

Опубликована в журнале: «Газотурбинные технологии», 2004, №1.

Экономическая целесообразность форсированного внедрения ПГУ и ГТУ при обновлении тепловых электростанций

Волкова Е.А., Шульгина В.С., Новикова Т. В., ИНЭИ РАН

Старение оборудования электростанций и связанная с этим необходимость их полного или частичного обновления является одной из основных проблем развития электроэнергетики в ближайшие годы. Обновление позволяет не только сохранить и даже несколько увеличить мощность действующих станций и тем самым сократить потребность в строительстве новых ТЭС на новых площадках, но также повысить эффективность использования органического топлива. Наибольшего снижения удельных расходов топлива при обновлении ТЭС можно достичь за счет внедрения новых, прогрессивных технологий производства электроэнергии: для ТЭС на газе – это парогазовый цикл, газотурбинные надстройки паросиловых блоков и газовые турбины с утилизацией тепла; для ТЭС на угле – это “экологически чистые” технологии его сжигания в паротурбинном цикле. Однако в настоящее время ввиду ограниченности инвестиций и запаздывания в разработке новых типов оборудования в качестве вынужденной меры предлагаются менее капиталоемкие способы обновления – восстановление ресурса и модернизация действующих мощностей.

В рамках работы над “Концепцией технического перевооружения...” ИНЭИ РАН провел экономическую оценку трех предлагаемых в настоящее время способов обновления устаревшего оборудования ТЭС: это работы по восстановлению его ресурса, установка модернизированного оборудования и внедрение новой прогрессивной техники. Сравнение проводилось для типовых групп (так называемых «технологий»), агрегированных по относительно близким технико-экономическим показателям – тип станции, начальные параметры пара и вид используемого топлива (табл. 1).

Так, например, в одну группу попали конденсационные энергоблоки с начальным давлением пара 240 ата, использующие в качестве топлива газ и мазут. При первом способе обновления - проведении работ по восстановлению ресурса (ВР) - мощность этого оборудования не меняется. При замене этих блоков модернизированными происходит некоторое увеличение их мощности (например, К-330-240). При замене оборудования новым прогрессивным осуществляется установка на действующих площадках ТЭС ПГУ примерно такой же мощности (например, ПГЭС-325 вместо К-300-240).

По ТЭЦ в одну группу были включены агрегаты, различающиеся не только единичной мощностью блоков, но и типом турбин (Т и ПТ).

Для каждой группы были сформированы укрупненные технико-экономические показатели, прогнозируемые для каждого способа обновления.

Типовые группы оборудования, принятые при оценке эффективности разных способов обновления ТЭС

Тип ТЭС	Типовые группы оборудования	Вид топлива	Тип существующего оборудования	Способы обновления ТЭС		
				Работы по восстановлению ресурса оборудования	Установка модернизированного оборудования	Замена оборудования новым прогрессивным
КЭС	1	Газ, мазут	К-300-240, К-800-240	К-300-240, К-800-240	МК-330-240, МК-850-240	ПГУ-325, ПГУ-540
	2	Газ, мазут	К-200-130, К-150-130	К-200-130	МК-225-130	ПГУ-170
	3	Газ, мазут	Мелкое конденсационное оборудование 90 ата и ниже	К-100-90	МК-225-130	ПГУ-70, ПГУ-170, ПГУ-450
	4	Уголь	К-300-240, К-500-240	К-300-240	МК-330-240	К-330-300 с ЦКС, К-525-300 с ЦКС, К-300-240 с ЦКС
	5	Уголь	К-200-130, К-150-130	К-200-130	МК-225-130	МК-225-130 с ЦКС
	6	Уголь	Мелкое конденсационное оборудование 90 ата и ниже	К-100-90	МК-225-130	МК-225-130 с ЦКС
ТЭС	7	Газ, мазут	Т-100,50-130 и ПТ-80,60-130	Т-100-130	МТ-115-130	ПГУ-170(Т), ГТУ-110+КУ
	8	Газ, мазут	Мелкое теплофикационное оборудование 90 ата и ниже	Т-25-90	МПТ-85-130	НК-37+КУ
	9	Уголь	Т-100,50-130 и ПТ-80,60-130	Т-100-130	МТ-115-130	Т-115-130 с ЦКС

Таблица 1.

Ранжирование «технологий» по минимуму удельных приведенных затрат в порядке снижения их экономичности позволило выбрать наиболее эффективные способы обновления: для ТЭС на угле – это установка модернизированного оборудования, для ТЭС на газе – замена паротурбинных блоков парогазовыми установками и ГТУ с котлами утилизаторами.

