

Информация ОАО «СО ЕЭС», подлежащая раскрытию согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 г. № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии»

Показатели эффективности использования капитала

Метод расчета экономически обоснованного уровня доходности инвестированного капитала при государственном регулировании тарифов ОАО «СО ЕЭС» на 2008 год не применялся.

Информация о тарифе на услуги
по оперативно-диспетчерскому управлению

Приказом ФСТ России от 28.12.2007 № 543-э/1 утверждены тарифы на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике на 2008 год, оказываемые:
ОАО «СО ЕЭС» в размере 5481,76 руб./МВт мес.
ОАО «Башкирэнерго» в размере 3576,37 руб./МВт мес.
ЗАО «РДУ Татэнерго» в размере 1565,20 руб./МВт мес.
ОАО «Иркутская электросетевая компания» в размере 1515,41 руб./МВт мес.
ЗАО «Новосибирский региональный диспетчерский центр» в размере 5200,99 руб./МВт мес.
Приказ ФСТ России от 28.12.2007 № 543-э/1 опубликован в Информационном бюллетене ФСТ России № 48 (278) от 31.12.2007.

Информация об объеме средств, предназначенных
для страхования риска ответственности субъектов оперативно-диспетчерского
управления за причинение ущерба субъектам электроэнергетики

Объем средств, предусмотренных в тарифе на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, оказываемые ОАО «СО ЕЭС» на 2008 год, и предназначенных для страхования риска гражданской ответственности субъектов оперативно-диспетчерского управления за причинение ущерба субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии в соответствии с п. 3 ст. 18 Федерального закона Российской Федерации от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», составил 53 417 тыс. руб.

В настоящее время порядок определения страховых рисков субъектов оперативно-диспетчерского управления в соответствии с п. 2 ст. 21 Федерального закона Российской Федерации от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» Правительством Российской Федерации не утвержден.

ПЕРЕЧЕНЬ основных контролируемых сечений электрической сети ЕЭС России, величины максимально допустимых порогов для нормальной схемы в ценовой зоне оптового рынка переходного периода

