, определенному для данной группы. Соответствующий алгоритм оценки технического состояния для каждой группы позволяет оценить общее состояние и выявить дефекты единиц оборудования.

Индекс состояния — инструмент для определения технического состояния актива. Активы, как правило, состоят из множества подсистем, а каждая подсистема характеризуется несколькими показателями ухудшения состояния и различными типами отказов. Характеристикой состояния подсистемы считается критерий, а показателем ухудшения состояния подсистемы — оценка критерия. Каждая подсистема характеризуется набором показателей — параметров, которые влияют на ухудшение ее состояния, показателем ухудшения состояния параметра считается оценка параметра. Таким образом, весь комплекс критериев и параметров, влияющих на вероятность отказа актива, должен являться составляющей частью ИС.

Критерий — обобщенная характеристика компонента или узла единицы оборудования, позволяющая дать оценку состояния под-

системы оборудования. *Технический параметр (параметр)* — паспортная характеристика оборудования либо характеристика, получаемая в ходе диагностики или осмотра оборудования (физическая величина в единицах, используемых для ее измерения), характеризующая объект или его техническое состояние. *Оценка параметра (оценка)* — безразмерная дискретная числовая величина в диапазоне 0—4, характеризующая состояние параметра относительно нормативных значений (0 — наихудшее состояние параметра; 4 — наилучшее). *Оценка критерия* — безразмерная дискретная числовая величина в диапазоне 0—4 (0 — наихудшее состояние подсистемы; 4 — наилучшее состояние). Является обобщением оценок параметров, исходя из важности параметров для определения состояния подсистемы оборудования

Алгоритмы расчета индекса состояния учитывают все факторы: состояние оценивается несколькими критериями, с весовыми характеристиками влияния на общее состояние актива, а критерий оценивается несколькими параметрами. При этом существуют такие типы дефектов, которые на состояние актива в целом (его вероятность отказа) не влияют, но могут привести к преждевременному старению, либо явиться причиной выхода оборудования из строя. Важно вовремя устранить подобные дефекты. Для учета таких показателей в Методике введено понятие *флаг*.

Тем самым, ИС дает возможность оценить изменение состояние оборудования в целом, а система флагов дает возможность учесть дополнительные факторы, влияющие на выход оборудования из строя.

Для понимания, из чего же формируется оценка ИС, рассмотрим один из простых примеров параметров, участвующих в расчёте ИС (рис. 6). Пусть необходимо сформировать ИС масляного выключателя 6—10 кВ (МВ).

1. Определяем набор подсистем МВ, которые оказывают влияние на его состояние, и состояние которых может быть оценено. Это: фактический срок эксплуатации МВ; контактная система; изоляция; коммутационная способность.

2. Определяем набор параметров, необходимых для определения состояния подсистем:

- фактический срок эксплуатации МВ определяется как разность Текущего года и Года выпуска МВ. Таким образом, данный кри-

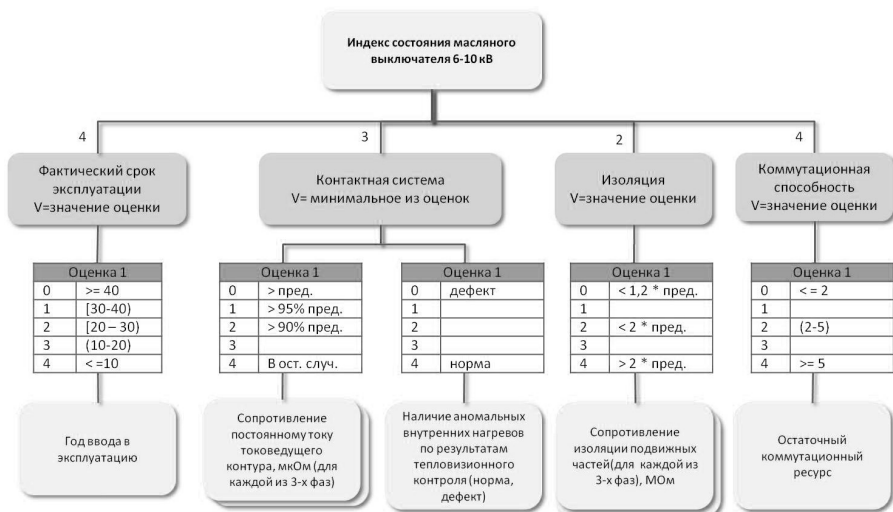


Рис. 6. Упрощенный пример формирования оценки состояния

терий состоит из двух параметров: года выпуска и возраста, из которых оценивается один параметр (возраст), а второй параметр (год выпуска) требуется для определения оцениваемого параметра (возраста);

- контактная система может быть оценена по сопротивлению постоянному току токоведущего контура (для каждой из трех фаз), мКом, и наличие аномальных внутренних нагревов по результатам тепловизионного контроля (норма, дефект).

3. Определяем оценки параметра. Так как критерий состоит из двух параметров, оценка критерия равна максимальной оценке из параметров:

- состояние изоляции может быть определено по сопротивлению изоляции подвижных частей (для каждой из трех фаз), МОм. Оценка критерия равна максимальной оценке из трех фаз.

- коммутационная способность определяется по Остаточному коммутационному ресурсу. Так как критерий состоит из одного параметра, оценка критерия равна оценке параметра.

Итоговым результатом применения методики является расчет индекса состояния для каждой отдельной единицы оборудования (в диапазоне от 0 до 100 и перечня дефектов (флагов) по видам:

«Немедленное устранение дефекта», «Устранение при следующем плановом обслуживании или диагностике», «Контроль — дополнительные измерения, испытания».

Методика оценки последствий отказа. Цель применения методики — расчет вероятных последствий отказа (ПО) оборудования для последующего планирования ремонта и замен оборудования.

Результатом применения данной методики является расчет последствий отказа для каждой ЕО. Оценки последствий отказов, определяемые в соответствии с данной методикой, используются при формировании производственной программы. Последствия отказа рассматриваются и оцениваются по пяти категориям: экономические, политические и социальные, регулятивные, экологические и последствия в области безопасности для человека (рис. 7).

Методика Холдинга определяет последствия отказа, как вероятные потери, которые понесет Холдинг в результате отказов оборудования приведших к отключению потребителей. Таким образом, последствия отказа — это характеристика ЕО, показывающая потери от отключения потребителей, которые могут быть обесточены в результате отказа этой ЕО. В рамках данной методики применяется балльная оценка последствий отказа.

Последствия отказа оцениваются в условных баллах значимости и рассчитываются путем суммирования балльных оценок значимости потребителей на ключевых звеньях сети в соответствии с подключением потребителей к оборудованию и топологией сое-



Рис. 7. Вероятные последствия отказа оборудования

динения оборудования (значимость для каждого вида потребителя задается в классификаторе потребителей также в условных баллах).

Базовые принципы методики:

- методика позволяет определить ПО оборудования на основе определения количества и вида потребителей, которые могут быть отключены в случае отказа оборудования.

- значимость для каждого вида потребителя задается в классификаторе потребителей (в условных баллах);

- ПО оборудования рассчитываются путем суммирования балльных оценок значимости потребителей на ключевых звеньях сети в соответствии с подключением потребителей к оборудованию и топологией соединения оборудования;

- методика позволяет определить ПО оборудования с учетом резервирования на уровне потребителей (два и более вводов) и на уровне оборудования (трансформатор, СШ, ЛЭП).

На рис. 8 показан участок сети с последствиями отказа, рассчитанными в соответствии с алгоритмом, представленным выше. Для этого участка потребителями являются хлебокомбинат, население (640 физ. лиц) и садовое товарищество. Для каждого из потребителей определены баллы значимости согласно значимости группы, к которой он относится. Согласно классификатору, потребители данного примера относятся к группам: «Население» и «Промышленные предприятия».

Для каждого вида потребителя рассчитана значимость с учетом наличия резервирования. Балльные оценки потребителей на ключевых звеньях сети суммированы, согласно порядку методики (снизу вверх — против направления питания). Последствия отказа ключевых звеньев сети рассчитаны с учетом резервирования на основе их балльных оценок. Для учета резервирования применены специальные коэффициенты. Методика позволяет определить ПО оборудования с учетом резервирования как на уровне потребителей (два вывода и более), так и на уровне оборудования (трансформатор, СШ, ЛЭП).

В табл. 1 приведены результаты оценки последствий отказов трансформаторов, находящихся в одинаковом техническом состоянии. Видно, последствия отказов разные, они определяются числом потребителей. В условиях ограниченности средств, приоритет для включения в программу ремонтов будет отдан трансформатору, питающему большее число потребителей.

Пример. Участок сети с рассчитанными последствиями отказа:

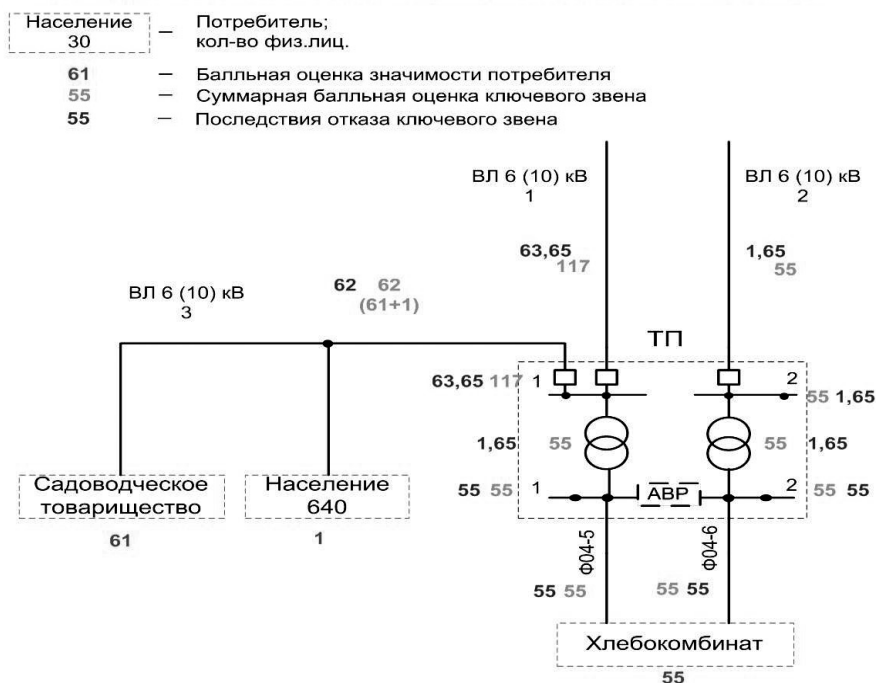


Рис. 8. Участок сети с рассчитанными последствиями отказа

Методика формирования производственной программы (ПП). Назначение методики:

- формирование ПП, включающей мероприятия по диагностике, техническому обслуживанию, расчистке трасс ВЛ, план ремонта и замен оборудования следующего года, перспективные планы по ремонтам оборудования на трехлетний период;
- обеспечение единого методологического подхода к формированию ПП в рамках Холдинга МРСК.

