



ПРОБЛЕМЫ ТЕПЛОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ В СИБИРИ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Н.И. Воронай

Директор Института систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН
чл.-корр. РАН

СОДЕРЖАНИЕ ДОКЛАДА



- 1. ТЕПЛОВАЯ ГЕНЕРАЦИЯ НА СИБИРСКОМ ОПТОВОМ РЫНКЕ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**
- 2. ОПТИМИЗАЦИЯ ЗОН СВОБОДНОГО ПЕРЕТОКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИБИРИ**
- 3. ПРОБЛЕМЫ МОДЕРНИЗАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ**
- 4. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО УРОВНЯ ЦЕНЫ НА МОЩНОСТЬ ПРИ
КОНКУРЕНТНОМ ОТБОРЕ МОЩНОСТИ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ**
- 5. ОБОСНОВАНИЕ ПЕРЕСМОТРА МЕТОДИКИ НАЗНАЧЕНИЯ ТАРИФОВ НА
МОЩНОСТЬ**
- 6. ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ И
СОЦИАЛЬНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ В СИБИРИ**



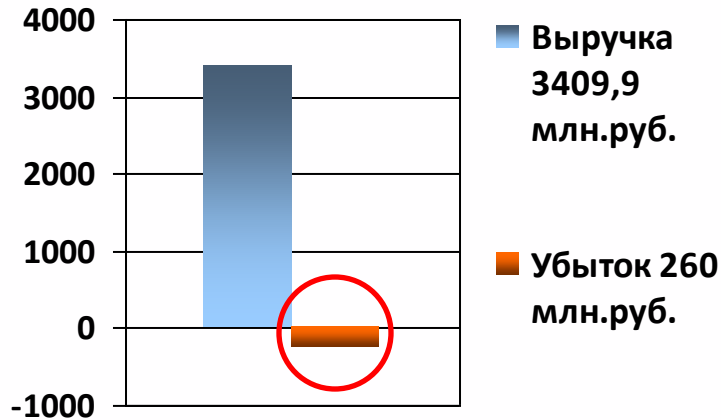
**ТЕПЛОВАЯ ГЕНЕРАЦИЯ НА
СИБИРСКОМ ОПТОВОМ РЫНКЕ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

Реализация электроэнергии тепловой генерацией Сибири на оптовом рынке в 2011 году

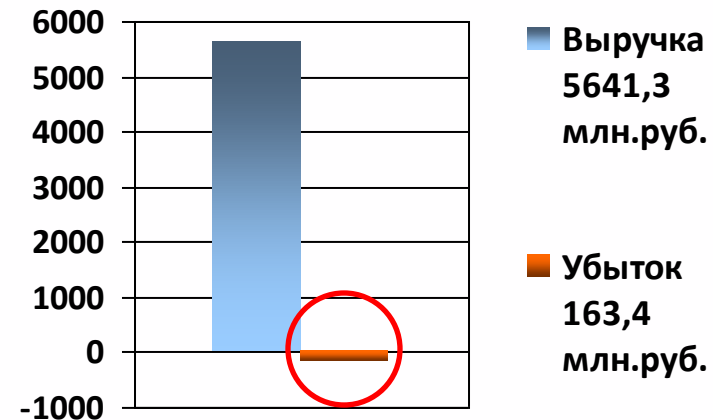


Три из четырех сибирских ТГК (14,11,12) понесли убытки от продажи электроэнергии на оптовом рынке

