

Новые инвестиционные механизмы в российской энергетике и оценка финансовых последствий

Семикашев В.В.

Конференция по макроэкономическому анализу и прогнозированию,
посвященная 85-летию со дня рождения академиков Ивантера В.В. и
Яременко Ю.В., а также 35-летию основания
Института народнохозяйственного прогнозирования РАН

Москва, 17-18 ноября 2020 г.



Институт
Народнохозяйственного
Прогнозирования РАН



1.

План доклада

Концессии и альткотельные в теплоснабжении

Предложения по доработке механизма альткотельной

Анализ инвестиционных программ в электроэнергетике

Нужна ли новая модель рынка электроэнергии?

2.

Теплоснабжение – эффекты от новых
инвестиционных механизмов

- Теплоснабжение – одна из наиболее неблагоприятных отраслей в стране
 - Стабильная убыточность отрасли (операционная рентабельность -10%)
 - Сокращение спроса на тепло (на 37% с 1990 г. и на 8% с 2000 г.)
 - Низкие технико-экономические показатели (высокий удельный расход, недозагруженность мощностей и т.д.)
- Тарифообразование происходит по затратному методу
- Созданы механизмы для привлечения инвестиций в теплоснабжение, которые уже охватывают более 20% отрасли
- Все основные инвестиционные проекты в электроэнергетике после реформы РАО ЕЭС осуществлялись по принципу гарантированного возврата инвестиций (по ДПМ)
- Сомнительная отраслевая и макроэкономическая эффективность инвестиций в электроэнергетике
 - Завышение платежей потребителей
 - Избыток мощностей
 - Генерирующие компании привыкли не инвестировать без гарантий
 - Дисбалансы между типами генерации и типами станций нарастают

Концессии в теплоснабжении



- ❑ Теплоснабжение – секторов, где наиболее активно используются концессионные соглашения, – более половины всех концессий в стране
- ❑ К началу 2018 г. было заключено 2 311 концессионных соглашения, почти во всех регионах страны, охватывает 5% всего централизованного теплоснабжения
- ❑ Совокупный объем инвестиций составляет 312,5 млрд руб. Средний размер инвестиций в проект составляет 135 млн руб., средний срок – 22 года
- ❑ В основном небольшие проекты, но есть и крупные
- ❑ Крупнейшие концессионные соглашения:
 - Волгоград – более 30 лет и 29,6 млрд. руб.
 - Киров – более 30 лет и 20,6 млрд. руб.
 - Саратов – 24 года и 11,9 млрд. руб.
 - Дзержинск – 30 лет и 4,7 млрд. руб.
 - Воронеж – 15 лет и 3,9 млрд. руб.
- ❑ Дополнительно 30-40 млрд. руб. инвестиций ежегодно – 1/3 от текущего уровня инвестиций в отрасль

Введенные ценовые зоны теплоснабжения (проекты по методу альтернативной котельной): реализованные и принятые



Населенный пункт	Численность населения, тыс. чел.	Производство тепла в СЦТ, млн Гкал	Основные инвестиционные обязательства	С какого года действует
г. Рубцовск, Алтайский край (уголь)	145	0,9	Закрытие ТЭЦ, реконструкция источников тепла, тепловых сетей, 2 млрд руб	2018 г.
р.п. Линево, Новосибирская область (газ)	18	0,2	Модернизация котельной, реконструкция тепловых сетей, 0,18 млрд руб	2019 г.
г. Барнаул, Алтайский край (уголь)	696	7,9	Модернизация тепловых сетей, ≈8 млрд руб	2019 г.
г. Ульяновск (газ)	649	9,3	Модернизация тепловых сетей, котельных, ТЭЦ, ≈8 млрд руб	2020 г.
г. Оренбург (газ)	564	4,6	Замена теплосетей и техническое обновление тепловых пунктов, модернизацию теплоисточников, ≈10 млрд руб	2020 г.
г. Канск, Красноярский край (уголь)	89	0,6	Переключение потребителей 5 котельных на мощности ТЭЦ, ≈ 1,6 млрд руб	2020 г.
г. Красноярск (уголь)	1 094	17,6	Реконструкция и строительство тепловых сетей, замещение 28 малоэффективных котельных, ≈15 млрд руб	2020 г.
г. Самара (газ)	1 157	19	Модернизация системы теплоснабжения, ≈ 29,9	2021 г.
г. Владимир (газ)	357	4,3	Модернизация системы теплоснабжения, ≈ 8,9	2021 г.
г. Прокопьевск, Кемеровская область (уголь)	190	1,6	Модернизация системы теплоснабжения, ≈ 1,8	2021 г.
Итого	4 959	65,9	≈ 86 млрд руб	
Доля от РФ	3,4%	4,6%	66%	

Механизм ценовой зоны теплоснабжения (альтернативная котельная)