Планирование мероприятий по диагностике, техническому обслуживанию, ремонтам (операционная часть затрат) и заменам (инвестиционная часть затрат) происходит отдельно. Методикой определены следующие группы оборудования, для которых используются разные принципы планирования ремонта и замен:

Таблица 1. Оценка возможностей последствий отказа для трансформаторов распределительных сетей в условных баллах

Группа потребителей	Трансформатор 1		Трансформатор 2	
	Кол-во потребителей на оборудовании	Последствия отключения потребителей, баллы	Кол-во потребителей на оборудовании	Последствия отключения потребителей, баллы
Промышленные объекты (металлургические и хим. комбинаты, предприятия животноводства и пр.)	2 объекта	140	1 объект	70
Объекты инфраструктуры (тяговые подстанции ж/д транспорта, КНС, освещение и др.)	2 объекта	100	Нет	
Социальные объекты (школы, больницы и др.)	Нет		2 объекта	70
Население	5 тыс.	10	15 тыс.	35
Техническое состояние	Нормально		Нормально	
Величина последствий отказа, баллы	250		175	

- оборудование, планируемое на основе технического состояния и последствий отказа (ПСП-оборудование);
- оборудование РЗиПА;
- дополнительное оборудование.

Для планирования ремонта и замен ПСП-оборудования методикой предусмотрено использование результатов оценки технического состояния основного электросетевого оборудования и оценки последствий отказа оборудования. Основные принципы планирования ремонта и замен ПСП-оборудования сформулированы таким образом, чтобы воздействие на оборудование, находящееся в наихудшем состоянии и имеющее наибольшие последствия отказа происходило в первую очередь.

Планирование ремонта и замен ПСП-оборудования происходит отдельно по следующим категориям оборудования:

- оборудование ТП, РП распределительной сети;
- ЛЭП распределительной сети;
- оборудование подстанций основной сети;

- ЛЭП основной сети.

Такое разделение необходимо, поскольку для разных категорий оборудования величины последствий отказа могут сильно отличаться. Разделение оборудования на категории позволяет при планировании равномерно распределить объемы финансирования между оборудованием ПС, ТП и ЛЭП распределительной и основной сети. Выделенный объем финансирования производственной программы распределяется на следующие статьи затрат:

- операционные: техническое обслуживание и ремонт;
- инвестиционные: замена ПСП-оборудования, кроме замен в составе ремонтной части производственной программы, замена РЗиПА, замена дополнительного оборудования.

Для формирования приоритетов включения ПСП-оборудования в планы ремонтов и замен применяются шкалы разбиения последствий отказа и индекса состояния на диапазоны. Каждому диапазону соответствуют числовые значения оценки индекса состояния и последствий отказа оборудования. Приоритет присваивается каждой ЕО на основе значений ИС, ПО и флага «Ремонт в следующем году», определенных для этой ЕО. Приоритет определяет последовательность включения оборудования в план ремонта или замен. Самый высокий приоритет — «1», оборудование с этим приоритетом включается в план ремонта и замен в первую очередь, далее оборудование включается в план по мере уменьшения приоритета.

Флаг «Ремонт в следующем году» устанавливается в случае, если для ЕО существуют сообщения о дефектах, которые приводят к ускоренному старению и для устранения которых необходим вывод оборудования в ремонт в ближайшее время. При наличии данного флага необходимо включать оборудование в программу ремонта следующего года в соответствии с приоритетами (как представлено в таблице). Для ЕО с установленным флагом «Ремонт следующего года» мероприятия по устранению этого флага включаются в план ремонта и замен в обязательном порядке.

Методикой оценки состояния предусмотрено также определение флага «Аварийный». Он устанавливается в случае, если по результатам испытаний/измерений сообщений определено, что дальнейшая эксплуатация запрещена или с большой вероятностью может

привести к выходу оборудования из строя. Единица оборудования с таким флагом в программу ремонта следующего года не включается, воздействие на эту ЕО необходимо провести в текущем ремонтном периоде. Объем воздействия и финансирования на ЕО определяется на соответствующих уровнях управления Холдинга в рамках финансирования текущего года.

Алгоритм формирования приоритизированного списка оборудования следующий:

1) для каждой единицы ПСП-оборудования рассчитывается ИС по принципам, описанным в «Методических указаниях по оценке надежности электросетевого оборудования»;

2) для каждой единицы ПСП-оборудования рассчитываются последствия отказа, по принципам, описанным в «Методике оценки последствий отказа оборудования»;

3) для каждой ЕО на основании шкал диапазонов ПО и ИС определяются качественные значения ИС и ПО;

4) для каждой ЕО определяется наличие флага «Ремонт следующего года»;

5) на основе качественных значений ИС, ПО, а также флагов «Ремонт следующего года» каждой ЕО присваивается соответствующий приоритет.

На основе определенных приоритетов ЕО формируется список оборудования в порядке убывания приоритета. В рамках одного приоритета ЕО сортируются в порядке возрастания ИС, а затем в рамках одного ИС — в порядке убывания последствий отказа.

Методикой формирования производственной программы для каждой ЕО определены правила определения видов воздействий. Методика разделяет воздействия на оборудование на два вида: ремонт и замена.

Методикой предусмотрено определение объема ремонта на основании технологической карты данного оборудования. В случае отсутствия технологических карт, объем ремонта определяется в порядке, определяемом Холдингом.

Алгоритм определения вида воздействия на оборудование:

- для всех групп оборудования силовых трансформаторов основной сети вид воздействия определяется как «ремонт». Решение о замене силовых трансформаторов основной сети принимается на

Таблица 2. Определение вида воздействия на оборудование

Категория оборудования	Последствия отказа	ИС	Вид воздействия
ПС 35—220 кВ (кроме силовых трансформаторов) ЛЭП 35—220 кВ ТП и РП 0,4—20 кВ ЛЭП 0,4—20 кВ	Высокие	Непригодное	Замена
	Высокие	Неудовлетворительное	Ремонт
	Высокие	Удовлетворительное	Ремонт
	Высокие	Хорошее	Ремонт
	Средние	Непригодное	Ремонт
	Средние	Неудовлетворительное	Ремонт
	Средние	Удовлетворительное	Ремонт
	Средние	Хорошее	Ремонт
	Низкие	Непригодное	Ремонт

уровне филиала с обоснованием необходимости проведения замены;

- для групп оборудования (марок отдельных групп оборудования), для которых невозможно произвести ремонт в силу конструктивных особенностей, вид воздействия всегда определяется как «замена»;

- для всех остальных групп ПСП-оборудования вид воздействия для каждой ЕО определяется на основании порядка, приведенного в таблице воздействий (табл. 2).

Методика предусматривает, что ряд ЕО с видом воздействия «замена» необходимо относить к программе ремонта. Замены данных ЕО будут финансироваться из объемов, определенных для программы ремонта. Методика определяет принципы отнесения оборудования с видом воздействия «замена» к программе ремонта:

- ЕО, стоимость замены которых ниже стоимости, определяющей отнесение оборудования к основному средству по принципам бухгалтерского учета Холдинга;

- ЕО, которые являются комплектующими или запасными частями другой ЕО, такие как высоковольтные вводы, РПН.

По результатам формирования ранжированных списков оборудования и определения для каждой ЕО вида и стоимости воздействия, методикой определен порядок формирования приоритизированных списков для каждой категории ПСП-оборудования. Результатом этого этапа являются четыре (по каждой категории ПСП-оборудования) приоритизированных списка оборудования, где по каждой ЕО опре-

делены ИС, ПО, приоритет включения в план ремонта и замен, вид воздействия, стоимость затрат на воздействие.

Методика позволяет выполнять корректировку перечней ПСП-оборудования, подлежащего ремонту или замене, с учетом:

- комплексности воздействия;
- балансировки объемов финансирования в соответствии с ограничениями, установленными на уровне филиала и другими факторами.

Результатом данного этапа являются:

- скорректированные перечни (по категориям) ПСП оборудования, подлежащего ремонту, на трехлетний период;
- перечень ПСП оборудования (единый по всем категориям), подлежащего замене в следующем календарном году.

Далее, согласно Методике, сформированный перечень ПСП-оборудования, подлежащего замене, дополняется перечнем замен оборудования РЗиПА, дополнительного и арендованного оборудования. Итоговый перечень замен оборудования передается в инвестиционный блок филиала на рассмотрение и согласование. Результатом данного этапа является утверждение на уровне филиала плана замен следующего календарного года. План замен включает список ЕО, подлежащих замене в следующем году со стоимостью воздействия.

Для ремонтнопригодных ЕО ПСП-оборудования, для которых определен вид воздействия «замена» и не вошедших в план замен по причине недостатка финансирования, определяется вид воздействия «ремонт» и данные ЕО включаются в скорректированный перечень ПСП-оборудования, подлежащего ремонту со своим приоритетом. На основе скорректированного перечня ПСП-оборудования, подлежащего ремонту, формируется план ремонта следующего года путем включения в него ремонта оборудования РЗиПА, дополнительного и арендованного оборудования и перечень ПСП оборудования, подлежащего ремонту, для $N+1$ и $N+2$ годов. Неремонтнопригодные ЕО, для которых определен вид воздействия «замена» и не вошедшие в план замен по причине недостатка финансирования, переносятся на следующий период планирования.

На основе сформированного плана ремонта и замен оборудования формируется итоговая производственная программа с учетом мероприятий по диагностике, ТО и расчистке трасс ВЛ.

Процессы и регламенты стандарта «Управление производственными активами ОАО «Холдинг МРСК»

Стандартом управления активами Холдинга МРСК регламентируются процессы, наиболее значимые для его внедрения и регулярного использования в каждом из предприятий Холдинга.

На рис. 9 представлена общая схема процессов управления активами Холдинга, регламентированных Стандартом. Такая регламентация необходима в целях:

- обеспечения взаимосвязи различных бизнес-процессов для определения оптимального соотношения между уровнем надежности и затратами;
- обеспечения единого методологического и информационного подхода к управлению активами во всех МРСК Холдинга.

Все процессы, определенные в стандарте, разделены на «инициирующие» и «регулярные». Регулярные процессы (планирование ПП, исполнение ПП, анализ эффективности системы управления активами и управление методиками и регламентами системы управления активами) являются едиными для всех компаний и оптимизированы для обеспечения эффективного решения задач системы управления активами. К иницилирующим относятся регламенты и процессы, необходимые для внедрения системы и стандарта управления активами, сбора и первоначального ввода данных в систему (проведения паспортизации оборудования).

Одним из ключевых условий, определяющих результаты и эффективность процессов системы управления активами, является наличие полной и достоверной информации по оборудованию и потребителях, а также наличие и актуальность данных, используемых в алгоритмах и методиках системы. В целях обеспечения полноты и достоверности данных системы управления активами в стандарте Холдинга определены требования к наличию и составу данных, их структуре, процессам сбора и поддержания в актуальном состоянии.