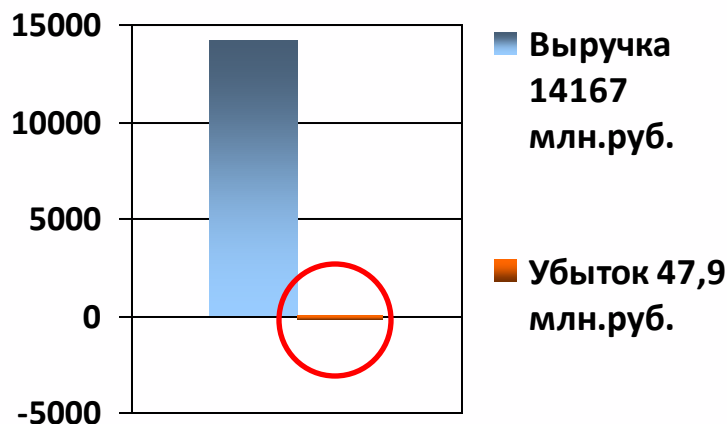
ТГК-14



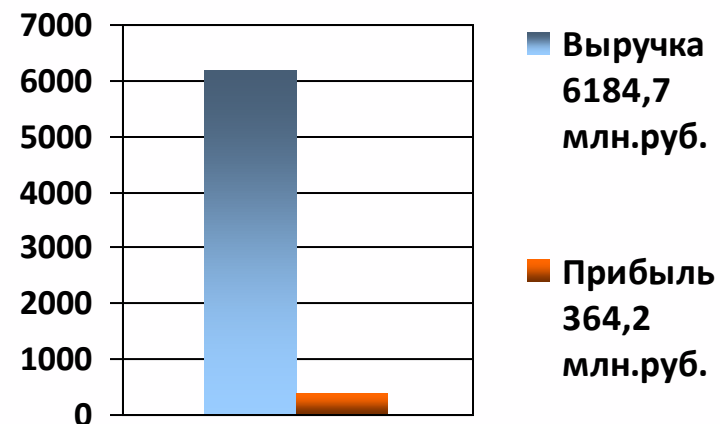
ТГК-11



ТГК-12



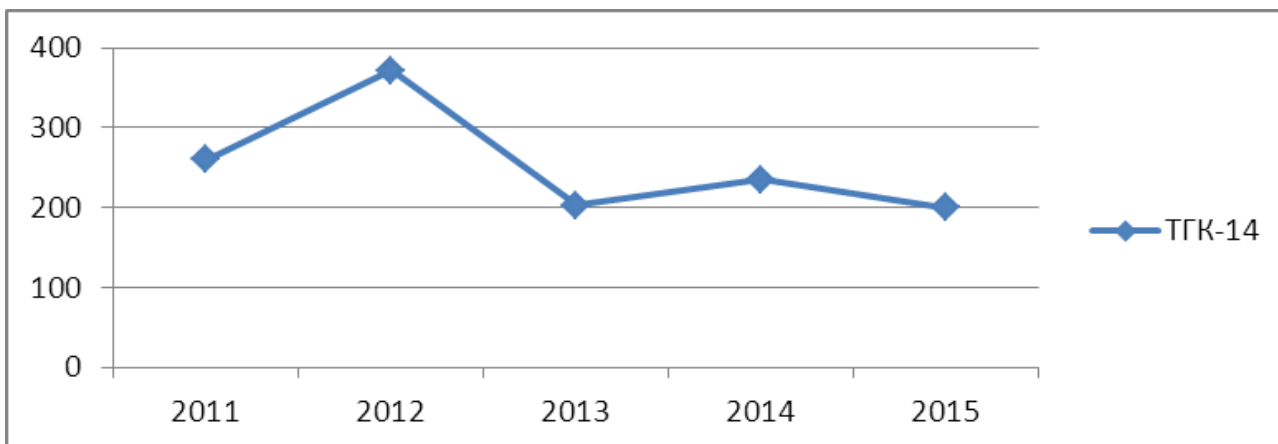
ТГК-13



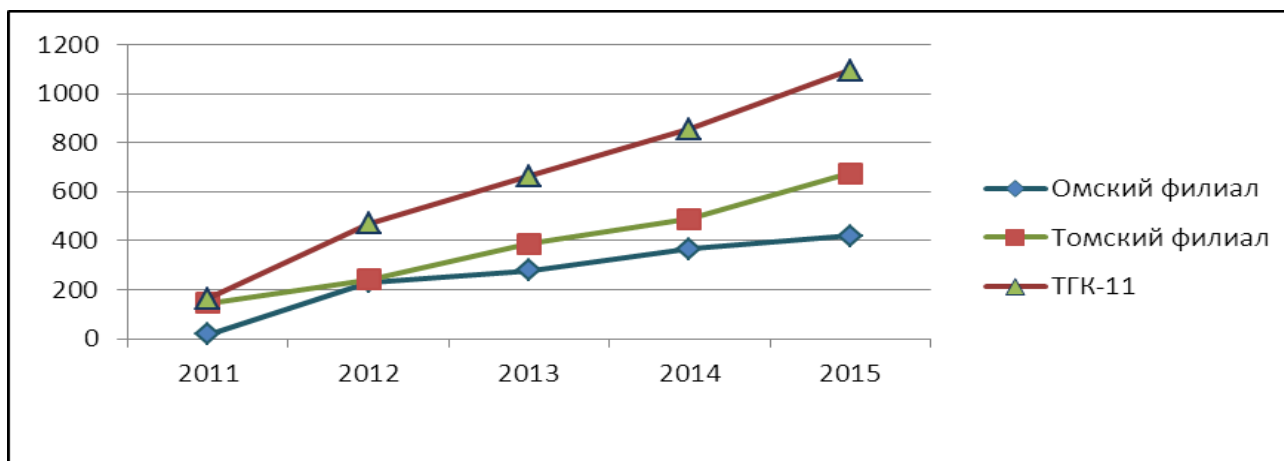
Ожидаемые убытки тепловой генерации Сибири от реализации электроэнергии в перспективе до 2015 года



Ожидаемые убытки ТГК-14 от продажи электроэнергии на ОРЭМ, млн.руб.



Рост убытков ТГК-11 (млн. руб.) от продажи электроэнергии на ОРЭМ до 2015 г.

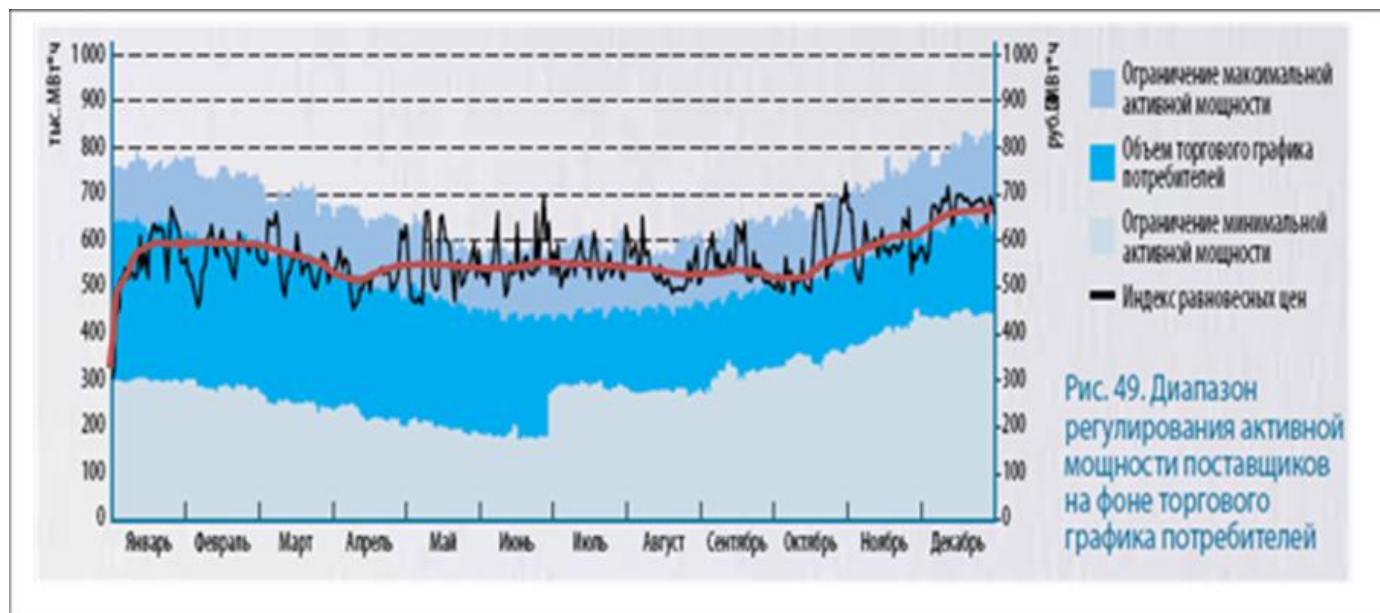


Реализация электроэнергии на оптовом рынке в перспективе останется убыточной для ТГК-11 и ТГК-14