Данные результаты были использованы при разработке “Программы обновления ТЭС...”, в рамках которой ИНЭИ РАН выполнил оценку коммерческой эффективности трех вариантов обновления конкретных тепловых электростанций ЕЭС России, оборудование которых достигает индивидуального ресурса (ИР) в период до 2010 г. Эти варианты были сформированы институтом «Теплоэлектропроект» на основе анализа динамики выбытия оборудования в результате старения и рекомендованных выше способов обновления для каждого типа оборудования.

По существу проводилось сравнение двух идеологий осуществления обновления ТЭС: малозатратный, но в тоже время технически отсталый путь, которому соответствует проведение работ по восстановлению ресурса оборудования, либо прогрессивный, но капиталоемкий, означающий внедрение модернизированной и новой техники.

Вариант 1 представляет собой воплощение первой идеологии. В этом варианте оборудование всех ТЭС по мере достижения им индивидуального ресурса подлежит восстановлению (РВР) (табл. 2). Данный вариант рассматривался лишь для того, чтобы количественно определить его неэффективность.

Технически прогрессивным является **вариант 2**. В этом варианте оборудование всех ТЭС на угле, восстанавливаемое в варианте 1 – заменяется модернизированным с некоторым увеличением его мощности, а оборудование на газе – частично заменяется модернизированным, а частично - парогазовыми и газотурбинными установками.

Вариант 3, самый оптимистичный, является некоторой модификацией предыдущего варианта. В этом варианте осуществляется форсированное внедрение ПГУ и ГТУ на некото-

Характеристика трех вариантов обновления ТЭС ЕЭС России.

Показатели	Ед-цы измерения	Вариант		
		I	II	III
1 Обновляемая мощность ТЭС, достигших индивидуального ресурса	млн. кВт	20.2	21.7	28.5
в т.ч.РВР паротурбинных ТЭС на газе		11.1	-	-
РВР паротурбинных ТЭС на угле		9	-	-
Модернизированное оборудование ТЭС на газе		-	8.6	8.6
Модернизированное оборудование ТЭС на угле		-	10.1	12.3
Замена. ПГУ и ГТУ		0.1	3	7.6
2 Выравнивающая мощность всего		8.3	6.8	-
в т.ч. Паротурбинные ТЭС, не достигшие индивидуального ресурса		6.1	6.1	-
Новая КЭС на угле		2.2	0.7	-
3 Всего полезная мощность		28.5	28.5	28.5

рых ТЭС, агрегаты которых достигают ИР за рамками 2010 г.

Таблица 2.

Для обеспечения сопоставимости при сравнении все варианты были приведены к одинаковому энергетическому эффекту (по мощности и полезному отпуску электроэнергии).

Выравнивание по мощности было выполнено через условную новую замыкающую КЭС на угле. В качестве расчетного был принят период 2003-2030 гг.

Так как к настоящему времени ТЭО проектов обновления конкретных электростанций еще не выполнены и, соответственно, отсутствует уточненная информация о технико-экономических показателях объектов с различными типами агрегатов при разных способах обновления, оборудование всех ТЭС, подлежащих обновлению, было агрегировано в вышеупомянутые укрупненные типовые группы. Для каждой группы по всем способам обновления были сформированы укрупненные технико-экономические показатели.

Безусловно, при формировании технико-экономических показателей был принят ряд допущений. Например, полагалось, что при проведении работ по восстановлению ресурса экономичность действующего оборудования не повышается, поэтому для данного способа обновления удельный расход был принят на уровне усредненных отчетных данных за 2001 г. для соответствующих групп оборудования. Удельные расходы топлива по модернизированной и новой технике принимались в соответствии с их проектными показателями.

При определении удельных капиталовложений было принято, что при обновлении полностью или частично заменяется **только оборудование** электростанции, причем его стоимость составляет половину капиталовложений в новую паротурбинную ТЭС на газе, 60% - ТЭС на угле и около 70% - в новую парогазовую или газотурбинную ТЭС.

В качестве основного критерия при сравнении вариантов был принят максимум **чистого дисконтированного дохода (ЧДД)**.