Управление данными. Данные, необходимые для управления производственными активами:

- 1) нормативно-справочная информация, включающая: классификатор оборудования, содержащий минимально-необходимый и достаточный для оценки технического состояния и идентификации

Иницирующие процессы



Регулярные процессы



Легенда



* Регламенты процессов первоначального сбора статических и динамических данных по оборудованию основной и

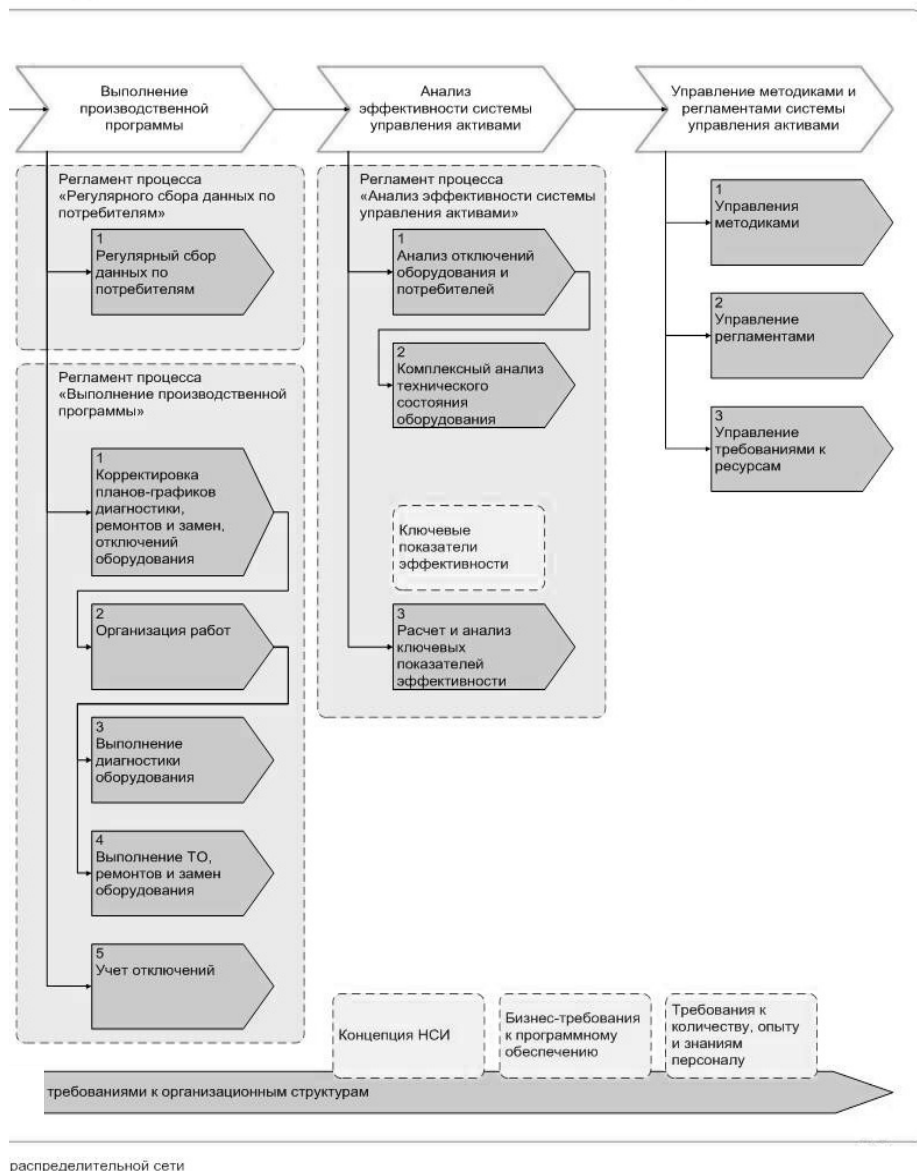


Рис. 9. Схема процессов системы управления производственными активами
ОАО «Холдинг МРСК»

оборудования набор параметров; справочник марок оборудования; справочник нормативных значений параметров по маркам оборудования; справочник дефектов оборудования; шаблоны типовых технических мест; технологические карты выполнения типовых ремонтов, замен и диагностики оборудования;

2) целевые значения параметров оборудования после выполнения работ или целевое значение ИС (для технологических карт ремонтов оборудования): данные о каждой ЕО в виде значений параметров, определенных классификатором; идентификационные и паспортные характеристики оборудования (статические данные); результаты диагностики и осмотров за весь период существования оборудования (динамические данные);

3) данные о потребителях и точках подключения потребителей к ВЛ и КЛ в объеме, определенном Методикой оценки последствий отказа оборудования.

Стандартом определены следующие требования к данным:

- данные об оборудовании должны быть организованы таким образом, чтобы позволить однозначно определить принадлежность ЕО к комплексному объекту (ВЛ, КЛ, ПС, ТП, секция шин, распределительное устройство);

- данные о потребителях должны быть организованы таким образом, чтобы позволить однозначно определить ВЛ или КЛ питающие потребителя;

- для управления НСИ должна использоваться система, состоящая из специализированного программного обеспечения и совокупности процессов и регламентов по управлению НСИ.

Стандарт определяет также регламенты управления данными: иницирующие процессы и регламенты (применяемые в ходе паспортизации оборудования на этапе запуска системы) и регламенты регулярного управления данными.

Прежде чем остановиться на регламентах стандарта, следует рассмотреть один из ключевых элементов Системы управления активами и Стандарта управления активами — Единую систему НСИ ТООиР.

Единая система НСИ ТООиР. Система НСИ ТООиР — неотъемлемый элемент системы управления активами. Это инструмент обеспечения единых принципов организации данных и процессов управления данными, поддержки взаимодействия служб НСИ раз-

личных подразделений и обеспечения централизованного ведения НСИ.

Назначение системы НСИ ТООР:

- формирование единых подходов организации справочников и классификаторов Системы управления активами;
- применение единых подходов в области управления и ведения НСИ ТООР в Холдинге МРСК, на основе корпоративных регламентов управления НСИ;
- создание условий для проведения паспортизации оборудования в компаниях Холдинга МРСК на основе единой унифицированной НСИ;
- обеспечение внедрения методик и регламентов Системы управления производственными активами Холдинга;
- создание условий для унификации процессов планирования ремонтов и замен оборудования, анализа эффективности ремонтов и замен оборудования в компаниях Холдинга МРСК.

НСИ ТООР включает:

- 1) классификатор основного производственного оборудования, включая марки оборудования (КОПО);
- 2) классификатор оборудования для расчёта Индекса состояния (КОРИС);
- 3) справочник параметров и атрибутов состояния оборудования;
- 4) справочник позиций измерений;
- 5) справочник нормативных значений параметров (по маркам оборудования);
- 6) справочник единиц измерений;
- 7) справочник дефектов оборудования;
- 8) справочник групп измерений;
- 9) справочник видов технологических отключений;
- 10) справочник шаблонов типовых технических мест;
- 11) справочник видов технических мест;
- 12) справочник технологических карт (содержит перечень технологических карт, необходимых для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонтам и диагностике оборудования).

Рассмотрим основные классификаторы и справочники Системы.

Классификатор КОПО (рис. 10) отображает группировку оборудования по типу, виду, группе марок оборудования и предназна-

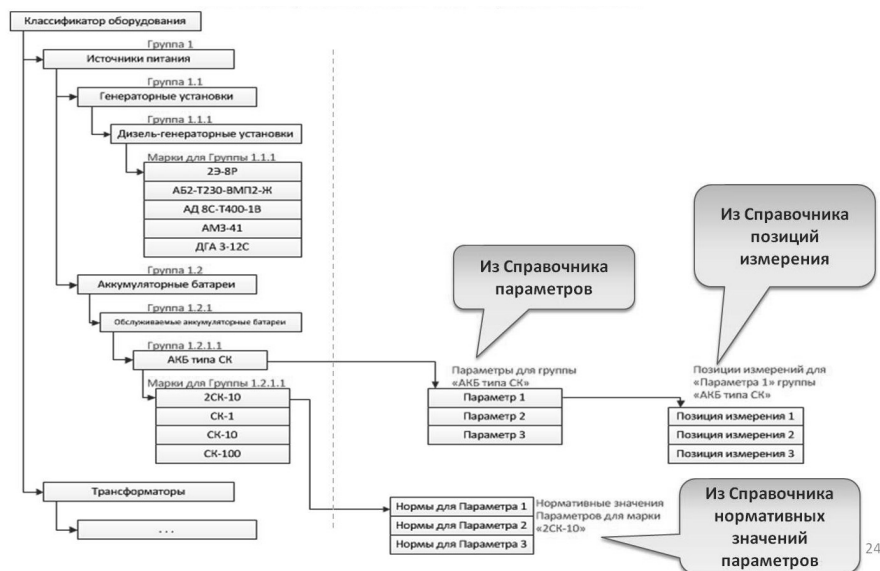


Рис. 10. Структура классификатора основного производственного оборудования (КОПО) с учетом связей со справочниками

чен для ведения информации об основном производственном оборудовании.

Классификатор КОПО — иерархическое представление основных групп оборудования, их подгрупп, и соответствующих им марок оборудования.

Для групп/подгрупп классификатора оборудования, для которых установлен признак ведения параметров, определены параметры (из справочника параметров) и позиции измерения параметров (из справочника позиций измерения). Для каждого параметра в соответствии с маркой оборудования определены его нормативные значения (из справочника нормативных значений параметров). Для каждого параметра определена единица его измерения (из справочника единиц измерения). Справочник групп измерений содержит информацию о видах измерений оборудования. Справочник дефектов является подчиненным справочнику групп измерений и содержит информацию о составе дефектов, которые могут быть обнаружены в процессе проведения данной группы измерения.

Классификатор системы КОРИС (рис. 11), отображает группировку оборудования, исходя из принципов общности оборудования для расчета ИС, и предназначен для ведения информации о параметрах, необходимых для расчета ИС по алгоритмам Методики оценки технического состояния.

Классификатор КОРИС — иерархическое представление групп оборудования для расчета ИС. Для каждой из групп самого нижнего уровня иерархии определены марки оборудования, для ЕО которых ИС будет рассчитываться по алгоритму ИС, определенному для данной группы. Для каждой из групп/подгрупп КОРИС самого нижнего уровня иерархии определены параметры и позиции измерения параметров из общего списка параметров, необходимые для расчета ИС.

Система НСИ содержит справочники так называемых технических мест (ТМ). *Техническое место* — это элемент информационной системы, который создан для отражения отдельных объектов структуры сети, где устанавливается одна или несколько единиц оборудования. Технические места имеют иерархическую взаимосвязь и нумеруются в соответствии с иерархической структурой. *Структура технических мест* — состав технических мест и их иерархическая взаимосвязь в информационной системе. Примерами технических мест являются подстанция 110 кВ, распределительное устройство 35 кВ, воздушная линия 10 кВ, участок совместного под-

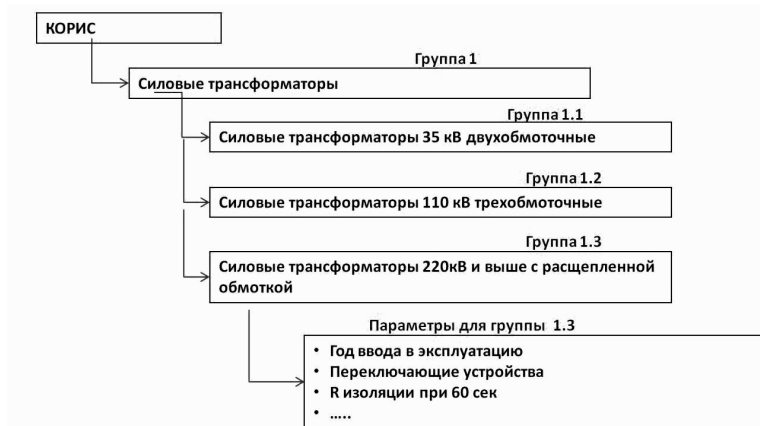


Рис. 11. Структура классификатора оборудования для расчета ИС (КОРИС) и связанных с ним справочников

веса воздушной линии, магистраль воздушной линии. Справочник типовых ТМ имеет иерархическую структуру и представляет собой набор структур типовых технических объектов предприятия, таких как ПС, ТП, КЛ, ВЛ и др. Справочник типовых ТМ используется для формализации и упрощения ввода информации о структуре технических объектов предприятия.

Регламенты управления данными. Как отмечено выше, стандарт определяет требования и правила сбора, ведения и управления данными в Системе управления активами. Стандарт включает шесть регламентов управления данными по оборудованию и потребителям: регламенты иницилирующего сбора статических и динамических данных по оборудованию основной и распределительной сети и регламенты регулярного управления данными. Стандарт оперирует такими определениями, как статические и динамические данные по оборудованию. *Статические данные* — это характеристики и параметры оборудования, значения которых не меняются с течением времени. *Динамические данные* — параметры единицы оборудования, изменяющиеся с течением времени.