Влияние изменений в Правилах ОРЭМ на уровень оптовых цен



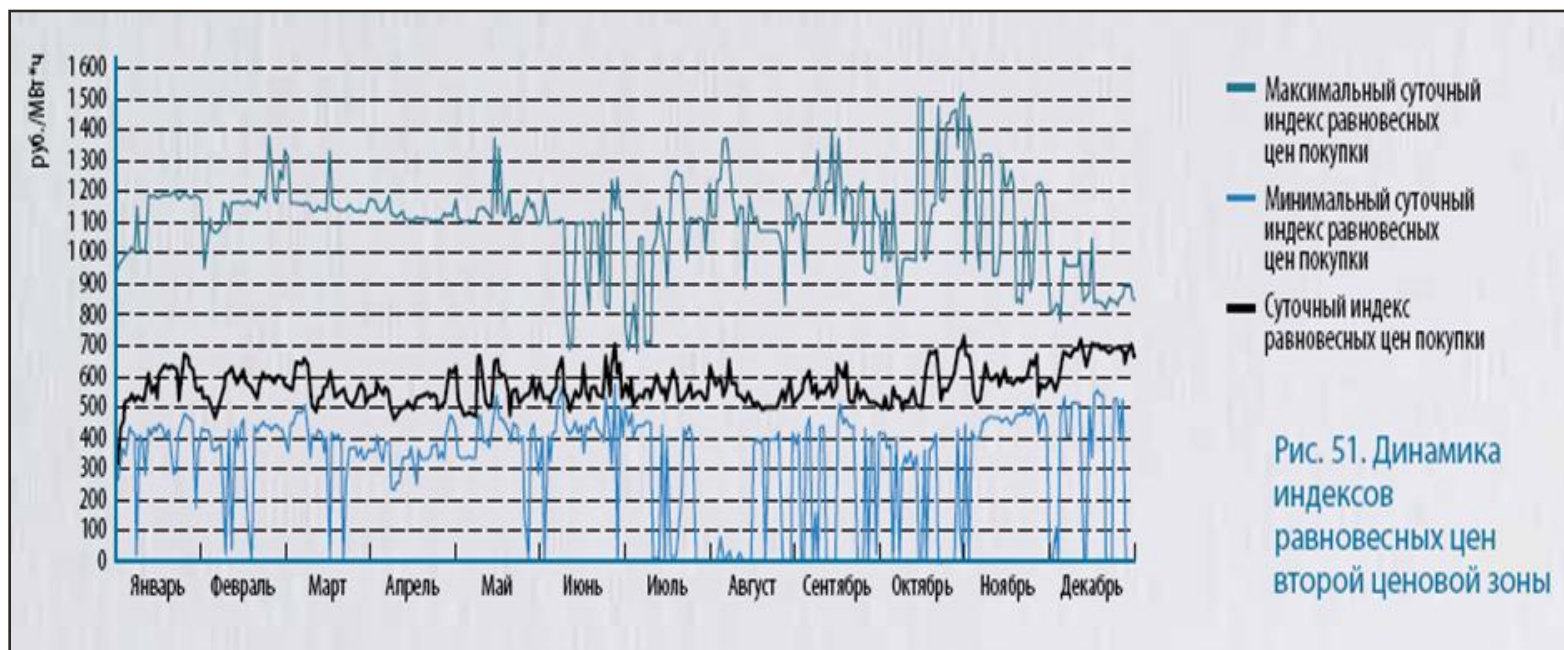
Анализ равновесных цен 2011 г. показал, что **изменение Правил ОРЭМ** в части увеличения объема ценопринимающих заявок ТЭЦ во второй ценовой зоне **не привело к желаемому снижению равновесных цен на электроэнергию.**



Источник: Годовой отчет ОАО АТС за 2011 г.

В октябре-декабре, когда повысилось производство тепловой энергии, **цены на электроэнергию в Сибири возросли** и превысили среднегодовой уровень цен.

Изменение Правил ОРЭМ привело к увеличению количества и длительности интервалов времени, когда во второй ценовой зоне равновесные цены **снижаются до нуля**, а поставщики электроэнергии не получают компенсации понесенных затрат.



Источник: Годовой отчет ОАО АТС за 2011 г.

Проблемы тепловой генерации Сибири на оптовом рынке электроэнергии

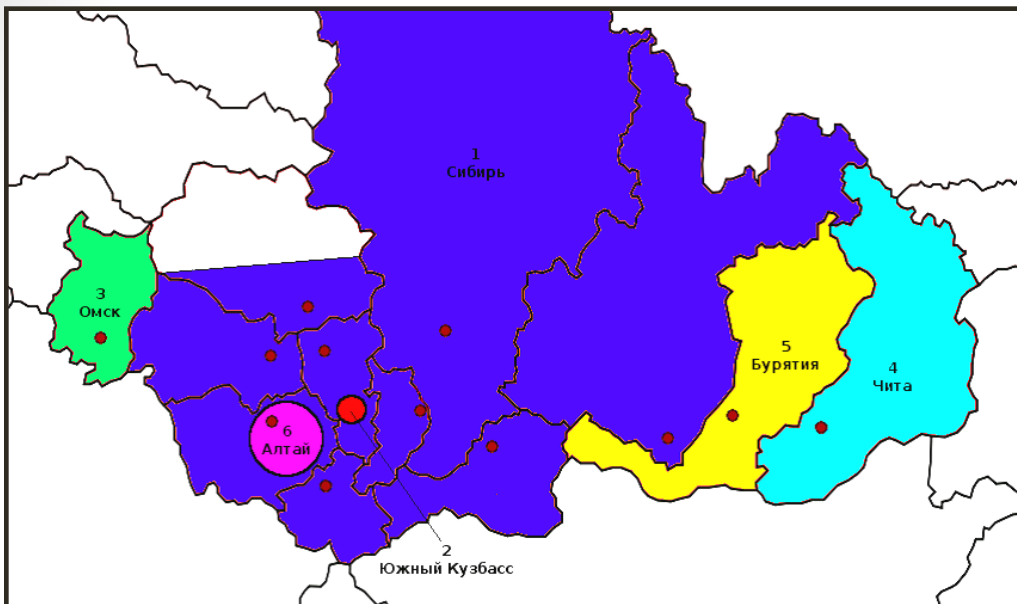


1. **Изменение** Правил и Регламентов оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) **негативно отразилось на экономической эффективности тепловой генерации в Сибири.** В 2011 г. большинство сибирских ТГК понесли убытки от реализации электроэнергии на ОРЭМ.
2. В осенне-зимний период 2011 г. **равновесные цены оптового рынка складывались ниже себестоимости** производства электроэнергии на большинстве тепловых электростанций в Сибири. Это привело к снижению генерации электроэнергии на собственном оборудовании и **увеличению закупок на ОРЭМ** для выполнения обязательств по поставкам энергии потребителям.
3. Существующие Правила и Регламенты ОРЭМ являются **препятствием для развития наиболее экономичного способа генерации энергии – комбинированного цикла выработки тепловой и электрической энергии.** Снижение рентабельности реализации электроэнергии на ОРЭМ тормозит модернизацию оборудования и внедрение новых технологий в тепловой генерации.
4. Убыточная реализация электроэнергии на ОРЭМ поддерживает **перекрестное субсидирование** между предприятиями, видами деятельности и видами продукции (услуг) в территориальных генерирующих компаниях.
5. Для устранения убыточности реализации электроэнергии сибирскими ТЭЦ **необходимо отменить принцип ценопринимания к ценовым заявкам тепловых электростанций в объеме их технологического минимума и сохранить приоритетность отбора их заявок в плановое почасовое производство электроэнергии.**