Контролируемое сечение	Связи между ОЭС	Класс напряжения ВЛ, кВ	Максимально допустимые пороговые значения в контролируемом сечении в прямом/обратном направлениях, МВт
1	2	3	4
Сибирь – Казахстан	ВЛ 500 кВ Таврическая – Сибирь	500	1700 / 1700
	ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай	500	
	ВЛ 500 кВ Рубцовская – Барнаульская	500	1700 / 1700
	ВЛ 500 кВ Таврическая – Сибирь	500	
	ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай	500	
Урал – Казахстан	ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская	500	1200 / 1500
	ВЛ 500 кВ Курган – Аврора	500	
	ВЛ 1150 кВ Костанайская – Кокшетауская	500	– / 1100
	ВЛ 500 кВ Сокол – Есиль	500	
	ВЛ 1150 кВ Костанайская – Кокшетауская	500	
Урал – Средняя Волга, Центр (из Урала)	ВЛ 500 кВ Сокол – Есиль	500	2800
	ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС – Вятка	500	
	ВЛ 500 кВ Занская ГРЭС – Нижнекамская ГЭС	500	2700
	ВЛ 500 кВ Бугульма – Бекетово	500	
	ВЛ 500 кВ Костромская АЭС – Звезда	500	
Урал – Запад (на Урал)	ВЛ 500 кВ Уфимская – Нижнекамская ГЭС	500	3000
	ВЛ 500 кВ Бугульма – Бекетово	500	
	ВЛ 500 кВ Костромская АЭС – Звезда	500	4300
	ВЛ 500 кВ Чебоксарская ГЭС – Нижегородская	500	
	ВЛ 500 кВ Осиновка – Вешкайма	500	
Центр – Восток (на Восток)	ВЛ 500 кВ Арамасская – Вешкайма	500	1800 / 1500
	ВЛ 500 кВ Тамбов – Пенза	500	
	ВЛ 500 кВ Звезда – Вятка	500	1000 / 1000
	ВЛ 500 кВ Чебоксарская ГЭС – Нижегородская	500	
	ВЛ 500 кВ Осиновка – Вешкайма	500	
Центр – Восток (в Центре)	ВЛ 500 кВ Арамасская – Вешкайма	500	1800 / 1500
	ВЛ 500 кВ Тамбов – Пенза	500	
	ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Трубная	500	1600 – 2000 (в зависимости от нагрузки Волгодонской АЭС) / 2100
	ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Ленинградская	750	
	ВЛ 330 кВ Окуловская – Бологое	330	
Северо – Запад – Центр	ВЛ 330 кВ Ленинградская – Балтия	330	1500 – 1200 (в зависимости от нагрузки ПС Талашкино, ПС Рославль) / 1000
	ВЛ 330 кВ Татчина – Кингисепская	330	
Северо – Запад – Балтия	ВЛ 750 кВ Смоленская АЭС – Белорусская	750	300 / 300
	ВЛ 330 кВ Витебск – Талашкино	330	
	ВЛ 330 кВ Рославль – Кричев	330	1800 / 2200
	ВЛ 500 кВ Центральная – Ингури ГЭС	500	
	ВЛ 220 кВ Псоу – Бзыби	220	
Юг – Грузия (в Грузию)	ВЛ 330 кВ Дербент – Яшма	330	1600 – 2000 (в зависимости от нагрузки Волгодонской АЭС) / 2100
	ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Североукраинская	750	
	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Донбасс	500	300 / 300
	ВЛ 330 кВ Лосово – Шабакино	330	
	ВЛ 330 кВ Змиевская ТЭС – Белгород с отпайкой на Лосово	330	
Юг – Азербайджан	ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная	330	300 / 300
	ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Шостка	330	
	ВЛ 330 кВ Змиевская ТЭС – Валуйки	330	1600 – 2000 (в зависимости от нагрузки Волгодонской АЭС) / 2100
	ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная	330	
	ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Шостка	330	
Украина – Центр	ВЛ 500 кВ Волгодонская АЭС – Южная	500	300 / 300
	ВЛ 500 кВ Лосово – Шабакино	500	
	ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Южная	330	1600 – 2000 (в зависимости от нагрузки Волгодонской АЭС) / 2100
	ВЛ 220 кВ Луганская ТЭС – Сысоево	220	
	ВЛ 220 кВ Амвросиевка – Т-15	220	
Украина, Волгоград – Ростов	ВЛ 220 кВ Котельниково – Волгодонск	220	300 / 300
	ВЛ 220 кВ Андреевская – Вешенская	220	
	ВЛ 220 кВ Андреевская – Вешенская	220	1600 – 2000 (в зависимости от нагрузки Волгодонской АЭС) / 2100
	ВЛ 220 кВ Андреевская – Вешенская	220	
	ВЛ 220 кВ Андреевская – Вешенская	220	

Информация о соответствии качества электрической энергии и уровня надежности функционирования ЕЭС России и ОЭС требованиям, установленным нормативными правовыми актами

В 2007 году частота электрического тока в ЕЭС России и изолированно работающих ОЭС Востока поддерживалась в соответствии с требованиями ГОСТ 13109-97:

- нормально допустимый уровень частоты 50±0,2 Гц;
- предельно допустимый уровень частоты 50±0,4 Гц;
- время выхода частоты за нормально допустимый уровень не более 5% времени суток (1ч, 12 мин.);

Суммарное время работы ЕЭС России с нормально допустимым уровнем частоты электрического тока составило 8759 часов 30 мин. или 99,994% времени. Суммарное

время выхода частоты в ОЭС Востока за диапазон 50±0,2 Гц составило 30 минут для 5 случаев, связанных с технологическими нарушениями в ОЭС Востока.

В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода ОАО «СО ЕЭС» и его филиалами осуществляется контроль соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям по общему первичному регулированию частоты (ОПРЧ). В сроки, установленные Регламентом определения готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электроэнергии, ОАО «СО ЕЭС» предоставляет в НП «АТС» информацию о готовности систем ОПРЧ 373 элект-

ростанций ЕЭС России и ОЭС Востока.

В 2007 г. выполнены следующие мероприятия по развитию систем автоматического регулирования частоты и мощности (ЦС, ЦКСАРЧМ).