Стандарт содержит требования к иницилирующим и регулярным процессам управления данными по оборудованию и потребителям. В качестве примера остановимся на процессе «Первоначальный сбор статических данных по оборудованию основной сети» (рис. 12).

Первоначальный сбор статических данных по оборудованию основной сети начинается с инициации и заканчивается полным сбором статических данных по всем филиалам Холдинга и формиро-

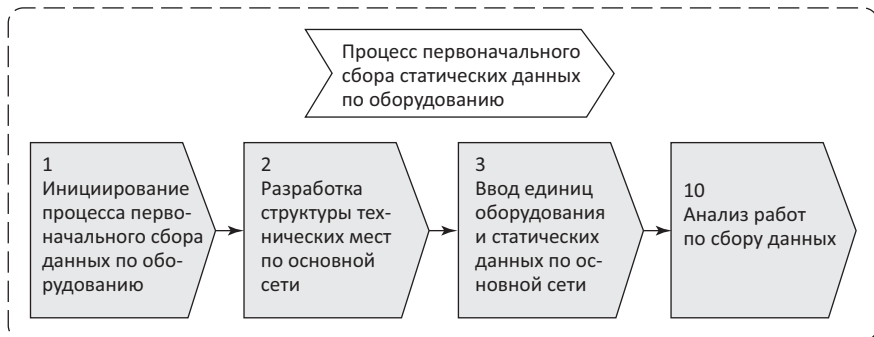


Рис. 12. Примеры схемы иницилирующего процесса «Первоначальный сбор статических данных по оборудованию основной сети»

ванием итогового отчета о результатах сбора статических данных. Регламентом процесса определены требуемые плановые сроки, состав и форматы отчетных форм. Процесс осуществляется на основании плана работ по сбору данных, который формируется перед началом ключевых этапов работ, таких как создание структуры ТМ в информационной системе и ввод ЕО и статических данных в информационную систему. Для мониторинга хода процесса используются еженедельные отчеты о выполнении приказа по сбору данных по подразделениям. После окончания операций ввода ЕО и статических данных вводятся первичные динамические данные.

К регулярным процессам управления данными относится регулярный сбор данных по потребителям (рис. 13). Процесс направлен на поддержание в актуальном состоянии базы данных по потребителям, используемой для оценки последствий отказа оборудования. Применение устаревших данных по потребителям ведет к некорректной приоритизации оборудования при производственном планировании, и, как следствие, снижение эффективности ремонтной деятельности. Регламент процесса определяет порядок:

- 1) регулярного сбора и внесения в информационную систему данных по новым потребителям электроэнергии (новым точкам поставки электроэнергии) — привязки новых точек поставки электроэнергии к объектам сети, классификация в соответствии с Методикой оценки последствий отказа оборудования, внесение данных по наличию у потребителей устройств АВР;
- 2) регулярной актуализации данных по существующим потребителям электроэнергии — внесения в информационную систему изменений у потребителей: наличие/отсутствие АВР, смена профиля деятельности потребителя (как следствие, его группы в соот-

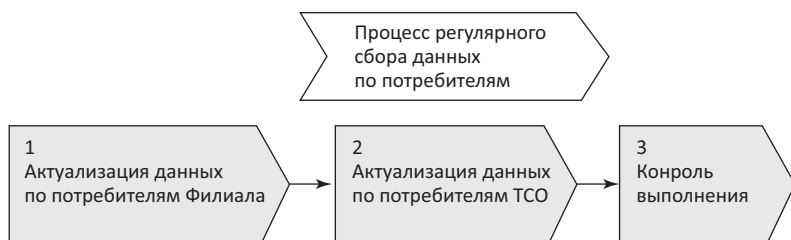


Рис. 13. Пример схемы регулярного процесса управления данными

ветствии с методикой оценки последствий отказа оборудования). Актуализация потребителей производится путем ежегодного обхода персоналом точек поставки электроэнергии и иными способами получения информации;

3) ежегодной актуализации данных по потребителям ТСО — внесения в информационную систему данных по новым потребителям ТСО и изменения у текущих потребителей ТСО.

К регулярным процессам Системы управления активами также относятся:

1. Процесс «Планирование производственной программы» (рис. 14):

- планирование диагностики;
- планирование технического обслуживания, ремонтов и замен;
- балансировка производственной программы и календарное планирование диагностики, ремонтов и замен, отключений оборудования;

2. Процесс «Выполнение производственной программы» (рис. 15):

- регулярный сбор данных по потребителям;
- корректировка планов-графиков диагностики, ремонтов и замен, отключений оборудования;
- организация работ;
- выполнение диагностики оборудования;
- выполнение ТО, ремонтов и замен оборудования;
- учет отключений;

3. Процесс «Анализ эффективности системы управления активами» (схема процесса верхнего уровня):

- анализ отключений оборудования и потребителей;
- комплексный анализ технического состояния оборудования;
- расчет и анализ ключевых показателей эффективности;

4. процесс «Управление методиками и регламентами системы управления активами» (рис. 16):

- управление методиками;
- управление регламентами;
- управление требованиями к ресурсам.

Все регламенты Стандарта имеют следующую одинаковую структуру:

- 1) общие положения;



Рис. 14. Схема процесса «Планирование производственной программы»



Рис. 15. Схема процесса «Выполнение производственной программы» (схема процесса верхнего уровня)

Операция	Филиал			ПО	РЭС
	Главный инженер	СУОЭХ	Подразделение эксплуатации и ТОиР		
Подпроцесс 1	Согласующий/Контролер		Ответственный	Исполнитель	Исполнитель
	Принимает решение о дальнейшей эксплуатации оборудования (при необходимости)		Организация и контроль выполнения работ.	Непосредственно выполняют работы.	Непосредственно выполняют работы.
Подпроцесс 2	Согласующий/Контролер		Ответственный	Исполнитель	Исполнитель
	Принимает решение о дальнейшей эксплуатации оборудования (при необходимости)		Организация и контроль выполнения работ.	Непосредственно выполняют работы.	Непосредственно выполняют работы.
Подпроцесс 3		Согласующий/Контролер	Ответственный	Исполнитель	Исполнитель
		Согласование. Методологическая поддержка.	Организация и контроль выполнения работ.	Непосредственно выполняют работы.	Непосредственно выполняют работы.

Пример временного графика:

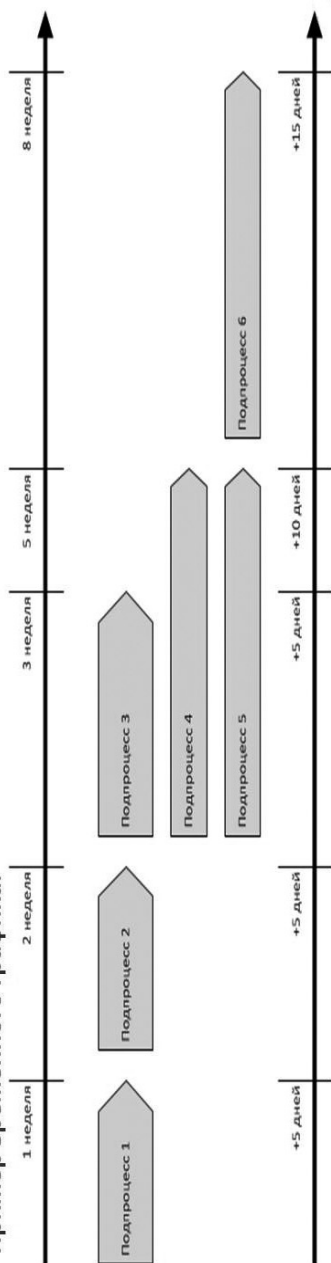


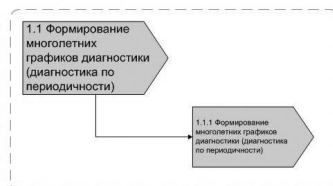
Рис. 16. Пример матрицы ответственности

1. Схема процесса

Вариант представления А:



Вариант представления Б:



2. Описание подпроцессов, входы и выходы подпроцессов

Документы Стандарта УА	Внешние входные данные	Наименования подпроцесса	Результат подпроцесса
Методика формирования производственной программы	Паспорта оборудования	1.1.1 Формирование многолетних графиков диагностики (диагностика по периодичности)	Согласованные на уровне Филиала многолетние графики испытаний, измерений и осмотров

Рис. 17. Раздел «Описание процесса»

- 2) матрица ответственности процесса;
- 3) временной график процесса;
- 4) описание процесса.

В разделе «Общие положения» приводятся: описание основных составляющих процесса, схема процесса верхнего уровня, описание общих принципов для всего процесса. Матрица ответственности процесса содержит: распределение ответственности между подразделениями и краткое описание функции подразделения в процессе. Временной график описывает сроки и последовательность выполнения процессов.

Описание процесса (рис. 17) содержит:

- схему процесса;
- описание подпроцессов, входы и выходы подпроцессов.

Требования к информационным системам

Очевидно, что обеспечить полноценный эффект от внедрения Системы управления активами невозможно без использования возможностей современных информационных систем в качестве ин-

струмента реализации процессов и методик управления активами.

Исторически в 14 ДЗО Холдинга деятельность ведется с использованием различного программного обеспечения и информационных систем. Поскольку каждая МРСК является многофилиальной структурой, в рамках одного ДЗО информационные системы и степень автоматизации филиалов могут быть различны.

Для обеспечения соответствия функциональных возможностей информационных систем всех компаний Холдинга принципам управления активами в Стандарте управления производственными определены «Бизнес-требования к программному обеспечению системы управления активами», назначение которых:

- обеспечение интеграции данных Системы управления активами в рамках Холдинга МРСК.
- обеспечение реализации использования методик и процессов, определенных Стандартом управления активами Холдинга МРСК.
- обеспечение интеграции процессов Системы управления активами с взаимосвязанными процессами.

Стандарт определяет:

- функциональные требования (например, масштабируемость, гибкость, повышение степени автоматизации процессов, ведение НСИ в полном объеме и т.д.);
- требования к архитектуре информационных систем.
- требования к организации структуры данных и взаимосвязи между данными.
- требования к управлению полномочиями пользователей.
- Требования по выгрузке данных для использования во внешних информационных системах;
- обеспечение соответствия справочников НСИ ТООР всех МРСК Холдинга централизованной автоматизированной СУ НСИ;
- требования к базовым функциям программного обеспечения (например, ведение классификации оборудования в соответствии со структурой классификатора Холдинга, данных о местоположении оборудования в структуре технических объектов, ранжирование воздействий на оборудование, содержащихся в планах ТООР, в соответствии с методикой планирования и т.д.).

Реализация требований к информационным системам в ДЗО

В настоящее время Холдингом в качестве базовых программных платформ развития системы управления активами определены SAP ERP и 1С. Во всех ДЗО Холдинга уже проведены доработки функциональности для проведения паспортизации и оценки технического состояния оборудования, приведена в соответствие с требованиями Стандарта база НСИ.

В настоящее время ведется работа по приведению функциональности информационных систем ДЗО в полное соответствие Требованиям Стандарта управления активами. Формирование производственных программ на 2014 г. осуществляется согласно Стандарту управления производственными активами ОАО «Холдинг МРСК» на основании оценки состояния и последствий отказов.