ОПТИМИЗАЦИЯ ЗОН СВОБОДНОГО ПЕРЕТОКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИБИРИ

Зоны свободного перетока



Сечения Сибирь-Омск и Сибирь-Алтай значительно загружены:

- более, чем на 60% в среднем за рассмотренные 6 месяцев (это много, с учетом суточных колебаний)
- на протяжении 1,5-2 месяцев в году работают близко к пределам пропускной способности.

Высокая загрузка этих сечений препятствует объединению ЗСП Омск и Алтай с ЗСП Сибирь.

Загрузка сетей в сечениях, соединяющих ЗСП

Сечение	Средняя загрузка, %		Сечение было загружено на 95% и более в течение		Сечение было загружено на 80% и более в течение	
	в прямом направлении	в обратном направлении	часов	дней	часов	дней
Сибирь-Южный Кузбасс	43,7	0,7	0	0	0	0
Сибирь-Омск	61,3	23,9	78	30	731	120
Сибирь-Бурятия	19	5,6	0	0	22	10
Сибирь-Алтай	64,9	15,7	176	29	817	93
Бурятия-Чита	43,5	14	16	2	62	15

Анализ рыночной концентрации и обоснованности регулирования цен КОМ



Показатели взаимозаменяемости поставщиков в малых ЗСП ЦЗ Сибири, %

ЗСП	2012	2013	2014	2015	2016
Южный Кузбасс	17,0/13,5	15,3/11,8	3,9/1,5	2,3/0,7	4,7/2,3
Омск	54,3/47,4	48,7/40,4	46,8/39,8	42,7/36,2	33,5/25,5
Чита	20,1/16,1	4,7/2,2	7,3/4,5	7,7/4,9	10,1/7,6
Бурятия	29,4/11,1	4,8/0,8	7,8/1,6	6,0/1,1	7,4/1,5
Алтай	37,5/43,6	34,3/38,1	33,1/39,7	31,2/40,2	32,4/43,4
Бурятия-Чита	39,5/18,6	23,2/9,3	25,7/11	25,6/11,1	27,2/12,5

В числителе – доля рынка крупнейшего поставщика (без ДПМ*) при СПЦМ** в час максимума нагрузки, в знаменателе – средняя за год степень загрузки свободных мощностей крупнейшего поставщика (без ДПМ) при СПЦМ.

* без ДПМ — без учета мощностей, работающих по договорам поставки мощности.

** при СПЦМ — при существенном повышении цены мощности.

Чем ниже показатель, тем выше взаимозаменяемость поставщиков в ЗСП;

Рассчитанные показатели высоки для ЗСП Омск и Алтай, где регулирование потолка цен мощности можно считать обоснованным.

Для оптимизации зон свободного перетока в Сибири необходимо:

1. Объединить попарно ЗСП Сибирь-Южный Кузбасс и Бурятия-Чита
2. Рассмотреть целесообразность объединения других ЗСП с учетом реальных условий их функционирования (требуется дополнительное обоснование на реальных моделях КОМ и РСВ)
3. Отменить регулирование предела цен мощности в ЗСП Бурятия и Чита
4. Изменить Порядок определения ЗСП с целью согласования с ФЗ «Об электроэнергетике» и ликвидации необоснованных критериев для объединения ЗСП
5. Изменить Методологию расчета рыночной концентрации с целью учета пропускных способностей сетей, вытеснения поставщиков с рынка и сезонных изменений нагрузки



**ПРОБЛЕМЫ МОДЕРНИЗАЦИИ
ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ**



МОДЕРНИЗАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ В СИБИРИ

Состав генерирующего оборудования ТЭЦ ТГК-11, 12, 13 и 14 с давлением острого пара до 9 МПа и выпуска до 1956 г., требующего замены, согласно приказа МЭ РФ от 07.09.2010 № 430

Наименование	ТГК-11		ТГК-12		ТГК-13
	Омская ТЭЦ-3	Томская ГРЭС-2	Кузнецкая ТЭЦ	Барнаульская ТЭЦ-2	Красноярская ТЭЦ-1
Оборудование ТЭЦ, подлежащее возможной замене или реконструкции (год ввода)	1*Р-25-90-15 (1955) 1*ПТ-25-90-10 (1955)	2*Т-43-90 (1951-1955)	1*Т-25-90 (1954)	2*ПТ-25-90/10 (1955)	4*ПТ-25-90/10 (1952-1955)

В соответствии с приказом Минэнерго РФ от 07.09.2010 № 430 необходимо вывести более 500 МВт электрической мощности ТЭС в настоящее время и около 2000 МВт до 2020 г. с соответствующей ее компенсацией новыми мощностями

МОДЕРНИЗАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ В СИБИРИ



Капиталовложения на замену турбины и энергоблока

**Замена на одноступенчатое оборудование
низкого давления**

**Замена на новое оборудование
высокого давления**

Наименование	Капитальные вложения на замену турбины на новую без изменения давления острого пара 9МПа, млн. руб.
Омская ТЭЦ-3	
Р-25-90-15	350–480
ПТ-25-90-10	460–625
Томская ГРЭС-2	
Т-43-90	610–700
Кузнецкая ТЭЦ	
Т-25-90	400–550
Барнаулская ТЭЦ-2	
ПТ-25-90/10	460–625
Красноярская ТЭЦ-1	
ПТ-25-90/10	460–625