В ОАО «СО ЕЭС» введен в промышленную эксплуатацию модернизированный программно-аппаратный комплекс ЦКСАРЧМ ЕЭС на базе ОИИ «СК-2003», с организацией приема и передачи информации через новую центральную приемно-передающую станцию (ЦППС) АРЧМ SMART-FER, и возможность одновременного управления ТЭС и энергоблоками ТЭС.

Выполнены следующие основные работы по совершенствованию ЦС АРЧМ ОЭС Сибири и повышению ее надежности:

- введен в работу второй цифровой канал связи на Братскую ГЭС и один цифровой канал связи на Саяно-Шушенской ГЭС;
- в филиале ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири реконструирована станция приема-передачи управляющей информации (СППУ) с целью увеличения количества энергообъектов, каналы связи с которыми можно подключить непосредственно к СППУ;
- целью повышения надежности передачи для ЦС АРЧМ телеизмерения (ТИ) перетока по ВЛ 500 кВ Барнаульская – Экибастузская организован цифровой канал связи с ПС 500 кВ Алтай на ПС 500 кВ Барнаульская;
- введены в работу цифровые каналы связи с ПС 500 кВ Таврической до филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири через

филиал ОАО «СО ЕЭС» Омское РДУ и с ПС 500 кВ Сибирь до ОДУ через Новосибирский РДЦ, а также между ПС Сибирь и Таврической для резервированной передачи ТИ и ТС в ЦС АРЧМ с указанных подстанций.

– на ПС Сибирь и Таврическая введены микропроцессорные устройства для приема-передачи телеинформации для ЦС АРЧМ на базе ПЛК ОМОН, обеспечивающие дуплексный обмен информацией с ЦС АРЧМ и между собой;

– скорректировано программное обеспечение ЦС АРЧМ в связи с изменением состава контролируемого сечения Сибирь – Казахстан – Экибастузская организован цифровой канал связи с ПС 500 кВ Алтай на ПС 500 кВ Барнаульская;

– введены в работу цифровые каналы связи с ПС 500 кВ Таврической до филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири через

филиал ОАО «СО ЕЭС» Омское РДУ и с ПС 500 кВ Сибирь до ОДУ через Новосибирский РДЦ, а также между ПС Сибирь и Таврической для резервированной передачи ТИ и ТС в ЦС АРЧМ с указанных подстанций.

– на ПС Сибирь и Таврическая введены микропроцессорные устройства для приема-передачи телеинформации для ЦС АРЧМ на базе ПЛК ОМОН, обеспечивающие дуплексный обмен информацией с ЦС АРЧМ и между собой;

– скорректировано программное обеспечение ЦС АРЧМ в связи с изменением состава контролируемого сечения Сибирь – Казахстан – Экибастузская организован цифровой канал связи с ПС 500 кВ Алтай на ПС 500 кВ Барнаульская;

– введены в работу цифровые каналы связи с ПС 500 кВ Таврической до филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири через

филиал ОАО «СО ЕЭС» Омское РДУ и с ПС 500 кВ Сибирь до ОДУ через Новосибирский РДЦ, а также между ПС Сибирь и Таврической для резервированной передачи ТИ и ТС в ЦС АРЧМ с указанных подстанций.

– на ПС Сибирь и Таврическая введены микропроцессорные устройства для приема-передачи телеинформации для ЦС АРЧМ на базе ПЛК ОМОН, обеспечивающие дуплексный обмен информацией с ЦС АРЧМ и между собой;

– скорректировано программное обеспечение ЦС АРЧМ в связи с изменением состава контролируемого сечения Сибирь – Казахстан – Экибастузская организован цифровой канал связи с ПС 500 кВ Алтай на ПС 500 кВ Барнаульская;

– введены в работу цифровые каналы связи с ПС 500 кВ Таврической до филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири через

филиал ОАО «СО ЕЭС» Омское РДУ и с ПС 500 кВ Сибирь до ОДУ через Новосибирский РДЦ, а также между ПС Сибирь и Таврической для резервированной передачи ТИ и ТС в ЦС АРЧМ с указанных подстанций.