Результаты внедрения и перспективы развития стандарта «Управление производственными активами ОАО «Холдинг МРСК»

Развитие Системы управления активами будет происходить как в части ИТ-составляющей системы, так и методологии: методическая основа должна развиваться, процессами развития методик и НСИ, поддержанием их в актуальном состоянии необходимо управлять.

Функциональность информационных систем, введенных в промышленную эксплуатацию, будет расширена за счет разработки и ввода дополнительных форм требуемой аналитической отчетности, модулей расчета показателей эффективности. Это обеспечит условия перехода к использованию в практике Холдинга регулярного сравнительного анализа эффективности подразделений, по результатам которого будут формироваться конкретные цели в области операционной эффективности и планы мероприятий по их достижению.

Следующим шагом в области развития методологии управления активами станет переход в перспективе на вероятностный принцип прогнозирования уровня технического состояния и показателей

надежности. Данный переход будет осуществляться по мере накопления достаточных и достоверных данных в информационных системах (динамика изменения параметров, индексов состояния, статистика повреждаемости и пр.).

Применение электропередач и вставок постоянного тока в современной электроэнергетике

**Ю.П. Рыжов, канд. техн. наук, доцент,
Ю.В. Шаров, канд. техн. наук, профессор,
Научный исследовательский университет (МЭИ)**

В настоящее время для выработки электрической энергии, ее передачи на расстояние, распределения и потребления используется в основном переменный ток. Это объясняется, прежде всего, способностью переменного тока к трансформации, т.е. изменению напряжения с помощью достаточно простых аппаратов (трансформаторов), а также тем, что электродвигатели переменного тока по своей конструкции значительно проще и, следовательно, надежнее электродвигателей постоянного тока. Кроме того, большое значение имеет и то, что для сетей переменного тока возможно создать достаточно компактные и надежные выключатели, способные отключать токи в десятки килоампер при напряжении в сотни киловольт. Благодаря этому переменный ток используется везде, за исключением некоторых промышленных производств и электрического транспорта. И, тем не менее, электроэнергетики разных стран все чаще применяют постоянный ток для решения ряда задач, связанных с передачей электрической энергии на расстояние. Сопоставим характеристики линий переменного и постоянного тока.

Процесс передачи электрической энергии по линии постоянного тока носит принципиально иной характер и сама линия обладает качественно иными свойствами. Так как частота в данном случае равна нулю, то индуктивное сопротивление линии и ее емкостные проводимости также равны нулю, поэтому в установившихся режимах волновые процессы в линии отсутствуют. Именно это различие и лежит в основе всех решений, связанных с применением постоянного тока для транспорта электроэнергии.

Известно, что пропускная способность линии переменного тока снижается по мере увеличения ее длины, поскольку увеличивается

ее индуктивное сопротивление. Это вынуждает применять целый ряд мероприятий для повышения пропускной способности протяженных линий переменного тока — увеличение номинального напряжения, использование продольной емкостной компенсации и другие. Все это сказывается на стоимости линии.

В электропередачах постоянного тока отсутствует зависимость пропускной способности линии от ее длины. Отсутствует зарядная мощность и связанные с ней проблемы компенсации этой мощности. Кроме того, снимаются проблемы устойчивости совместной работы генераторов связываемых систем, снижаются токи коротких замыканий. Поэтому постоянный ток рассматривается как одно из эффективных средств передачи больших мощностей на большие расстояния по воздушным линиям.

В кабельных линиях переменного тока зарядная мощность ограничивает их длину и полезную передаваемую мощность из-за нагрева токоведущих жил кабеля. В кабельных линиях постоянного тока это ограничение снимается, что позволяет делать их достаточно длинными. В настоящее время длина наиболее длинной кабельной линии постоянного тока составляет 420 км, что невозможно для таких же линий переменного тока. И это не предел, рассматриваются проекты, где длина кабельной линии составляет 600—700 км.

В современной электроэнергетике постоянный ток используется для решения сравнительно небольшого, но достаточно важного круга задач, что объясняется его специфическими свойствами. К ним относятся дальние электропередачи, преодоление протяженных водных преград, связи систем с различной номинальной частотой.

В настоящее время все известные объекты постоянного тока, применяемые в электроэнергетике, делятся на две группы. К первой из них относятся *электропередачи постоянного тока* (ППТ), где электрическая энергия передается на какое-то расстояние. Неотъемлемой частью электропередач постоянного тока является воздушная или кабельная линия. Ко второй группе относятся *вставки постоянного тока* (ВПТ), где линия постоянного тока отсутствует. Вставки постоянного тока обычно используют для связи двух примыкающих друг к другу энергосистем переменного тока, работающих асинхронно или с различной номинальной частотой и в некоторых других случаях. Структурные схемы ППТ и ВПТ приведены на рис. 1.

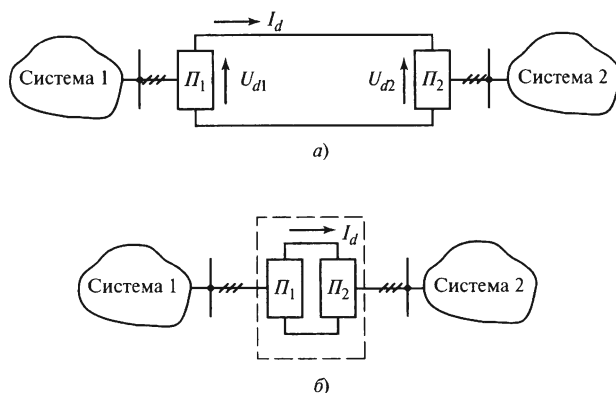


Рис. 1. Структурные схемы ППТ (а) и ВПТ (б)

Для электропередач выпрямитель и инвертор территориально разделены длиной линии, на вставках все звено постоянного тока расположено на одной подстанции, на которую заходят линии переменного тока от связываемых систем.

Поскольку как в ППТ, так и ВПТ энергия передается через звено постоянного тока, то в этом случае осуществляется полная развязка по частоте. С их помощью можно связывать системы, работающие с разной номинальной частотой или с одной номинальной частотой, но несинхронно в силу различных законов ее регулирования или различных требований к точности ее поддержания. Во всех этих случаях возможна передача мощности в двух направлениях, т.е. обеспечена *реверсивность* работы звена постоянного тока.

В схеме ППТ по концам линии включены преобразователи Π_1 и Π_2 , которые преобразовывают переменный ток в постоянный на отправном конце и постоянный в переменный — на приемном. Преобразователь, преобразующий переменный ток в постоянный, называется *выпрямителем*. Преобразователь, преобразующий постоянный ток в переменный — *инвертором*. По линии электропередачи передается постоянный ток.

В настоящее время используется два типа преобразователей — преобразователи тока и преобразователи напряжения (ПН). Их схемы приведены на рис. 2.

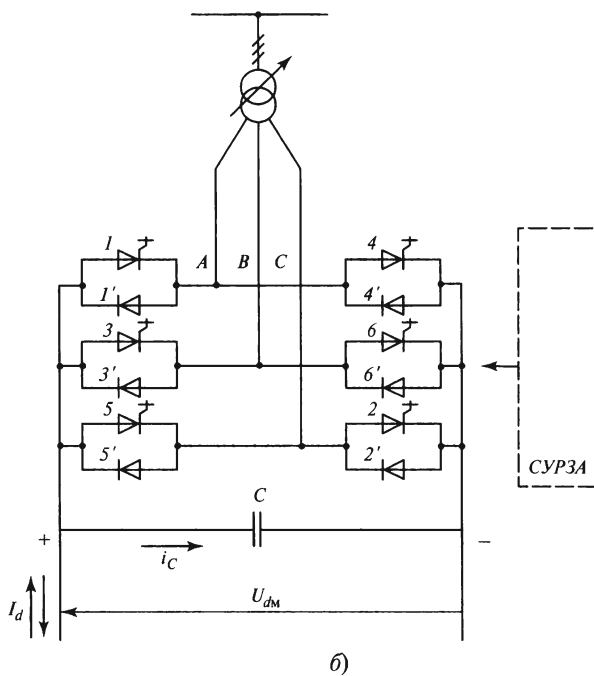
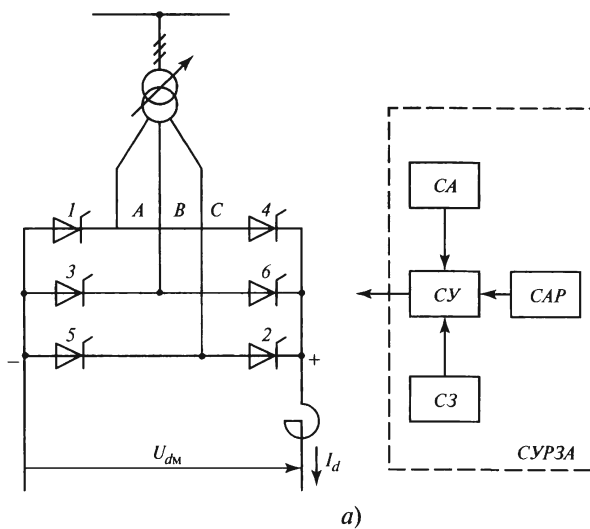


Рис. 2. Схемы преобразователя тока (а) и преобразователя напряжения (б)

Для преобразователей тока используются известные трехфазные мостовые схемы с использованием тиристоров, у которых контролируется только момент открытия. Преобразователи тока могут работать как выпрямителем, так и инвертором, но в каждом из этих режимов потреблять значительную реактивную мощность (0,4—0,6 квар/кВт).

Первые опытные образцы преобразователей напряжения получили применение в электроэнергетике в конце 80-х начале 90-х годов прошлого столетия. Для них используется несколько усложненная мостовая схема с обратным диодом для каждого вентиля и полностью управляемые тиристоры или силовые транзисторы, т.е. приборы, у которых контролируется как момент открытия, так и момент закрытия. Благодаря этому преобразователи напряжения могут работать во всех четырех квадрантах плоскости P — Q , т.е. работать как в выпрямительном, так и в инверторном режимах и в каждом из этих режимов потреблять или генерировать реактивную мощность. Это свойство преобразователей напряжения является очень важным, поскольку им не требуется дополнительных устройств компенсации реактивной мощности, как преобразователям тока.

Характерной особенностью преобразователей тока является возможность их последовательного соединения для увеличения выпрямленного напряжения и, соответственно, передаваемой мощности. Преобразователи напряжения такой способностью не обладают. Поэтому для мощных дальних электропередач сейчас обычно используются преобразователи тока, для относительно маломощных кабельных подводных электропередач (300—400 МВт) и вставок постоянного тока — преобразователи напряжения.

Удельная стоимость преобразователя напряжения по разным данным составляет от 140 до 180% стоимости преобразователя тока. Кроме того потери энергии в нем выше чем у преобразователя тока на 30—50%.

Современный мощный высоковольтный преобразовательный блок включает в себя не только преобразователь, но и ряд других элементов, составляющих неотъемлемую часть этого блока. Рассмотрим их назначение.