Наименование	Замена новым энергоблоком	Капитальные вложения на замену энергоблоком 13 МПа, млн. руб.
Омская ТЭЦ-3		
1*Р-25-90-15	одна турбина ПТ-60-130	3400–3700
1*ПТ-25-90-10	один котел ТП-82	
Томская ГРЭС-2		
2*Т-43-90	одна турбина Т-100-130 один котел БКЗ-500-140	5100–5600
Кузнецкая ТЭЦ		
1*Т-25-90	нецелесообразно устанавливать новый энергоблок	–
Барнаулская ТЭЦ-2		
2*ПТ-25-90/10	одна турбина ПТ-60-130 один котел БКЗ-420-140	3400–3800
Красноярская ТЭЦ-1		
4*ПТ-25-90/10	две турбины ПТ-60-130 два котла БКЗ-420-140	6350–7800

МОДЕРНИЗАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ В СИБИРИ



Показатели расхода топлива и тарифы на ТЭЦ

Наименование	ТГК-11		ТГК-12		ТГК-13
	Омская ТЭЦ-3	Томская ГРЭС-2	Кузнецкая ТЭЦ	Барнаулская ТЭЦ-2	Красноярская ТЭЦ-1
Расход условного топлива, тыс. т у.т.	996,9	642,3	530,3	589,9	1112,3
Среднегодовая стоимость условного топлива, руб./т у.т.	2442	2089	1913	2040	1266
Топливная составляющая удельных затрат на 1 МВтч, руб./МВтч	890,0	6890,	708,0	869,0	433,0
Средний тариф на электроэнергию, отпускаемую от станции, руб./МВтч*	742,0	613,4	612	787	423
Топливная составляющая удельных затрат на 1 Гкал, руб./Гкал	344,3	284,1	292,4	336,1	182,7
Средний тариф на тепловую энергию, отпускаемую от станции, руб./Гкал*	531,6	479,3	536	460	348,5

Топливная составляющая (из-за высокой стоимости топлива) для ряда ТЭС выше среднего тарифа на отпускаемую электроэнергию

ОБОСНОВАНИЕ МОДЕРНИЗАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ



- 1. В настоящее время замена «старого» оборудования с давлением пара до 9 МПа экономически не целесообразна.** Продление ресурса работы действующего оборудования ТЭЦ обойдется собственникам электростанций и потребителям дешевле модернизации и строительства новых агрегатов. При выполнении приказа Минэнерго России от 07.09.2010 г. № 430 **потребуется дополнительно вывести более 500 МВт.** Такой объем выводов (вместе с выводом оборудования введенного до 1956 г.) не может быть осуществлен без компенсации тепловых и электрических мощностей.
- 2. Под приказ Минэнерго России от 07.09.2010 г. № 430 до 2020 г. попадет значительная часть ТЭЦ Сибири с общей мощностью до 2 ГВт. Это приведет к сокращению объемов комбинированной выработки тепла и электроэнергии.** Компенсация выбывающих мощностей будет проводиться за счет ввода новых генерирующих мощностей на угольных конденсационных ГРЭС.
- 3. Право вывода из эксплуатации генерирующего оборудования целесообразнее оставлять за собственником ТЭЦ,** при условии обеспечения им требуемых показателей надежности оборудования (коэффициента готовности и др.) и поддержания необходимого резерва мощности.
- 4. Действующая практика формирования цен на оптовом рынке электроэнергии способствует ускоренному выводу из эксплуатации действующих ТЭЦ.**

Ситуация ухудшится с увеличением объема ценопринимания из-за ввода Богучанской ГЭС.

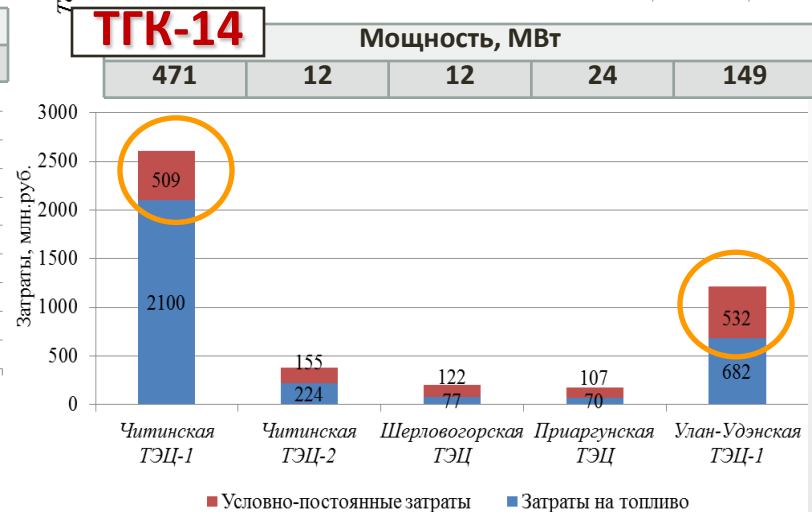
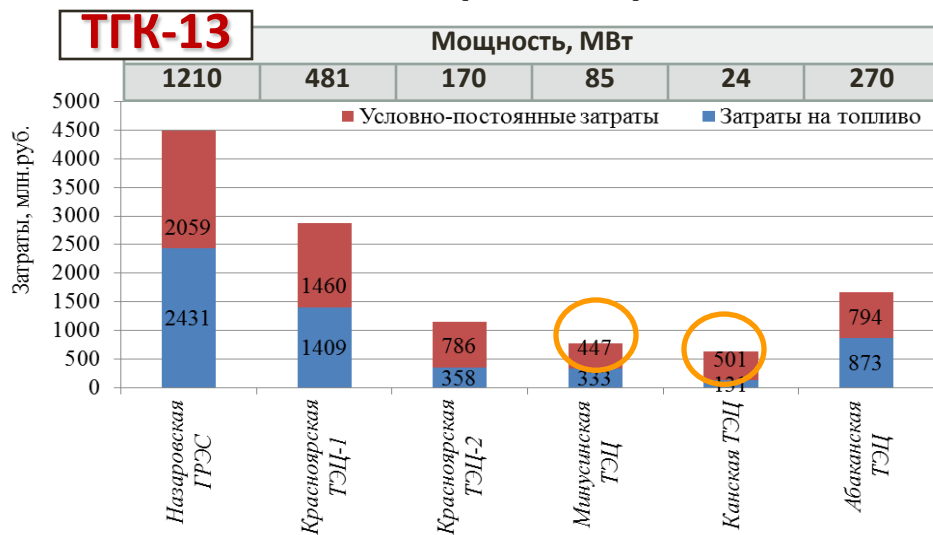
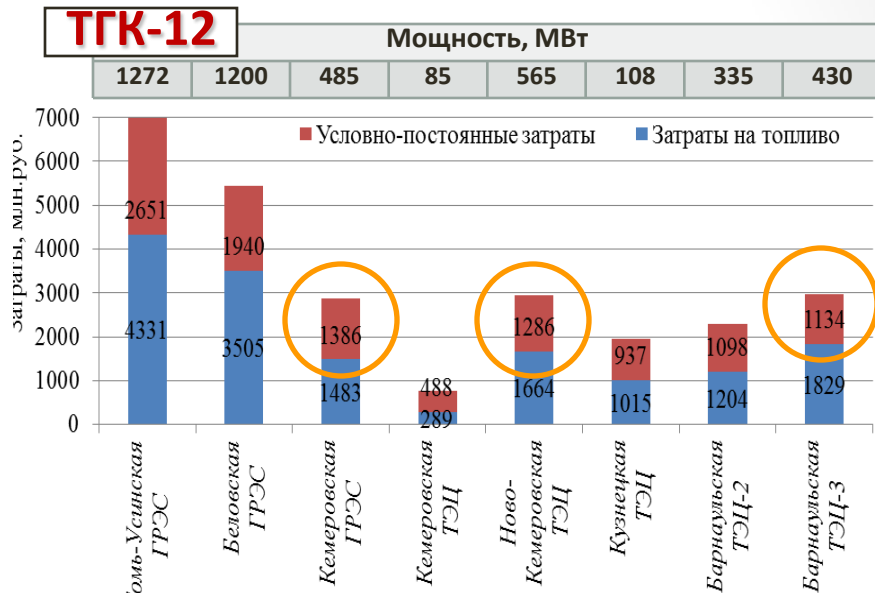
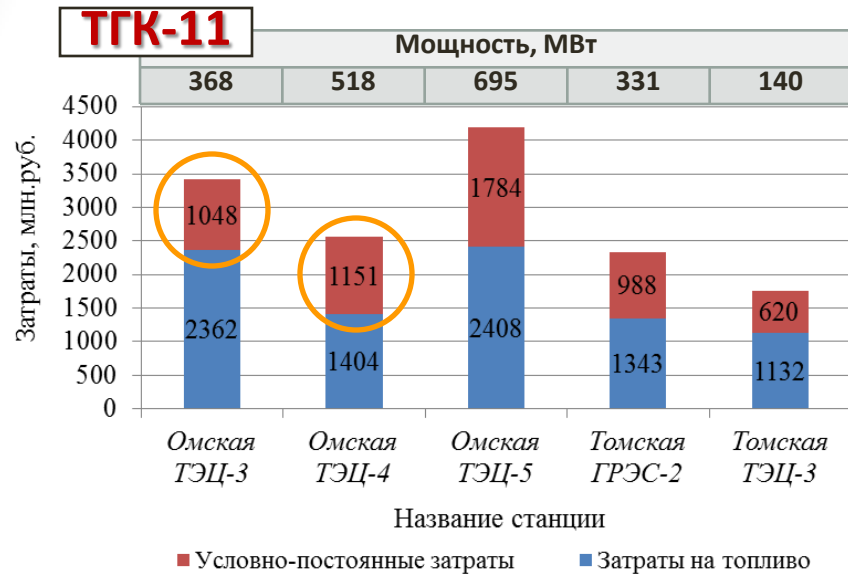


**ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО
УРОВНЯ ЦЕНЫ НА МОЩНОСТЬ ПРИ
КОНКУРЕНТНОМ ОТБОРЕ
МОЩНОСТИ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ**

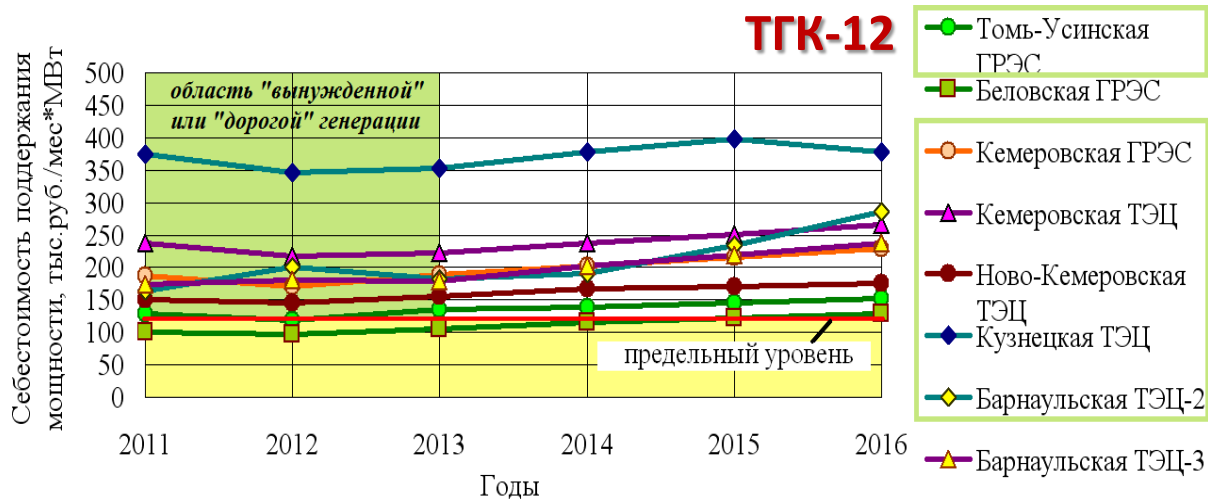
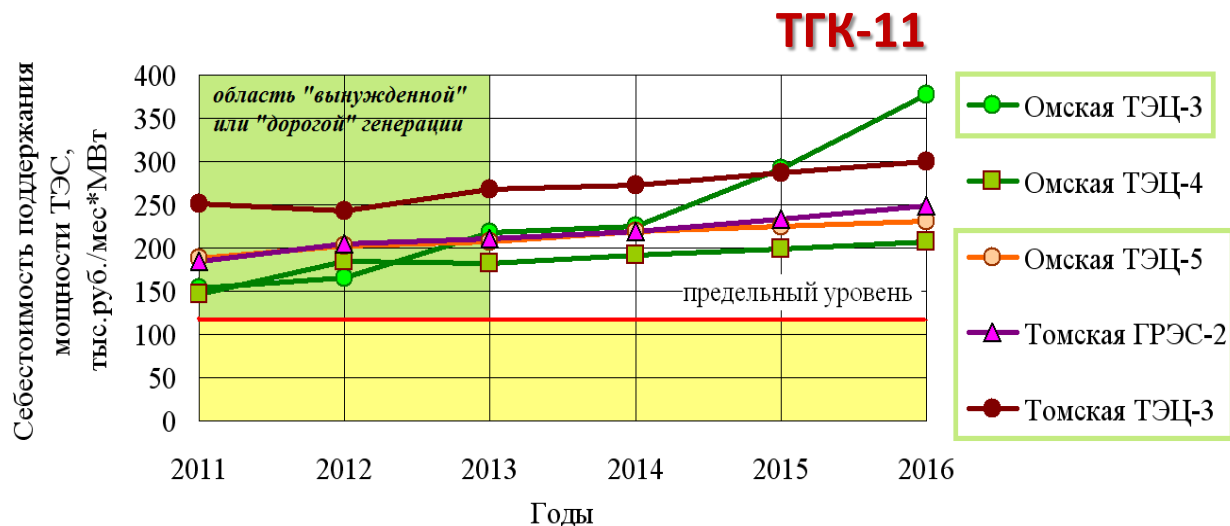