– на ПС Сибирь и Таврическая введены микропроцессорные устройства для приема-передачи телеинформации для ЦС АРЧМ на базе ПЛК ОМОН, обеспечивающие дуплексный обмен информацией с ЦС АРЧМ и между собой;

– скорректировано программное обеспечение ЦС АРЧМ в связи с изменением состава контролируемого сечения Сибирь – Казахстан – Экибастузская организован цифровой канал связи с ПС 500 кВ Алтай на ПС 500 кВ Барнаульская;

– введены в работу цифровые каналы связи с ПС 500 кВ Таврической до филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири через

филиал ОАО «СО ЕЭС» Омское РДУ и с ПС 500 кВ Сибирь до ОДУ через Новосибирский РДЦ, а также между ПС Сибирь и Таврической для резервированной передачи ТИ и ТС в ЦС АРЧМ с указанных подстанций.

– на ПС Сибирь и Таврическая введены микропроцессорные устройства для приема-передачи телеинформации для ЦС АРЧМ на базе ПЛК ОМОН, обеспечивающие дуплексный обмен информацией с ЦС АРЧМ и между собой;

– скорректировано программное обеспечение ЦС АРЧМ в связи с изменением состава контролируемого сечения Сибирь – Казахстан – Экибастузская организован цифровой канал связи с ПС 500 кВ Алтай на ПС 500 кВ Барнаульская;

– введены в работу цифровые каналы связи с ПС 500 кВ Таврической до филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири через

Связи между ОЭС	Прогнозируемые на март 2008 г. допустимые перетоки в контролируемом сечении, МВт*	Прогноз достижения	Условия достижения/недостижения
Сибирь – Казахстан	1700 / 1700	Да	По балансу
Урал – Казахстан	1200 / 1500	Да	По балансу
Урал – Средняя Волга, Центр (из Урала)	2100	Да	Ремонт ВЛ 500 кВ
Урал – Запад (на Урал)	2000	Да	Ремонт ВЛ 500 кВ
Центр – Восток (на Восток)	2300	Да	Ремонт ВЛ 500 кВ
Восток – Центр (в Центре)	3200	Да	Ремонт ВЛ 500 кВ
Северо – Запад – Центр	550 / 400	Да	Ремонт ВЛ 750-330 кВ
Северо-Запад – Балтия	1000 / 1000	Нет	По балансу
Центр – Белоруссия	1000 / 1000	Да	Ремонт ВЛ 330 кВ
Юг – Грузия (в Грузию)	400	Нет	По балансу
Юг – Азербайджан	300 / 300	Да	По балансу
Украина – Центр	400 / 1800	Нет	По балансу
Украина, Волгоград – Ростов	1250 / 1200	Да	Ремонт ВЛ 500 кВ

* – в числителе указан переток в прямом, а в знаменателе – в обратном направлении

Прогноз состояния водохранилищ основных гидроэлектростанций России

№	Наименование ГЭС	Уровень водохранилища в метрах		
		НПУ (нормальный подпорный уровень)	Фактический на 01.02.2008	Прогнозный на 01.03.2008
1.	Рыбинская	101,81	99,78	99,73
2.	Нижегородская	84,0	83,60	83,30
3.	Жигулевская	53,0	50,65	50,60
4.	Саратовская	28,0	27,84	27,90
5.	Волжская	15,0	14,81	14,80
6.	Камская	108,5	105,79	104,80
7.	Воткинская	89,0	88,32	87,00
8.	Чиркейская	355,0	337,94	328,45
9.	Иркутская	457,0	456,27	456,19
10.	Братская	402,0	397,02	396,28
11.	Усть-Илимская	296,0	295,38	295,24
12.	Саяно-Шушенская	539,0	523,18	516,73
13.	Красноярская	243,0	232,48	230,94
14.	Зейская	315,0	312,01	311,17
15.	Бурейская	246,0	238,97	235,77

Информация о технологических резервах мощностей по производству электрической энергии в Единой энергетической системе России за отчетный период, в том числе использованных и неиспользованных резервах мощностей по производству электрической энергии

Количественные характеристики резервов активной мощности за январь 2008 года

	ЕЭС России (Европейская часть + Урал)	ОЭС Центра	ОЭС Урала	ОЭС Средней Волги	ОЭС Северо-Запада	ОЭС Юга
Резерв, МВт	8086	4253	1505	1417	648	89
КирС	0,06	0,08	0,18	0,06	0,04	0,39
КирМ	0,31	0,38	0,72	0,58	0,31	1,00
Кир	0,69	0,62	0,28	0,42	0,69	0,00

Резерв – средний для данного месяца резерв активной мощности

КирС – средний для данного месяца коэффициент использования резерва

КирМ – максимальный для данного месяца коэффициент использования резерва

Кир – коэффициент резерва, неиспользованного в данном месяце

Перечень мероприятий, осуществляемых ОАО «СО ЕЭС» для поддержания надежности работы энергосистем, размещен на сайте ОАО «СО ЕЭС»: <http://www.so-cdu.ru/> в разделе: «Отчетная информация», «Информация, подлежащая раскрытию».