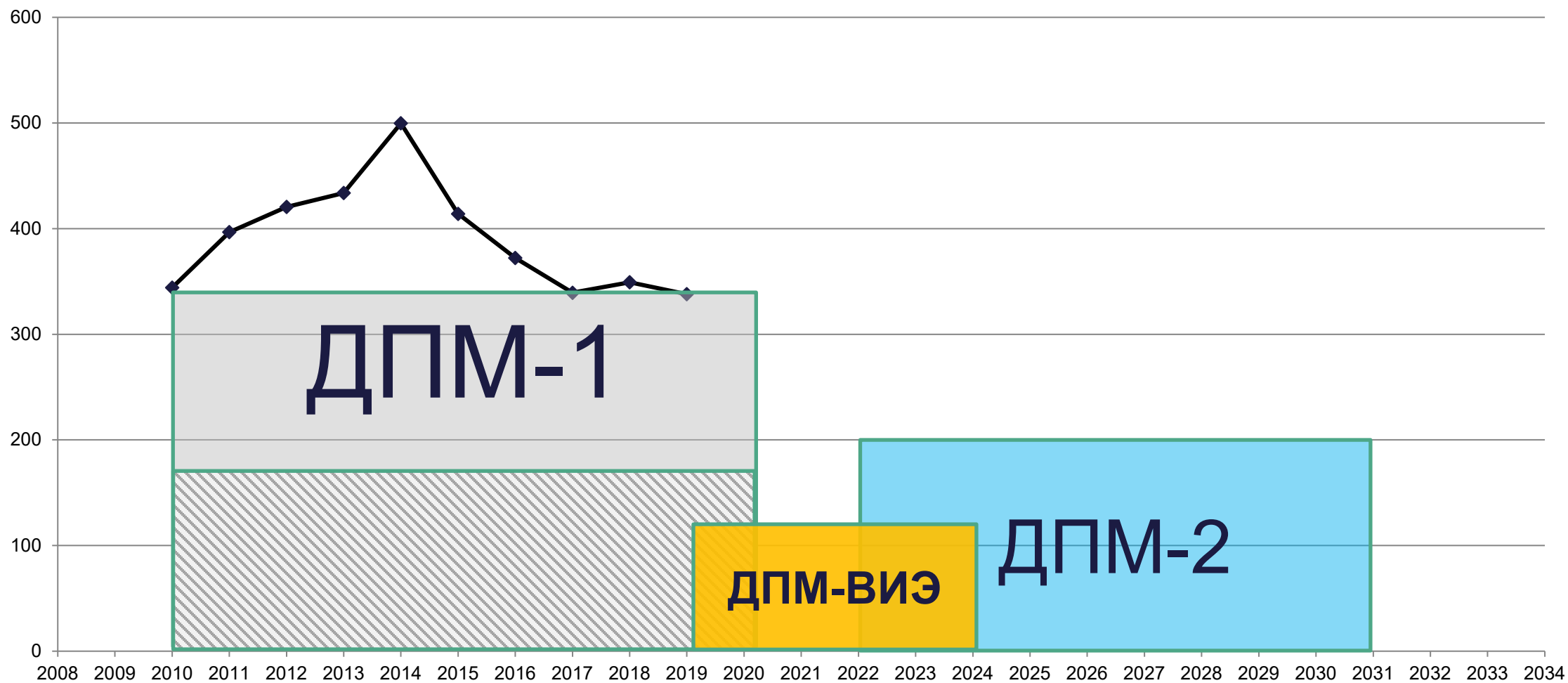
Инвестор	Населенный пункт	Численность населения, тыс. чел.	Объем инвестиций, млрд. руб.	Отпуск тепла*, млн. Гкал
Введенные и вводимые ЦЗ		4 959	86	65,9
ПАО "Т Плюс"	г. Тольятти	711	18	8,1
	г. Новокуйбышевск	103	3	1,4
	г. Кирово-Чепецк	72	2	1,3
	г. Екатеринбург	1 469	4	21,9
	г. Пермь	1 048	5	14,2
	г. Йошкар-Ола	268	1	2,8
	г. Новосибирск	1 613	18	23,0
ООО "СГК"	г. Новосибирск	1 613	18	23,0
	г. Абакан, г. Черногорск (Республика Хакасия)	256	2	2,7
ПАО "Квадра"	г. Тамбов	294	5	3,2
	г. Курск	449	6	4,9
	г. Орел	315	1	2,9
	г. Воронеж	1 059	5	12,1
	г. Губкин (Белгородская область)	87	3	1,0
	г. Липецк	510	9	9,4
	г. Рязань	539	1	6,7
ООО "Газпром энергохолдинг"	г. Апатиты, г. Кировск (Мурманская область)	82	1	1,5
АО "Татэнерго"	г. Казань	1 244	3	20,0
	г. Набережные Челны	530	2	7,3
	г. Нижнекамск	237	1	4,4
"Лукойл-Астраханьэнерго"	г. Астрахань	534	4	4,2
	г. Волжский (Волгоградская область)	326	3	8,6
	г. Волгодонск (Ростовская область)	171	2	1,1
ТГК-14	г. Улан-Удэ	435	3	3,6
	г. Чита	349	3	5,9
Итого		17 660	189	238,0
Доля от РФ		12%	145%	16%