СОТНОШЕНИЕ ПОСТОЯННЫХ И ПЕРЕМЕННЫХ ЗАТРАТ НА ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ТЭС СИБИРИ

Сопоставление условно-постоянных затрат по станциям с различной мощностью свидетельствует о наличии потенциала экономии издержек на обслуживание



Сравнение себестоимости поддержания мощности на ТЭС Сибири с предельным уровнем цен за мощность, установленным в 2012 г.



Себестоимость мощности почти на всех станциях ТГК-11, 12, 13 и 14 выше предельного уровня цены на мощность

Объемы сокращения затрат на мощность ТЭС Сибири для прохождения КОМ при предельном уровне цены за мощность **200 тыс.руб./МВт*мес**



Наименование ТЭС	Сокращение затрат на мощность, %												
	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Омская ТЭЦ-3	2012	2013	2014		2015			2016					
Омская ТЭЦ-4	2013-2015	2016											
Омская ТЭЦ-5	2012	2013	2014-2016										
Томская ГРЭС-2		2013-2014	2015	2016									
Томская ТЭЦ-3			2012	2013	2014-2016								
Томь-Усинская ГРЭС	2013-2016												
Беловская ГРЭС	2013-2016												
Кемеровская ГРЭС	2013-2014	2015	2016										
Кемеровская ТЭЦ		2012-2013	2014-2016										
Ново-Кемеровская ТЭЦ	2013-2016												
Кузнецкая ТЭЦ					2013-2016								
Барнаулская ТЭЦ-2	2013-2014		2015		2016								
Барнаулская ТЭЦ-3	2013-2014		2015	2016									
Назаровская ГРЭС	2013-2016												
Красноярская ТЭЦ-1	2013-2015	2016											
Красноярская ТЭЦ-2									2013-2014	2015	2016		
Минусинская ТЭЦ						2012-2013	2014	2015-2016					
Канская ТЭЦ							2013-2014	2015-2016					
Абаканская ТЭЦ	2012	2013	2014	2015-2016									
Читинская ТЭЦ-1	2013-2016												
Читинская ТЭЦ-2						2012-2013	2014-2016						
Шерловогорская ТЭЦ						2012-2013	2014-2016						
Приаргунская ТЭЦ			2012-2013	2014-2015	2016								
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	2013-2016												
									1 группа: 2012 г. - 14 ТЭС 2016 г. - 6 ТЭС		2 группа: 2012 г. - 4 ТЭС 2016 г. - 8 ТЭС		
									в статусе "вынужденных" или "дорогих" генераторов				
									в свободном ценообразовании при ограничении предельного уровня цены на мощность				

Отбор КОМ по предельной цене за мощность проходят:

1 группа – без сокращения затрат:

- 2012 г. (14)** – Омская ТЭЦ-3, Омская ТЭЦ-4, Омская ТЭЦ-5, Томь-Усинская ГРЭС, Беловская ГРЭС, Кемеровская ГРЭС, Ново-Кемеровская ТЭЦ, Барнаулская ТЭЦ-2, Барнаулская ТЭЦ-3, Назаровская ГРЭС, Красноярская ТЭЦ-1, Абаканская ТЭЦ, Читинская ТЭЦ-1, Улан-Удэнская ТЭЦ-1
- 2013 г. (11)** – Омская ТЭЦ-4, Томь-Усинская ГРЭС, Беловская ГРЭС, Кемеровская ГРЭС, Ново-Кемеровская ТЭЦ, Барнаулская ТЭЦ-2, Барнаулская ТЭЦ-3, Назаровская ГРЭС, Красноярская ТЭЦ-1, Читинская ТЭЦ-1, Улан-Удэнская ТЭЦ-1
- 2014 г. (11)** – Омская ТЭЦ-4, Томь-Усинская ГРЭС, Беловская ГРЭС, Кемеровская ГРЭС, Ново-Кемеровская ТЭЦ, Барнаулская ТЭЦ-2, Барнаулская ТЭЦ-3, Назаровская ГРЭС, Красноярская ТЭЦ-1, Читинская ТЭЦ-1, Улан-Удэнская ТЭЦ-1
- 2015 г. (8)** – Омская ТЭЦ-4, Томь-Усинская ГРЭС, Беловская ГРЭС, Ново-Кемеровская ТЭЦ, Назаровская ГРЭС, Красноярская ТЭЦ-1, Читинская ТЭЦ-1, Улан-Удэнская ТЭЦ-1
- 2016 г. (6)** – Томь-Усинская ГРЭС, Беловская ГРЭС, Ново-Кемеровская ТЭЦ, Назаровская ГРЭС, Читинская ТЭЦ-1, Улан-Удэнская ТЭЦ-1

2 группа – при сокращении усл.-п. затрат на 5-15%:

- 2012 г. (4)** – Томская ГРЭС-2, Томская ТЭЦ-3, Кемеровская ТЭЦ, Приаргунская ТЭЦ
- 2013 г. (6)** – Омская ТЭЦ-3, Омская ТЭЦ-5, Томская ГРЭС-2, Кемеровская ТЭЦ, Абаканская ТЭЦ, Приаргунская ТЭЦ
- 2014 г. (6)** – Омская ТЭЦ-3, Омская ТЭЦ-5, Томская ГРЭС-2, Кемеровская ТЭЦ, Абаканская ТЭЦ, Приаргунская ТЭЦ
- 2015 г. (8)** – Омская ТЭЦ-5, Томская ГРЭС-2, Кемеровская ГРЭС, Кемеровская ТЭЦ, Барнаулская ТЭЦ-2, Барнаулская ТЭЦ-3, Абаканская ТЭЦ, Приаргунская ТЭЦ
- 2016 г. (8)** – Омская ТЭЦ-4, Омская ТЭЦ-5, Томская ГРЭС-2, Кемеровская ГРЭС, Кемеровская ТЭЦ, Барнаулская ТЭЦ-3, Красноярская ТЭЦ-1, Абаканская ТЭЦ