Условия договора об оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и договора о присоединении к торговой системе оптового рынка электрической энергии в части оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению

I. Условия договора об оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике

1. Предмет договора:
Исполнитель оказывает Заказчику услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в порядке и на условиях, предусмотренных действующим законодательством и договором, а Заказчик оплачивает эти услуги в размере, порядке и в сроки, предусмотренные условиями договора, и выполняет иные принятые по договору обязательства.

2. Стоимость услуг:
2.1. По договору об оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике субъектам электроэнергетики, осуществляющим деятельность по производству электрической энергии:
— размер оплаты (стоимость) услуг, оказываемых Исполнителем в соответствии с договором, за расчетный период определяется исходя из:

— утвержденного уполномоченным Правительством РФ федеральным органом исполнительной власти размера тарифа на оказываемые Исполнителем услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и величины установленной электрической мощности (МВт) электростанций (электростанций), принадлежащих Заказчику на праве собственности или ином законом основании, в отношении которых Исполнитель осуществляет оперативно-диспетчерское управление.

Кроме того, уплачивается налог на добавленную стоимость, рассчитываемый в соответствии с действующим законодательством.

Величина тарифа на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике определяется на основании действующего на момент заключения договора решения уполномоченного Правительством РФ федерального органа исполнительной власти. В случае изменения уполномоченным Правительством РФ федеральным органом исполнительной власти величины тарифа после заключения договора стоимость услуг определяется исходя из новой величины тарифа с момента ее ввода в действие уполномоченным Правительством РФ федеральным органом исполнительной власти.

Величина установленной электрической мощности (МВт) электростанций (электростанций), принадлежащих Заказчику на праве собственности или ином законом основании, фиксируется сторонами по состоянию на 1 января года, предшествующего расчетному году, в акте, составленном по установленной в приложении к договору форме.

При изменении установленной электрической мощности принадлежащих Заказчику электростанций (электростанций) в результате ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации) электростанций (энергоблоков) после 1 января года, предшествующего расчетному году, акт подлежит переоформлению. При этом размер оплаты (стоимость) оказываемых Исполнителем услуг рассчитывается исходя из величины установленной электрической мощности принадлежащих Заказчику электростанций (электростанций), увеличенной (уменьшенной) на величину установленной генерирующей мощности электростанций (энергоблоков), введенных в эксплуатацию (выведенных из эксплуатации) в течение расчетного или предшествующего ему года, начиная с момента ввода их в эксплуатацию (вывода из эксплуатации), независимо от даты согласования (переоформления) акта сторонами.

2.2. По договору об оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике хозяйствующим субъектам, осуществляющим деятельность по производству электрической энергии преимущественно для удовлетворения собственных производственных нужд:

— размер оплаты (стоимость) услуг, оказываемых Исполнителем в соответствии с договором, за расчетный период определяется исходя из:

— утвержденного уполномоченным Правительством РФ федеральным органом исполнительной власти размера тарифа на оказываемые Исполнителем услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и

— утвержденной при установлении тарифа на услуги Исполнителем по оперативно-диспетчерскому управлению суммарной величины средней мощности поставки электрической энергии по электростанциям Заказчика.

Кроме того, уплачивается НДС, рассчитываемый в соответствии с действующим законодательством.

Величина тарифа на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике определяется на основании действующего на момент заключения договора решения уполномоченного Правительством РФ федерального органа исполнительной власти. В случае изменения уполномоченным Правительством РФ федеральным органом исполнительной власти величины тарифа после заключения договора стоимость услуг определяется исходя из новой величины тарифа с момента ее ввода в действие уполномоченным Правительством РФ федеральным органом исполнительной власти.