Основным элементом преобразовательного моста является вентиль. В настоящее время в качестве вентилях используются высо-

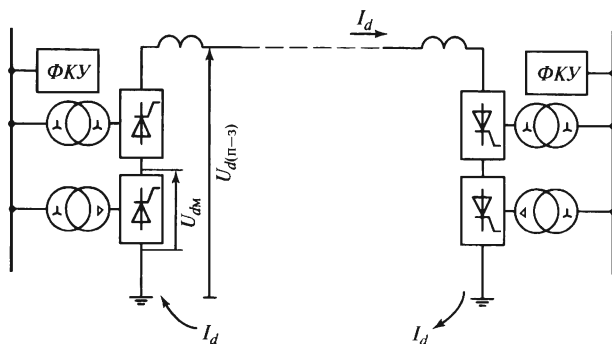


Рис. 3. Схема униполярной ППТ

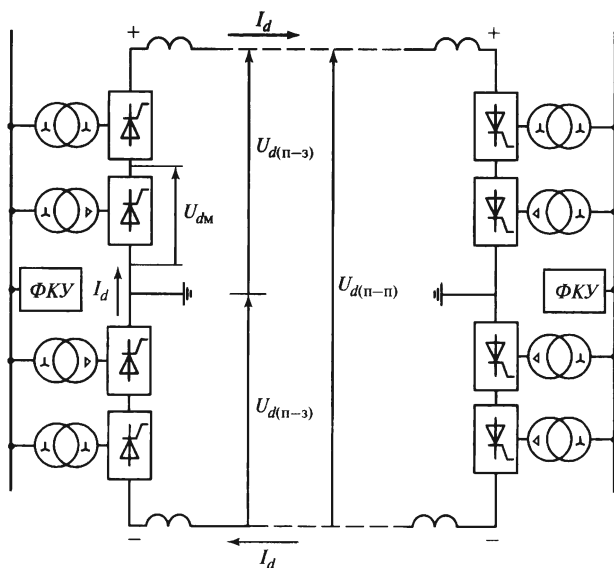


Рис. 4. Схема биполярной ППТ

ковольтные тиристорные вентили (ВТВ), собранные из единичных тиристоров, включенных последовательно.

Другим важным элементом преобразовательного блока является трансформатор, который связывает преобразовательный мост с сетью передающей или приемной системы (рис. 3, 4). Этот трансформатор выполняет две функции:

- создает необходимое значение выпрямительного напряжения U_{dM} , что обеспечивается выбором соответствующего коэффициента трансформации;
- электрически отделяет цепь выпрямленного тока от сети переменного тока.

Отличительной особенностью преобразовательных трансформаторов является их более высокое реактивное сопротивление ($x_{*T} = 0,16 \div 0,22$) чем у обычных трансформаторов той же мощности. Это объясняется условиями их работы в преобразовательных схемах. Полная мощность трансформатора обычно превышает мощность питаемого им моста на 20—25% в связи с большим потреблением реактивной мощности и увеличенными потерями активной мощности от токов высших гармоник.

Преобразовательные трансформаторы снабжены устройствами регулирования напряжения под нагрузкой, что необходимо для снижения потребления мостом реактивной мощности при изменении напряжения сети.

Мощность преобразовательного моста определяется параметрами тиристоров, точнее, параметрами ВТВ. При достигнутых параметрах тиристоров, преобразовательные мосты можно конструировать на большие мощности — до 1000 МВт и более. Однако здесь возникает ограничение, связанное с возможностью выполнения трансформаторов, питающих преобразователь. Эти трансформаторы работают в значительно более тяжелых условиях, чем обычные трансформаторы. Все это приводит к усложнению их конструкции и массы, что, в конечном итоге, вызывает большие сложности в их транспортировке от завода-изготовителя до места установки. Поэтому максимальная мощность преобразовательного трансформатора, достигнутая в настоящее время, составляет около $400 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ на фазу. По-видимому, эта мощность близка к предельной, и резкое ее увеличение вряд ли возможно. Поэтому на мощных ППТ $\pm 800 \text{ кВ}$, сооруженных в последние годы в Китае, для питания одного преобразовательного моста используются два трансформатора, включенные параллельно.

Управление режимом моста осуществляется с помощью системы управления (СУ), которая генерирует управляющие импульсы, распределяет их по вентилям моста и выполняет необходимый сдвиг их

по фазе относительно питающего напряжения. На систему управления воздействует система автоматического регулирования (САР), поддерживающая параметры режима, например, ток в линии, передаваемую мощность и ряд других в заданных пределах путем изменения фазы подаваемых импульсов. На СУ воздействует также система защиты (СЗ), автоматически запирающая передачу управляющих импульсов на вентили при возникновении аварийных ситуаций в преобразовательном мосту или в линии. Кроме того, на СУ воздействует система автоматики (СА), которая осуществляет, например, автоматический ввод моста в работу после действия защиты и выполняет ряд других функций. Все эти системы объединены в один комплекс СУРЗА (система управления, регулирования, защиты, автоматики), который является неотъемлемой частью преобразовательного блока. На современных ППТ и ВПТ задачи комплекса СУРЗА решаются с помощью ЭВМ.

Благодаря наличию быстродействующей системы автоматического регулирования возмущения, возникшие в результате аварии в одной из связываемых систем, не передаются в другую, как это было бы при их связи по линиям переменного тока. Кроме того, наличие такой системы регулирования превращает ППТ и ВПТ в гибкое звено энергосистемы, поскольку мощность, передаваемая по этому звену, может регулироваться в широких пределах в соответствии с потребностями системы. Поэтому ППТ и линии переменного тока с ВПТ в полной мере могут рассматриваться как гибкие линии.

В полюс моста включен реактор с индуктивностью L_d . В многомоновых схемах подстанций такой реактор включается в каждый полюс передачи перед линией. Обычно он имеет достаточно большую индуктивность 0,5—1,0 Гн. Реактор предназначен для сглаживания пульсаций выпрямленного тока и исключает, совместно с фильтрами 6-й и 12-й гармоник, установленными на полюсах, проникновение этих гармоник в линию. На современных мощных ППТ в Китае используются два реактора на каждый полюс линии. Один из них включен последовательно в полюс линии, второй включается между точкой заземления и нижним мостом.

Одним из обязательных элементов преобразовательного блока являются фильтрокомпенсирующие устройства (ФКУ). Они предназначены для компенсации токов высших гармоник, генерируемых

преобразователем, и реактивной мощности, которая им потребляется. В состав ФКУ входят фильтры токов высших гармоник, батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы или статические источники реактивной мощности. Схемы включения и состав элементов ФКУ могут быть различны.

В состав основного оборудования преобразовательных подстанций входит коммутационное оборудование распределительного устройства переменного тока. В результате преобразовательные подстанции электропередач и вставок постоянного тока имеют более высокую стоимость, чем подстанции переменного тока равной мощности. Удельная стоимость (руб/кВт) преобразовательной подстанции (при использовании преобразователей тока) составляет, примерно, 180—280% удельной стоимости подстанции переменного тока той же мощности. При этом меньшее значение относится к более мощной подстанции.

Электропередачи постоянного тока могут быть двух типов — униполярные и биполярные. В униполярной передаче (рис. 3) один из полюсов заземляется с двух сторон и передача тока этого полюса осуществляется по земле, электрическое сопротивление которой равно нулю. Поэтому для электропередачи требуется только один полюс, подвешенный на изоляторах, если линия воздушная, или одножильный кабель, проложенный в земле или по морскому дну.

Область применения униполярных ППТ — передача относительно небольших мощностей (несколько сотен мегаватт) на относительно небольшое расстояние, главным образом при пересечении водных преград. По такой схеме выполнен ряд электропередач в Балтийском и Средиземном морях, в Японии.

Для мощных электропередач применяют другую схему, где линия выполнена с двумя полюсами, каждый из которых изолирован от земли. Заземляются средние точки преобразовательных подстанций. Такая передача называется *биполярной*. Схема одной цепи такой передачи приведена на рис. 4. Иногда такую цепь называют *биполем*. При необходимости увеличения мощности передачи сооружают вторую такую же линию.

Благодаря тому, что средние точки преобразовательных подстанций заземлены, каждая цепь может быть разделена на две независимые полуцепи. В нормальных режимах ток от выпрямителя

к инвертору передается по положительному полюсу линии и возвращается по отрицательному. При равной нагрузке обеих полупедей ток в земле равен нулю. Однако следует отметить, что на практике невозможно обеспечить полную идентичность параметров оборудования и параметров режима каждой из полупедей. Поэтому некоторый небаланс всегда существует, и ток в земле не равен нулю. Однако он много меньше тока полюса, и обычно его не учитывают. Важно отметить, что при выходе одной полупеи из работы другая продолжает работать с возвратом тока через землю. При этом мощность передачи уменьшается вдвое, тем не менее, передача, хотя и со сниженной мощностью, остается в работе. Сопоставим с передачей переменного тока, где при устойчивом однофазном коротком замыкании одной из фаз линии вся линия должна быть отключена.

Стоимость воздушной линии электропередачи определяется стоимостью проводов, опор, их фундаментов, линейной изоляции, условиями прокладки трассы, монтажа. По современным данным удельная стоимость 1 км воздушной линии переменного тока, примерно, на 40—60% больше удельной стоимости линии постоянного тока равной пропускной способности. Здесь большее значение относится к линиям более высокого напряжения и большей пропускной способности.

Необходимо учесть, что приведенные выше соотношения стоимостей относятся только к собственно линиям. В них не учтены затраты на компенсирующие устройства (реакторы, УПК), которые потребуются для линии переменного тока. С их учетом различие в стоимостях линий будет еще больше.

Важно отметить, что линия постоянного тока имеет только два полюса вместо трех фаз линии переменного тока. Отсюда меньшие гололедные и ветровые нагрузки и, как следствие, более легкие опоры. Для линий переменного и постоянного тока равной пропускной способности в 6000 МВт опора линии переменного тока имеет массу 19,8 т, опора линии постоянного тока 9,4 т. Кроме того, по линии постоянного тока передается только активная мощность, реактивная отсутствует. Поэтому на такой линии отсутствуют компенсирующие устройства. Опоры этих линий приведены на рис. 5.

Поскольку общие затраты на линию определяются ее длиной, то в результате для протяженных линий постоянного тока экономия на сооружении линии компенсирует избыточные затраты на сооруже-

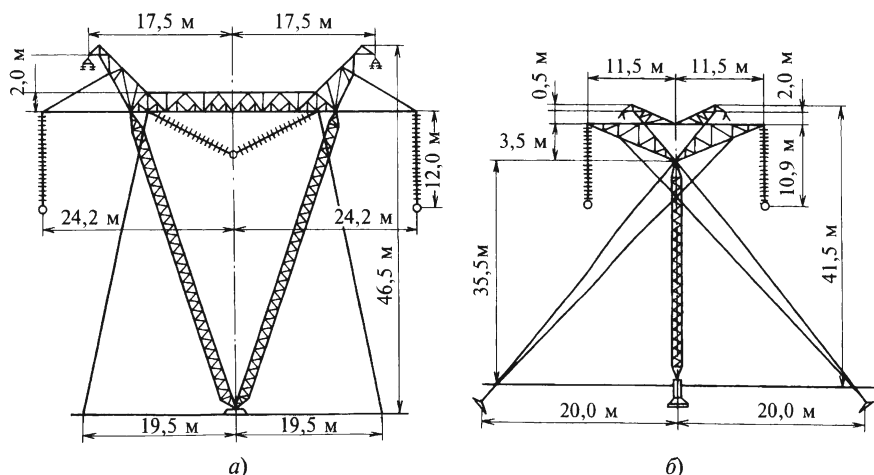


Рис. 5. Опоры линии переменного тока $U_{\text{ном}} = 1150$ кВ (а) и линии постоянного тока $U = \pm 750$ кВ равной пропускной способности

ние преобразовательных подстанций. При некоторой длине линии, называемой *критической* $L_{\text{кр}}$, затраты на сооружение электропередачи постоянного и переменного тока становятся равными (рис. 6). При длине линии свыше критической целесообразно сооружать линию постоянного тока, при длине линии менее критической — переменного тока.