При оценке коммерческой эффективности ежегодно на протяжении всего расчетного периода проводилось сопоставление двух финансовых потоков: дохода (выручки от реализации электроэнергии) и затрат (затраты на производство электроэнергии, инвестиции и т.д.). Затем эти ежегодные сальдовые с помощью коэффициента дисконтирования приводились к сегодняшнему уровню цен и суммировались за весь расчетный период. Эта итоговая сумма и отражала чистый дисконтированный доход, получаемый в результате реализации каждого из вариантов обновления.

Расчет коммерческой эффективности осуществлялся в прогнозных ценах. При этом были рассмотрены две взаимоувязанные динамики цен топлива и тарифов электроэнергии, описывающие их умеренный и интенсивный рост. Кроме того, были определены предельные тарифы электроэнергии, при которых возможно самофинансирование инвестиций в каждом из трех вариантов обновления.

Так как эффективность обновления определяется соотношением достигаемой экономии затрат на топливо и величины дополнительных инвестиций, то эти два показателя отдельно были проконтролированы по каждому варианту обновления.

Результат расчетов показали, что естественно, максимальный расход топлива наблюдается в варианте 1 (табл. 3), в котором работы по восстановлению ресурса оборудования не обеспечивают повышение его экономичности. Самым экономичным с точки зрения расхода топлива является наиболее прогрессивный вариант 3 с максимальным объемом внедрения новой техники. За счет экономии газа в этом варианте, достигаемой именно за счет обновления действующих паротурбинных ТЭС и составляющей примерно 7 млн. туг в год, можно обеспечить этим топливом как предлагаемое расширение существующих ТЭС, так и сооружение новых парогазовых электростанций, в результате чего можно будет довести мощность ПГУ и ГТУ к 2010 г. до 12÷13 млн. кВт.

Таблица 3.

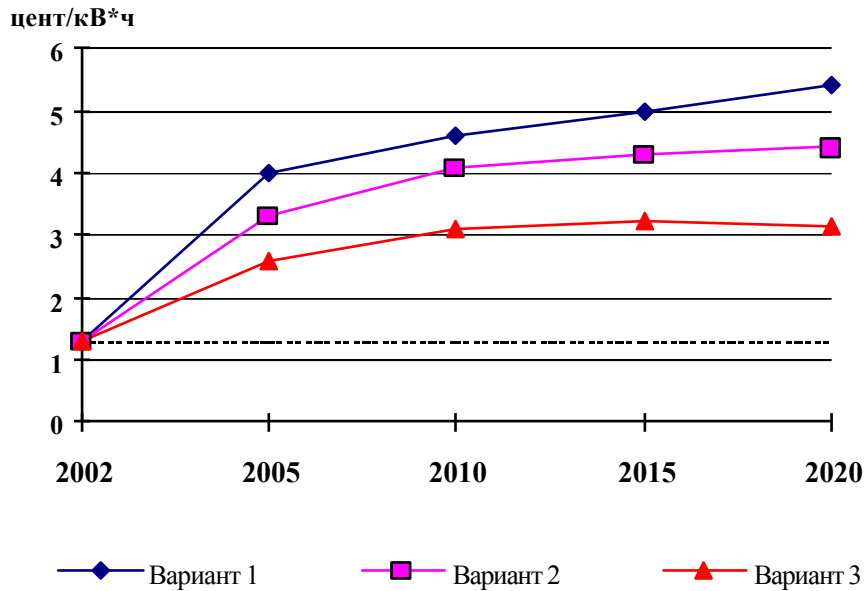
Результаты оценки коммерческой эффективности трех вариантов обновления ТЭС ЕЭС России.

Показатели	Ед-цы измерения	Вариант		
		I	II	III
1 Расход топлива по варианту	млн. туг	1646	1539	1321
в т.ч. газ		918	868	735
уголь		728	671	586
Экономия топлива по сравнению с вариантом 1	%	-	7%	25%
2 Потребность в инвестициях по варианту	млрд. долл.	8.3	9.6	12.5
Дополнительный объем инвестиций по сравнению с вариантом 1		-	16%	51%
3 Чистый дисконтированный доход по варианту	млрд. долл.	-14.7	1.2	7.1

Безусловно, такая значительная экономия топлива в варианте 3 достигается ценой дополнительных инвестиций, в 1.5 раза больших по сравнению с технически отсталым вариантом 1, что существенно осложняет реализацию этого самого прогрессивного варианта обновления.

В соответствии с принятым критерием (максимум ЧДД) именно самый оптимистичный вариант 3 с максимальным внедрением технически нового и модернизированного оборудования является самым эффективным, в то время как реализация варианта 1 неэффективна вообще (ЧДД<0).