Суммарная величина средней мощности поставки электрической энергии по электростанциям (электростанциям), принадлежащим Заказчику на праве собственности или ином законом основании, определяется за двенадцать полных календарных месяцев до 1 января года, предшествующего расчетному, и фиксируется сторонами в акте, составленном по установленной в приложении к договору форме.

При этом средняя мощность поставки электрической энергии по каждой электростанции Заказчика определяется как отношение объема поставки электрической энергии (МВтч) по всем точкам поставки на оптовом и розничном рынках, относящимся к данной электростанции, к количеству часов в соответствующем календарном периоде.

3. Основные обязанности Исполнителя по договору:
— Принять в диспетчерское управление и ведение объектов диспетчеризации, расположенные на энергообъектах Заказчика, по утвержденному Исполнителем перечню распределения объектов диспетчеризации по способу управления.

— Осуществлять комплекс следующих технологических мероприятий по управлению режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, представляющий собой единую и неделимую услугу по оперативно-диспетчерскому управлению:

- управление технологическими режимами работы объектов диспетчеризации;
- среднесрочное и долгосрочное прогнозирование объема производства и потребления электрической энергии;
- участие в формировании резерва производственных энергетических мощностей;
- утверждение годовых и месячных графиков ремонта объектов диспетчеризации; согласование вывода в ремонт и из эксплуатации объектов диспетчеризации, а также ввода их в эксплуатацию после ремонта путем выдачи диспетчерских команд и разрешений;
- разработку суточных графиков работы электростанций и электрических сетей ЕЭС России;
- регулирование частоты электрического тока, определение принципов функционирования, параметров настройки, факторов запуска, объема управляющих воздействий, места установки и объектов воздействия систем автоматического регулирования частоты электрического тока и мощности и противоаварийной автоматики;
- участие в формировании и выдаче при технологическом присоединении субъектов электроэнергетики к единой национальной (общероссийской) электрической сети и к территориальным распределительным сетям технологических требований, обеспечивающих их работу в составе ЕЭС России;
- организацию и управление режимами параллельной работы ЕЭС России и электроэнергетических систем иностранных государств;
- обеспечение функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка электрической энергии в соответствии с законодательством и регламентами оптового рынка электрической энергии (мощности), являющимися приложениями к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка;
- участие в установленном порядке в осуществлении контроля за техническим состоянием объектов электроэнергетики, влияющих на надежность и безопасность функционирования ЕЭС России, и соблюдением требований технических регламентов и иных нормативно-технических документов.

4. Основные обязанности Заказчика по договору:
— Обеспечивать функционирование систем обмена технологической информацией энергообъектов Заказчика с диспетчерскими центрами Исполнителя в соответствии с техническими тре-

бованиями, указанными в приложении к договору, а также с техническими требованиями регламентов оптового рынка электрической энергии и мощности (приложений к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), если Заказчик являлся участником оптового рынка.

— Передавать Исполнителю информацию, необходимую для планирования долгосрочных и краткосрочных режимов ЕЭС, управления режимом ЕЭС, настройкой устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, включая обновляемую текущую информацию о технико-экономических характеристиках, паспортных данных и ограничениях энергетического оборудования при различных режимах работы, а также о перспективных планах реконструкции, вводов, ремонтов и демонтажей.

— Организовывать круглосуточное дежурство дежурных работников на принадлежащих Заказчику энергообъектах, обеспечить соблюдение дежурными работниками диспетчерской и технологической дисциплины.

— Обеспечивать размещение, работоспособность, настройку и эксплуатацию оборудования, устройств, систем общего первичного регулирования частоты, нормированного первичного регулирования частоты, релейной защиты, противоаварийной автоматики, режимной автоматики, автоматического повторного включения, средств диспетчерского и технологического управления, систем мониторинга переходных режимов.

— Обеспечивать беспрепятственный доступ уполномоченных представителей Исполнителя на энергообъекты Заказчика для проведения мероприятий по контролю за техническим состоянием объектов электроэнергетики, влияющих на надежность и безопасность функционирования ЕЭС России; предоставлять Исполнителю документы и информацию о техническом состоянии указанных объектов и обеспечивать своевременное устранение нарушений, выявленных в процессе осуществления контроля за их техническим состоянием и исполнением предусмотренных договором требований.