1. **Существующий уровень себестоимости** поддержания мощности для большинства ТЭС Сибири (на 21 из 24) **выше установленной в 2012 г. предельной цены на мощность** (126 тыс.руб./мес*МВт), что не позволяет им проходить КОМ и получать плату за предоставляемую потребителям электрическую мощность.
2. При отсутствии платы за мощность **ТЭЦ не имеют источников финансирования для качественного обслуживания, поддержания и модернизации** генерирующей мощности
3. Повышение **предельной цены за мощность** не будет способствовать улучшению ситуации. Многие ТЭЦ не пройдут КОМ, вместе с тем, **каждая из этих ТЭЦ имеет потребителей тепловой энергии, поэтому закрыть их невозможно.**
- 4.Целесообразно электрическую мощность всех **ТЭЦ в объеме технологического минимума перевести в статус «вынужденных» генераторов** и оплачивать ее по соответствующим тарифам.
5. **Необходимо исследовать экономические аспекты** предоставления генерирующим компаниям возможности перспективной **модернизации неэффективного или не соответствующего техническим требованиям оборудования.**
6. **Необходимо пересмотреть порядок определения предельного уровня цены на мощность для ТЭС во второй ценовой зоне**, имеющей значительную долю ГЭС с низкими тарифами. **Применяемый** в настоящее время **подход** априорно **обуславливает неконкурентные условия для ТЭС** на оптовом рынке Сибири.



**ОБОСНОВАНИЕ ПЕРЕСМОТРА
МЕТОДИКИ НАЗНАЧЕНИЯ
ТАРИФОВ НА МОЩНОСТЬ**

ОБОСНОВАНИЕ ПЕРЕСМОТРА МЕТОДИКИ НАЗНАЧЕНИЯ ТАРИФОВ НА МОЩНОСТЬ



Результаты конкурентного отбора мощности 2012 г.

Отобрано на КОМ	26,8 ГВт
в том числе: мощность «дорогих генераторов»	4,8 ГВт
ДПМ	2,2 ГВт
Мощность «вынужденных генераторов».....	3,5 ГВт
Цена КОМ в ЗСП со свободным ценообразованием	146,8 тыс.руб./МВт*мес
Цена в ЗСП с предельным уровнем цен	126,4 тыс.руб./МВт*мес
Средневзвешенная цена мощности «вынужденных генераторов»	200,5 тыс.руб./МВт*мес
Средневзвешенная цена мощности «дорогих генераторов»	214,8 тыс.руб./МВт*мес
Средневзвешенная цена мощности по рынку (за исключением ДПМ)	122,6 тыс.руб./МВт*мес

Обоснование изменения методики назначения тарифов на мощность в зонах свободного перетока во 2-ой ценовой зоне оптового рынка



1. Нет весомых оснований для пересмотра методических положений по определению тарифов на мощность «вынужденных генераторов»
2. Пересмотр методических положений по определению тарифов на мощность «дорогих генераторов» в части отказа от компенсации убытков поставщиков на РСВ должен быть увязан с реализацией мер по безубыточной работе ТЭЦ.
3. Требуется регламентация сроков принятия решения о присвоении статуса «вынужденного генератора» с увеличением продолжительности работы в указанном статусе
4. Снижение доли «дорогих генераторов» с 15% до 10 % как в настоящее время, так и в перспективе до 2016 г. приведет к росту цен КОМ на мощность на 20 %, а среднерыночной цены мощности без учета ДПМ – на 14 %, и соответствующим потерям потребителей.
5. Не представляется целесообразным снижение доли «дорогих генераторов» до проведения дополнительных комплексных обоснований с учетом интересов как поставщиков, так и потребителей электроэнергии.



**ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОВОЙ
ГЕНЕРАЦИИ В СИБИРИ**



1. **Внести изменения** в действующие Правила и Регламенты ОРЭМ, **обеспечивающие устранение убыточности** реализации электроэнергии тепловыми электростанциями.
2. Не применять принцип ценопринимания к ценовым заявкам тепловых электростанций в объеме их технологического минимума и сохранить приоритетность отбора их заявок в плановое почасовое производство электроэнергии.
3. **Исключить** в Нормативных документах по выбору состава включенного генерирующего оборудования **возможность** осуществления филиалами ОАО «СО ЕЭС» **произвольного назначения загрузки тепловых электростанций** и объемов вращающегося резерва мощности.
4. **Повысить обоснованность величины назначаемого вращающегося резерва** и ввести требование к формированию диспетчерских графиков загрузки электростанций с учетом их типа, маневренности и экономичности оборудования.
5. **Предоставить право вывода из эксплуатации генерирующего оборудования собственникам ТЭЦ**, с учетом обеспечения требуемых показателей надежности и готовности оборудования.
6. **Перевести электрическую мощность всех ТЭЦ в объеме технологического минимума в статус «вынужденных» генераторов** с соответствующей для них платой за мощность.
7. **Ввести регламентацию сроков принятия решения о присвоении статуса «вынужденного генератора»** с увеличением продолжительности работы в указанном статусе.



8. **Не предусматривать снижение доли «дорогих генераторов».** Сокращение доли «дорогих генераторов» с 15 до 10 % приведет к росту цены КОМ – на 20 %, а среднерыночной цены мощности без учета ДПМ – на 14 %.
9. **Обеспечить необходимый резерв мощности** тепловых электростанций, достаточный для электроснабжения потребителей в маловодные годы, а также бесперебойное снабжение топливом этих электростанций.
10. **Внести изменения в конфигурацию и регулирование зон свободного перетока** мощности с целью повышения финансовой устойчивости тепловой генерации. Для этого необходимо:
 - **изменить порядок определения зон свободного перетока** с учетом сезонных изменений нагрузки и пропускных способностей сечений, мощностей, работающих по долгосрочным договорам с фиксированными объемами и ценами;
 - **объединить зоны свободного перетока** Сибирь – Южный Кузбасс и Бурятия – Чита с отменой регулирования максимального значения цены мощности.



Спасибо за внимание !