Для финансирования обновления полностью за счет собственных средств наименьшей рост тарифов требуется в варианте 3, составляющий к 2010 г. - примерно 2 раза по сравнению с их сегодняшней величиной (рис.1). В менее эффективных вариантах обновления са-



мофинансирование инвестиций возможно лишь за счет более интенсивного роста тарифов 3-3.5 раза.

Рис. 1. Тарифы электроэнергии, обеспечивающие самофинансирование инвестиций в трех вариантах обновления ТЭС ЕЭС России.

Как известно, основными источниками собственных инвестиционных средств являются нераспределенная прибыль и амортизация. Прибыль как источник инвестиционных средств присутствует лишь в прогрессивных вариантах 2 и 3 (рис.2).

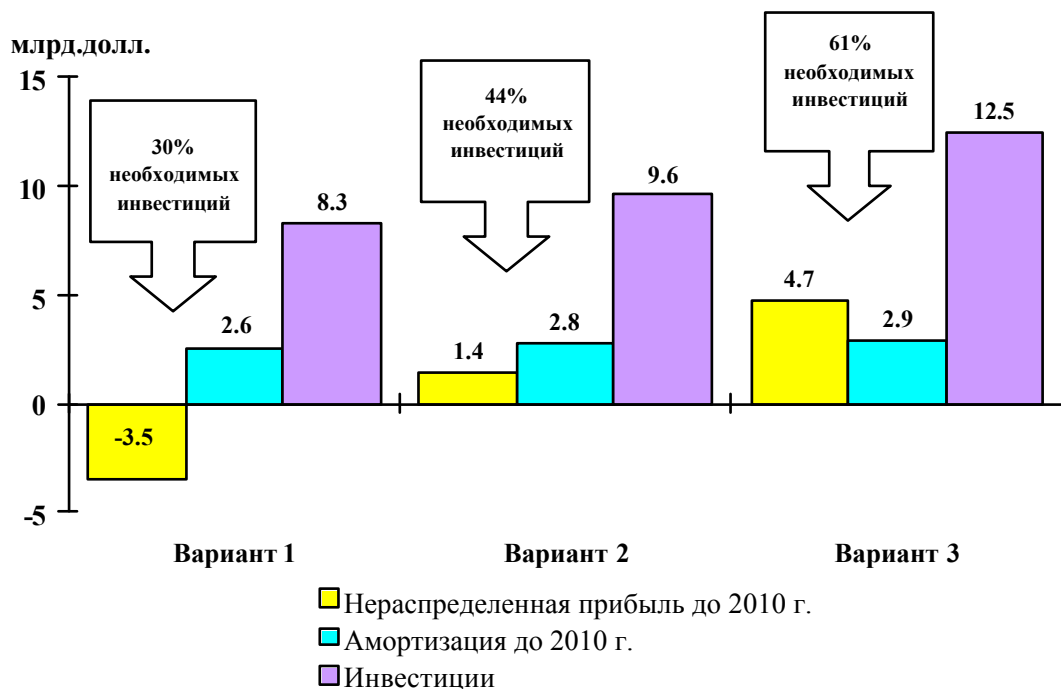
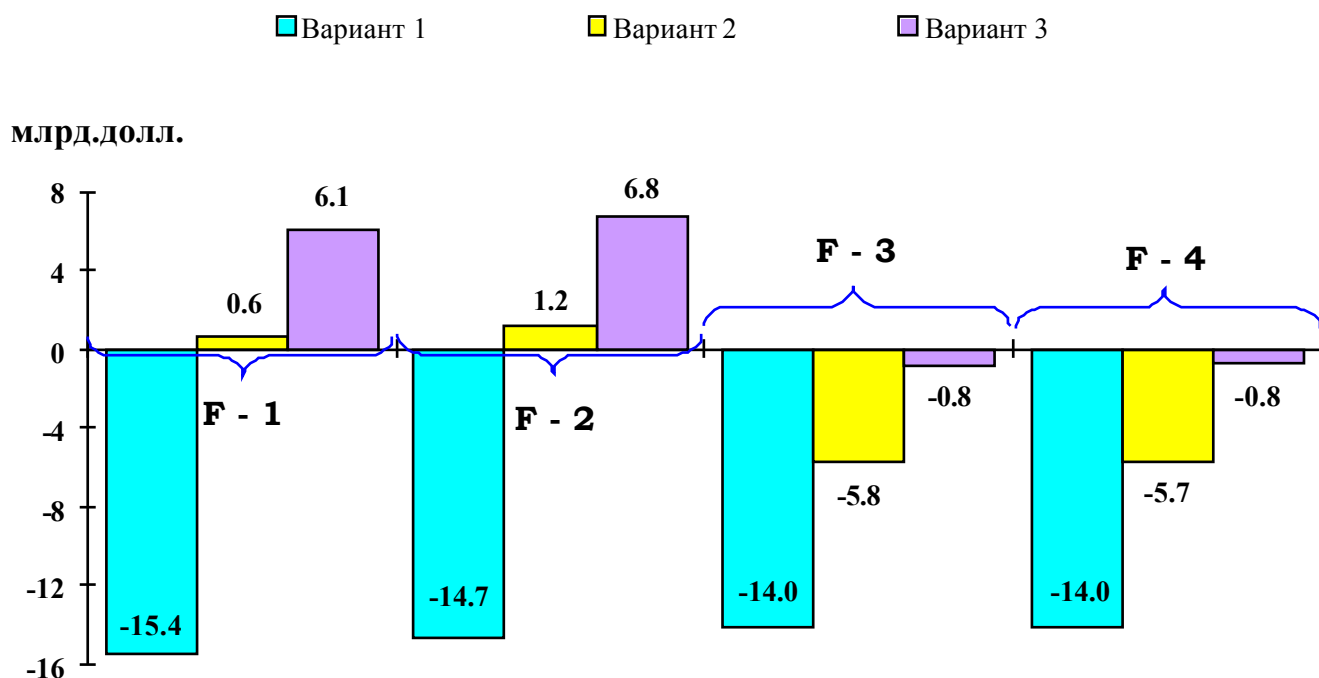