- В теплоснабжении сегмент концессий и ЦЗТ (альткотельных) соответствуют **21% совокупного отпуска тепла в централизованном сегменте.**
- Приняты и рассматриваются **34 проекта по переходу в ЦЗТ (альткотельные)**, в которых проживает порядка 12% населения. **Совокупные инвестиции составят около 200 млрд. руб.**
- Это новые инвестиционные механизмы позволят в течение 10-15 лет увеличить инвестиции на 30-50% относительно тренда. Кроме обновления фондов можно рассчитывать на повышение эффективности в секторе.
- Потенциал для использования отечественного оборудования
- **Критика:**
 - Отсутствие горячего водоснабжения в контуре принятия решений
 - Риски монополизации в городах с сильным присутствием генерирующих компаний (где есть крупные ТЭЦ)
 - Риски завышения цен относительно «справедливых» в крупных городах за счет переговорной силы инвесторов – крупных генерирующих компаний
 - Необходима конкуренция инвесторов – это ключевой пункт для региональных властей в этой сфере
 - Отложить внедрение (или усилить контроль) в городах ДВФО и ряде других регионов, где возможны высокие цены и социальное напряжение

2.

Электроэнергетика – приватизированная
отрасль при отсутствии частных инвестиций

Динамика инвестиций в электрогенерацию и инвестиционные программы ДПМ в энергетике



Ценовая зона	Тип объекта	Вид топлива	Количество	Установленная мощность, МВт
1	М	газ	7	585
		ПГУ	3	1430
		гидро	8	240
		уголь	5	1140
	Н	газ	27	6016
		ПГУ	52	13 560
уголь		4	1418	
2	М	газ	5	360
		уголь	17	3424
	Н	газ	3	296
		ПГУ	1	90
		уголь	4	1319
Итого			136	29 877

Примечание: М – модернизация, Н – новые

Параметры программы ДПМ

- 30 ГВт, 1 600 - 3 600 млрд. руб.
- Средний КИУМ объектов ДПМ - около 60%

Минусы

- Избыток мощности в результате (прирост
- Дорогой для потребителей инвестиционный механизм
- Плохой институциональный урок для инвесторов – нерыночные решения по инвестпроектам, гарантированная доходность и окупаемость даже при простое энергоблоков

Плюсы

- Снижение удельных расходов ~15 г у.т.
- Внедрение ГТУ и ПГУ
- Обновление мощностей

Параметры программы ДПМ ВИЭ

- Вводы –СЭС и ВЭС - 5,5 ГВт
- Затраты/инвестиции - 580 млрд. руб.
- При КИУМ 20-25% генерация составит 1% общероссийского уровня (~10 млрд. кВт.ч)

Минусы

- Дорого для потребителей (~15-25 руб./кВт.ч)
- 1% вместо запланированных 2,5% (а ранее 4,5%)
- Ухудшение режимов работы ТЭЦ, что вызывает рост удельных расходов у них

• Плюсы

- Развитие рынка оборудования для ВИЭ в России и отечественных производств (локализация ~65%)
- Снижение стоимости удельных инвестиций- до 60-80 тыс. руб. за кВт мощности – это сопоставимо с Европой
- Повышение КИУМ. В 2018 г.* – 15%, можно рассчитывать до 20% по всей программе

* - попали только первые проекты по ДПМ ВИЭ

Параметры программы ДПМ 2 (КОМмод)

- Логика – воспользоваться сокращением платежей по ДПМ-1
- Модернизация 40 ГВт мощностей, с акцентом на ТЭЦ
- Инвестиции – 2 трлн. руб.

Минусы

- Затратный механизм ДПМ для потребителя
- В пользу прогосударственных компаний (например, Интер РАО в первом раунде забрало более 60% мощностей)
- Сохранение устаревшего технологического уровня (преимущественно будут использоваться паровые турбины)
- Капремонты вместо модернизации (удельные кап.затраты менее 100 дол. /кВт мощности)
- Не использован потенциал отечественного машиностроения
- Отечественная газовая турбина большой мощности будет готова к завершению этой программы

Плюсы

- Потенциал для развития отечественного рынка оборудования для модернизации ТЭЦ
- Конкуренция приводит к снижению удельных капзатрат

Выводы по электроэнергетике

- Необходима новая модель рынка электроэнергии и мощности
- Отказаться от гарантированных инвестиций
- Новая модель должна учитывать естественные преимущества и сложившуюся экономическую и энергетическую политику в России для повышения эффективности электроэнергетики
 - **Увеличение доли ТЭЦ в выработке тепла**
 - **Сочетание разных типов электростанций с учетом эффектов и на энергетику, и на экономику**

Спасибо за внимание!



www.ecfor.ru / semikashev



vv_semikashev@mail.ru