Значение критической длины линии определяется соотношением цен на аппаратуру и оборудование подстанций, а также на провода, изоляторы, опоры линий. Кроме того, значение критической длины линии определяется условиями прохождения трассы. При тяжелых условиях эта длина меньше, чем при благоприятных условиях. Применительно к условиям России критическая длина линии составляет 600—1000 км. По некоторым зарубежным данным эта длина лежит в диапазоне 600—800 км.

Выбор рода тока — постоянного или переменного, а также номинального напряжения при выборе варианта сооружения электропередачи производится на основании детальных технико-экономических сопоставлений. В них учитывается целый ряд факторов, таких как капитальные вложения в линии и подстанции, ежегодные издержки на эксплуатацию и ремонт линий и подстан-

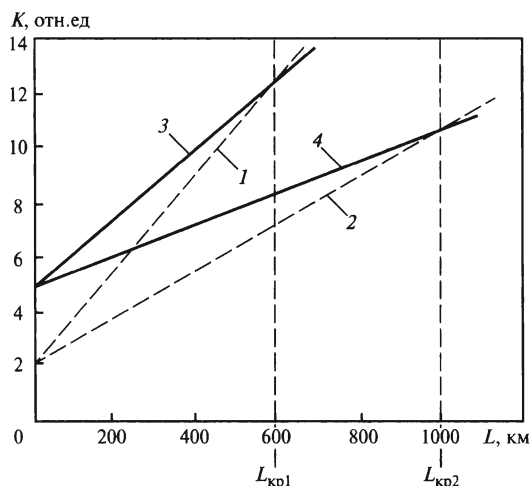


Рис. 6. Стоимость линии переменного (штриховые линии) и постоянного тока (сплошные линии) одинаковой пропускной способности в зависимости от длины:

1, 3 — тяжелые условия трассы; 2, 4 — благоприятные условия трассы

ций, стоимость потерь энергии на нагрев проводов, корону и пр. Одним из важных показателей является себестоимость электроэнергии на приемном конце электропередачи. Необходимо также учитывать и системные аспекты, которые возникнут при сооружении той или иной передачи: вопросы устойчивости генераторов удаленной станции или связываемых систем, перспективы развития системы и многое другое.

Отсутствие волновых процессов в линиях постоянного тока позволяет сооружать их в тех случаях, когда сооружение линии переменного тока будет невозможным или связано со значительными трудностями, например, при длине линии свыше 1500 км.

Для связи удаленных гидростанций с приемной системой целесообразно использовать ППТ, поскольку при этом возможна асинхронная работа генераторов ГЭС, т.е. изменение частоты вращения турбин, по сравнению с синхронной. Это позволяет обеспечить работу турбин с максимальным значением КПД практически во всех режимах. Особое значение этот фактор может иметь для приливных гидростанций.

Межсистемные связи также целесообразно выполнять на постоянном токе, так как при этом возможна асинхронная работа связываемых систем, что позволяет решить следующие важные задачи:

- снимается проблема устойчивости совместной работы этих систем;
- в каждой из этих систем уменьшаются токи коротких замыканий;
- возмущения (аварии) локализуются в аварийной системе и не проникают в другие;
- снимаются стохастические колебания мощности, которые неизбежно возникают при связи на переменном токе.

Кабельные линии постоянного тока высокого напряжения и с передаваемой мощностью в сотни мегаватт могут применяться и для ввода мощности в центры крупных городов и промышленных районов, которые занимают большие территории и потребляют весьма значительные мощности. При высотной застройке центральных районов города плотности нагрузки могут составлять 200—500 МВт/км². Причем эти мощности имеют тенденцию к возрастанию. Сооружение крупных электростанций в центральной части города нецелесообразно по многим причинам, в том числе и экологическим. Поэтому мощности нужно вводить в центр города с его окраин или из пригородов, где возможно сооружение подстанций 330—500 кВ, куда передается энергия от удаленных электростанций, а затем эту мощность передавать в центр города по кабельным линиям высокого напряжения, так называемым *глубоким вводам*.

Глубокий ввод мощности в город по кабелям постоянного тока имеет преимущество, заключающееся в том, что при этом не увеличиваются токи коротких замыканий в городской сети и исключаются мероприятия по их ограничению, замене коммутационных аппаратов или размыканию сложно-замкнутой сети как это было бы при использовании ввода на переменном токе. Кроме того, в этом случае снимаются проблемы, связанные с компенсацией зарядной мощности кабельных линий переменного тока сверхвысокого напряжения. Однако, следует иметь в виду, что такое решение потребует сооружения преобразовательных подстанций в начале и конце кабельной линии.

Безусловный приоритет постоянный ток имеет при сооружении длинных кабельных линий, в особенности подводных. В кабельных линиях переменного тока зарядная мощность ограничивает их длину и полезную передаваемую мощность из-за нагрева токоведущих жил кабеля его зарядной мощностью. Для кабельной линии переменного тока обычного исполнения, напряжением 220—500 кВ критическая длина, определенная по условию $I_{\text{зарядн}} \leq I_{\text{пред, доп.}}$, составляет 30—40 км. В кабельных линиях постоянного тока это ограничение снимается, что позволяет делать их достаточно длинными.

Так, например, кабельная линия постоянного тока Норвегия—Нидерланды, при общей длине 580 км имеет кабель, проложенный по дну Северного моря, длиной 420 км. В перспективе предполагается сооружение кабельных линий постоянного тока длиной 600—700 км (Великобритания—Исландия). Построить такие линии на переменном токе не представляется возможным.

Таким образом, ППТ и ВПТ применяются для решения достаточно широкого круга задач электроэнергетики, таких как:

- передача энергии от удаленных электростанций;
- связь двух или нескольких систем, работающих несинхронно или с различной номинальной частотой;
- шины постоянного тока;
- пересечение больших водных пространств с помощью кабельных линий;
- глубокие кабельные вводы в города и промышленные центры;
- межгосударственные связи.

Следует отметить, что наряду с перечисленными выше преимуществами, электропередачи и вставки постоянного тока традиционного исполнения обладают рядом недостатков, как впрочем, и любое другое инженерное решение. К числу основных недостатков относятся:

- большое потребление реактивной мощности преобразовательными устройствами;
- несинусоидальная форма сетевого тока преобразователей, т.е. тока, содержащего высшие гармоники;
- сложности с промежуточным отбором мощности от ППТ.

Необходимость компенсации реактивной мощности и токов высших гармоник требует установки на преобразовательных под-

станциях фильтрокомпенсирующих устройств, что увеличивает стоимость подстанции.

Выше отмечалось, что преобразователи напряжения в значительной мере лишены этих недостатков. Однако в силу ряда причин широкого применения для сооружения дальних ППТ они пока не получили. Основными причинами являются:

- отсутствие возможности последовательного соединения нескольких ПН для увеличения выпрямленного напряжения;
- существенно более высокая стоимость по сравнению с преобразователями тока;
- более высокие потери активной мощности.

Первые, маломощные опытно-промышленные электропередачи постоянного тока были сооружены еще в начале 50-х годов прошлого столетия. В качестве вентилях в них использовались ртутные вентили, обладавшие крупными недостатками. Эти вентили применялись и для сооружения более мощных электропередач до конца 60-х годов прошлого столетия. Одна из таких электропередач — Волгоград—Донбасс — была сооружена в СССР в 1962—1965 гг. и имела следующие параметры: мощность 720 МВт, напряжение ± 400 кВ. В течение ряда лет она была крупнейшей электропередачей постоянного тока в мире. Эта электропередача находится в работе до настоящего времени, хотя и нуждается в радикальной реконструкции.

Начиная с 1976 г., для сооружения ППТ и ВПТ применяются только высоковольтные тиристорные вентили (ВТВ). Основные параметры этих вентилях (ток и напряжение) непрерывно возрастали, что давало возможность увеличивать мощность преобразовательных блоков. В середине 70-х годов прошлого столетия суммарная мощность всех объектов постоянного тока в мире составляла 6 ГВт, в 1982 г. — 12 ГВт.

Сейчас в мире работают свыше ста ППТ и ВПТ общей мощностью свыше 50 ГВт. Проектируются еще около 50 объектов постоянного тока с вводом до 2020 г. Следует отметить, что действующие объекты постоянного тока характеризуются высокой надежностью и энергетической готовностью. Статистические данные показывают, что их энергетическая готовность составляет 85—98,5%, при этом основная доля всех отказов (до 80%) приходится на оборудование переменного тока, входящее в состав ППТ или ВПТ.

Таблица 1. Характеристики некоторых крупных электропередач и вставок постоянного тока

Название ППТ или ВПТ (страна)	Пропускная способность, МВт	Напряжение, кВ	Длина линии, км	
			воздуш-ной	кабель-ной
Кабора—Баса (Мозамбик) — Апполо (ЮАР)	1920	± 533	1440	—
Инга—Шаба (Заир)	1120	± 500	1630	—
Итайпу (Бразилия), две цепи	2×3150	± 600	816; 792	—
Нельсон Ривер — Виннипег (Канада)	2×1620	± 450	2×900	—
Тихоокеанская (США)	3100	± 500	1632	—
Интермаунтин (США)	1600	± 500	788	—
МППТ ГЭС Ла Гранд (Канада) — Санди Понд (Бостон, США)	2250	± 400	1486	—
Англия—Франция (через Ла-Манш)	2×1000	± 270	—	70
Швеция—Финляндия (Фено-Скан)	2000	± 500	100	200
Норвегия—Дания (через Скагеррак)	1000	±500	113	127
Швеция—Германия (Балтик кэйбл)	600	460	12	250
Хоккайдо—Хонсю (Япония)	600	±250	81	43
Норвегия—Нидерланды	700	±450	160	420
Юнань—Гуандонг (Китай)	5000	±800	1418	—
Ксянджиаба—Шанхай (Китай)	6400	±800	1935	—
ВПТ Выборг (Россия—Финляндия)	4×355	±170	—	—
ВПТ Чатегей (Канада—США)	2×550	±140	—	—
ВПТ Виндъяхал (Индия)	2×500	±70	—	—
ВПТ Гараби (Бразилия—Аргентина)	4×550	±70	—	—
ВПТ Шин Шинано (Япония)	2×150	+125	—	—
ГЭС на р. Мадейра (Бразилия), проект	2×3000	±600	2375	—

Характеристики наиболее крупных электропередач в различных странах мира приведены в табл. 1. Ниже даны краткие комментарии.

Характерной особенностью энергосистем западноевропейских стран являются относительно небольшие расстояния между источниками питания и узлами нагрузки, а также разветвленная электрическая сеть переменного тока. Поэтому мощные воздушные электропередачи постоянного тока там не нужны. В то же время

ряд стран Западной Европы отделен друг от друга морями или морскими проливами, отсюда — необходимость преодоления водных преград для связи энергосистем этих стран. Поэтому в Европе для решения этой задачи получили применение кабельно-воздушные (гибридные) линии постоянного тока. В этих линиях основная часть выполняется кабелем, проложенным по морскому дну, а небольшие концевые участки — воздушными линиями.

Все крупные энергосистемы Европы, включая энергосистемы Скандинавии и побережья Средиземного моря, объединены электропередачами и вставками постоянного тока. В настоящее время в Европе построено 23 объекта постоянного тока и предполагается сооружение еще 5 объектов. В частности, рассматривается проект межгосударственной связи Франция—Испания. Параметры этой связи: две цепи напряжением ± 320 кВ, передаваемая мощность по 1000 МВт на каждую цепь, линия кабельная, прокладывается в горных условиях. Срок ввода в эксплуатацию 2016 г.