— Принять к исполнению стандарты, положения, регламенты, требования и инструкции, разработанные и утвержденные Исполнителем в соответствии с требованиями законов и других нормативных актов, определяющие порядок оперативно-диспетчерского управления режимами ЕЭС.

— Оплатить услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в размере, порядке и сроки, установленные договором.

II. Условия договора о присоединении к торговой системе оптового рынка электрической энергии и мощности в части оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению

§ 8. Содержание и порядок оплаты услуг СО.

8.1. Услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода, иными нормативными правовыми актами, регламентирующими доступ к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению и порядок их оказания, оказываются СО на основании двусторонних договоров возмездного оказания услуг, заключаемых между СО и участниками оптового рынка, являющимися в соответствии с законодательством Российской Федерации плательщиками по указанным договорам.

8.2. В рамках настоящего Договора СО на основании двусторонних договоров возмездного оказания услуг осуществляет комплекс действий, направленных на обеспечение функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка в соответствии с полномочиями, определенными Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода, условиями настоящего Договора и Регламентами оптового рынка.

Полный текст договора о присоединении к торговой системе оптового рынка опубликован на сайте НП «АТС»:
<http://www.np-ats.ru>

III. Перечень нормативных актов, регулирующих отношения сторон по указанным договорам

• Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177; 2004, № 35, ст. 3807; 2005, № 1 (часть 1), ст. 37; 2006, № 52 (часть 1), ст. 5498; 2007, № 45, ст. 5427);

• Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1178; 2005, № 1 (часть 1), ст. 4; 2006, № 17 (часть 1), ст. 1783; 2007, № 7, ст. 834; № 41, ст. 4848; 3 45, ст. 5427);

• Федеральный закон от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 16, ст. 1316; 1999, № 7, ст. 880; 2003, № 2, ст. 158; № 13, ст. 1180; № 28, ст. 2894; 2004, № 35, ст. 3607; 2005, № 1 (часть 1), ст. 37; № 49, ст. 5125; № 52 (часть 1), ст. 5597; 2006, № 1, ст. 10; 2007, № 43, ст. 5084; № 45, ст. 5427);

• Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 52 (часть 2), ст. 5525; 2006, № 37, ст. 3876; 2007, 3 14, ст. 1687; № 31, ст. 4100);

• Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 52 (часть 2), ст. 5518; 2006, № 19, ст. 2094; № 37, ст. 3876);

• Постановление Правительства РФ от 24 октября 2003 г. № 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 44, ст. 4312; 2005, № 7, ст. 560; № 8, ст. 658; № 17, ст. 1554; № 43, ст. 4401; № 46, ст. 4677; № 47, ст. 4930; 2006, № 36, ст. 3835; 2007, № 1 (часть 2), ст. 282; № 16, ст. 1909; 2008, № 2, ст. 84; № 3, ст. 182);

• Постановление Правительства РФ от 31 августа 2006 г. № 530 «Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2006, № 37, ст. 3876; 2007, № 30, ст. 3940; 2008, № 2, ст. 84; № 3, ст. 182);

• Постановление Правительства РФ от 26 июля 2007 г. № 484 «О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2007, № 31, ст. 4100);

• Постановление Правительства РФ от 21 января 2004 г. № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 4, ст. 282; 2005, № 7, ст. 560);

• Постановление Правительства РФ от 26 февраля 2004 г. № 109 «О необразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791; 2005, № 1 (часть 2), ст. 130; № 43, ст. 4401; № 49, ст. 4930; № 51, ст. 5526; 2006, № 23, ст. 2522; № 36, ст. 3835; № 37, ст. 3876; 2007, № 1 (часть 2), ст. 282; № 14, ст. 1687; № 16, ст. 1909; 2008, № 2, ст. 84);

• Приказ ФСТ России от 12 декабря 2006 г. № 373-э/15 «Об утверждении Порядка оплаты услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, оказываемых системным оператором и иными субъектами оперативно-диспетчерского управления» (Российская газета, 25.01.2007, № 14; 05.09.2007, № 195);

• Приказ ФСТ России от 24 августа 2004 г. № 45-э/4 «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике» (Российская газета, 30.09.2004, № 214; 24.06.2005, № 135; 05.09.2007, № 195).