В 2011 г. был введен в работу второй полюс электропередачи Фено—Скан (связь между Финляндией и Швецией через Ботнический залив), благодаря чему пропускная способность этой связи возросла до 2000 МВт. Рассматривается проект кабельной линии Великобритания—Исландия длиной 700 км.

В России, в связи с сооружением второй очереди Ленинградской АЭС, намечается построить ППТ ЛАЭС-2 — Выборгский преобразовательный комплекс. Напряжение ± 300 кВ, передаваемая мощность 1000 МВт, линия воздушно-кабельная, предполагаемый срок ввода в эксплуатацию — 2016 г.

В Северной Америке действует целый ряд мощных электропередач и вставок постоянного тока. В Канаде имеется две вставки и три электропередачи постоянного тока суммарной мощностью 7800 МВт. Из трех электропередач две представляют собой электропередачи от гидроэлектростанций на р. Нельсон (ППТ Нельсон Ривер) до г. Виннипег на расстояние около 900 км. Эти ППТ были сооружены еще в 70—80-х годах прошлого столетия. Сейчас рассматривается проект третьей ППТ напряжением ± 500 кВ и с передаваемой мощностью 2300 МВт. При этом в качестве преобразователей предполагается использовать преобразователи напряжения, для чего разрабатывается специальная схема их включения.

В США действуют десять вставок постоянного тока, работающих как межсистемные связи, и четыре электропередачи, одна из которых межгосударственная (Канада — США). Эта передача заслуживает особого внимания, поскольку это первая в мире и пока единственная ППТ с промежуточными подстанциями. Две из них расположены в Канаде одна в США. Эти подстанции могут работать как в выпрямительном, так и в инверторном режиме. Суммарная длина этой ППТ 1486 км, напряжение ± 400 кВ, передаваемая мощность 2250 МВт.

Две крупные энергосистемы США — Западная и Восточная — имеют одну номинальную частоту, но работают асинхронно, обмениваясь активной мощностью через шесть относительно маломощных (250 — 300 МВт) вставок постоянного тока. Энергосистема штата Техас имеет связь с другими системами (США, Мексики) только через вставки постоянного тока.

Одна из самых мощных электропередач постоянного тока находится в Бразилии (ГЭС Итайпу — Сан Пауло). Эта передача имеет две цепи напряжением ± 600 кВ, передаваемая мощность по каждой цепи 3150 МВт на расстояние 800 км. Она была введена в работу в 1988 г.

В настоящее время в Бразилии реализуется проект передачи большой мощности от сооружаемых ГЭС на реке Мадейра (один из притоков р. Амазонки) в район г. Сан Пауло. Длина линии 2375 км, передаваемая мощность 6300 МВт. Рассматривалось несколько вариантов выполнения этой электропередачи, в том числе и трехцепная электропередача переменного тока напряжением 765 кВ. В результате предпочтение, как с технологической, так и с экономической стороны было отдано двухцепной электропередаче постоянного тока напряжением ± 600 кВ. Срок окончания работ — 2017 г. Кроме электропередач постоянного тока в Бразилии на границе с Аргентиной имеется вставка постоянного тока, предназначенная для связи энергосистем этих стран, поскольку их номинальные частоты различны. В Бразилии частота 60 Гц, в Аргентине 50 Гц. Пропускная способность этой вставки 2000 МВт.

Большое внимание применению постоянного тока в электроэнергетике уделяется в Китае и Индии. В Китае в декабре 2011 г. в работе находилось 14 объектов постоянного тока, из них 3 ВПТ и

11 ППТ напряжением от ± 400 до ± 800 кВ. Две линии напряжением ± 800 кВ имеют длину 18991 и 1418 км и передаваемую мощность, соответственно 6400 и 5000 МВт. В середине 2012 г. была введена в работу еще одна линия того же класса напряжения длиной 2095 км и пропускной способностью 7200 МВт. В стадии сооружения находится еще одна линия напряжением ± 800 кВ.

Кроме того, имеется шесть линий напряжением ± 500 кВ, каждая из которых имеет длину немногим больше 2000 км и пропускную способность 3000 МВт. Имеются также линии напряжением ± 400 и ± 600 кВ. Сооружение ППТ напряжением ± 500 кВ продолжается. Все эти электропередачи предназначены для транспорта мощности от удаленных электростанций, в том числе, от строящейся гидроэлектростанции «Три ущелья» и для межсистемных связей. Таким образом, создается сеть постоянного тока, что повышает надежность работы всей энергосистемы страны.

Похожая ситуация в Индии. В соответствии с планом развития энергосистемы Индии предполагается ее изначальное разделение на несколько несинхронно работающих частей. Эти части должны быть связаны между собой электропередачами и вставками постоянного тока. С этой целью была построена одна межсистемная ППТ и введены в эксплуатацию четыре ВПТ общей мощностью 2500 МВт. Строятся еще три межсистемные ППТ и проектируется сооружение еще нескольких линий и вставок постоянного тока. Одна из этих линий должна иметь напряжение ± 800 кВ, длину 1730 км, три подстанции и пропускную способность 6000 МВт.

Все эти ППТ в совокупности должны создать системообразующую сеть постоянного тока, что позволит обеспечить высокую управляемость и обеспечить высокую живучесть энергосистемы страны.

В Японии граница между системами, работающими на различных частотах (50 и 60 Гц), проходит по острову Хонсю. Связь между этими системами осуществляется с помощью трех ВПТ общей мощностью 1200 МВт. Кроме того, в южной части острова между двумя системами, работающими с одной номинальной частотой, есть ВПТ, которая используется для регулирования межсистемных перетоков мощности. В Японии работают также гибридные и кабельные ППТ. Одна из них является несинхронной связью между энергосистемами остро-

вов Хоккайдо и Хонсю, другая служит для выдачи мощности крупных электростанций, расположенных на небольшом острове.

Рассмотрим перспективы применения объектов постоянного тока в России. Географическое положение, природные условия, протяженность территории, неравномерное распределение ископаемых ресурсов страны, развитая промышленность, наличие крупных энергообъединений, расположенных на значительных расстояниях друг от друга, делают Россию страной, где объекты постоянного тока могут найти широкое применение.

Одной из крупнейших в мире должна была стать электропередача постоянного тока Экибастуз—Центр, строившаяся в нашей стране в 80-х годах прошлого столетия. Ее мощность 6000 МВт, напряжение ± 750 кВ, длина 2420 км намного превосходили известные в то время параметры электропередач постоянного тока. По замыслу разработчиков эта передача должна была быть впоследствии продлена до Братской ГЭС, и иметь ответвление на Урал. Было разработано и испытано на стендах все основное оборудование. Была сооружена значительная часть линии и начат монтаж оборудования на преобразовательных подстанциях. Распад СССР не позволил довести строительство до конца.

В перспективных планах развития российской электроэнергетики на период 2011—2030 г. предусматривается сооружение нескольких электропередач и вставок постоянного тока. Для вовлечения в топливно-энергетический баланс европейской части страны мощностей тепловых и гидравлических электростанций Сибири рекомендуется сооружение следующих ППТ:

- Сибирь—Урал—Центр, напряжение ± 750 кВ, передаваемая мощность 3000 МВт, длина 3700 км;
- Урал—Средняя Волга—Центр, напряжение ± 750 кВ, передаваемая мощность 3000 МВт, длина 1850 км;
- Эвенкийская ГЭС—Тюмень; две цепи напряжением ± 500 кВ, суммарная передаваемая мощность 5000 МВт, длина 800 км.

Для связи ОЭС Сибири и ОЭС Востока предусматривается сооружение вставок постоянного тока на двух подстанциях 220 кВ связи Сибирь—Восток. Одна из них на подстанции Могоча будет введена в работу в ближайшие годы. Рассматривается также сооружение электропередач и вставок постоянного тока для связей с иностран-

ными государствами: Сибирь — Китай, Сахалин — о. Хоккайдо (Япония), ОЭС Юга — Иран и др.

Кроме того, в связи с резким возрастанием токов коротких замыканий в существующих сетях переменного тока, особенно в крупных промышленных районах и районах мегаполисов, рассматривается возможность снижения этих токов за счет применения вставок постоянного тока.

Таким образом, для решения многих задач современной электроэнергетики могут быть использованы два рода тока — переменный и постоянный. Применительно к решению инженерных задач оба эти тока имеют как преимущества, так и недостатки. Устранение этих недостатков или компенсация их влияния требует проведения определенных мероприятий, что в конечном итоге приводит к увеличению стоимости того или иного варианта. Поэтому окончательное решение должно приниматься на основании тщательного анализа как технических, так и экономических аспектов различных вариантов решения рассматриваемой задачи.

Литература

1. **Рыжов Ю.П.** Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: Учебник для вузов. — М.: Издательский дом МЭИ, 2007.

Содержание

Предисловие.....	3
Аспекты производства, передачи и потребления электроэнергии в России и за рубежом. <i>С.В. Локтионов, Ю.В. Шаров.....</i>	5
Управляемые («гибкие») линии переменного тока и линии постоянного тока. <i>Ю. Г. Шакарян</i>	53
Оперативно-диспетчерское управление ЕЭС России. История создания, структура и основные функции. <i>А.Ф. Бондаренко.....</i>	74
Автоматизированная система технологического управления Единой национальной электрической сетью России. <i>Р.Г. Шамонов</i>	124
Аспекты функционирования рынка электроэнергии ОРЭМ. <i>В.А. Шкатов</i>	161
Анализ и планирование электропотребления энергосистем. <i>Б.И. Макоклюев</i>	172
Прогнозирование развития Единой энергетической системы (ЕЭС) России. <i>В.И. Чемоданов, П.Ю. Полудницын</i>	200
Основные направления энергосбережения и повышения энергетической эффективности в электрических сетях. <i>В.Э. Воротницкий</i>	231

Современные программные средства, применяемые в технологии планирования и управления режимами энергосистем. <i>А.С. Полижаров</i>	261
Методы и средства расчета потерь электрической энергии. <i>М.А. Калинкина</i>	273
Государственная политика и законодательная база в области энергосбережения. <i>И.Н. Задирако</i>	293
Управление производственными активами ОАО «Холдинг МРСК». <i>Д.Л. Панков</i>	317
Применение электропередач и вставок постоянного тока в современной электроэнергетике. <i>Ю.П. Рыжов, Ю.В. Шаров</i>	357

Учебное издание

Бондаренко Александр Федорович, Воротницкий Валерий
Эдуардович, Задирако Ирина Николаевна, Калинкина Маргарита
Анатольевна, Локтионов Сергей Викторович, Макоклюев Борис
Иванович, Панков Дмитрий Леонидович, Полижаров Андрей
Сергеевич, Полутницын Павел Юрьевич, Рыжов Юрий Петрович,
Чемоданов Владимир Ильич, Шакарян Юрий Гевондович,
Шамонов Роман Геннадьевич, Шаров Юрий Владимирович,
Шкатов Владимир Александрович

**Современное состояние и перспективы
развития электроэнергетики**

Сборник лекций

Редакторы: *Л. Л. Жданова, Н. В. Ольшанская*
Компьютерная верстка и художественное
оформление *В. В. Дёмкин*

Подписано в печать с оригинал-макета 23.09.14.
Формат 60×88/16. Бумага офсетная № 1.
Усл.-печ. л. 23,7. Уч.-изд. л. 23,56. Тираж 300 экз.

ООО «Издательство Машиностроение»
107076, Москва, Стромьинский пер., 4
www.mashin.ru

Отпечатано в типографии ООО «Галлея-принт»

ISBN 978-5-94275-758-8



9 785942 757588