Рис. 2. Наличие собственных средств для финансирования трех вариантов обновления ТЭС ЕЭС России.

Амортизационных средств явно недостаточно. Поэтому в совокупности за счет собственных источников можно профинансировать лишь около 30% инвестиций в варианте 1 и значительно больше в прогрессивных вариантах 2 и 3 - соответственно, 44 и 61%.

Ввиду недостатка собственных средств для финансирования обновления, ИНЭИ РАН также рассмотрел и другие схемы финансирования инвестиций (рис. 3):

- а) Обновление на 30% финансируется за счет собственных средств РАО «ЕЭС России», а остальные 70% - за счет привлечения долгосрочных банковских кредитов, при этом срок погашения кредита составляет 10 лет, а процентная ставка за кредит – 5 и 10%;
- б) Оборудование для обновления приобретается на условиях лизинга, а строительно-монтажные работы либо полностью финансируются за счет собственных



F-1 - Финансирование за счет 70% заемных и 30% собственных средств; ставка по кредиту = 10%

F-2 - Финансирование за счет 70% заемных и 30% собственных средств; ставка по кредиту = 5%

F-3 - Лизинг оборудования, иинансирование СМР за счет 100% собственных средств

F-4 - Лизинг оборудования, иинансирование СМР за счет 70% заемных и 30% собственных средств

средств, либо путем смешанного финансирования: 30% - за счет собственных средств и 70% - за счет заемного капитала.

Рис. 3. Эффективность трех вариантов обновления ТЭС ЕЭС России при разных схемах финансирования.

Анализ схем финансирования показал, что реализовать прогрессивные варианты обновления 2 и 3 можно лишь при льготных условиях привлечения заемных средств, характеризующихся большими сроками возврата капитала (более 10 лет) и невысокими процентными ставками (5-10%). В технически отсталом варианте 1 из-за роста топливных затрат себестоимость производства электроэнергии превышает выручку от ее продажи, поэтому возникают трудности с погашением обязательств даже по льготным кредитам. Для полного расчета с кредиторами придется обращаться за новыми займами, суммарная величина которых за период в десятки раз превышает саму потребность в инвестициях.

Таким образом, результаты сравнения вариантов обновления ТЭС, оборудование которых достигает ИР к 2010 г., подтверждают ранее полученные выводы относительно эффективности предлагаемых в настоящее время способов обновления: самым эффективным способом обновления оборудования на газе является его замена парогазовыми или газотурбинными установками, а для оборудования на угле – замена модернизированным. Преимуществами такого способа обновления, как работы по восстановлению ресурса, являются его относительная дешевизна и быстрота осуществления, однако с экономической точки зрения реализация такого обновления неэффективна и закладывает отставание в развитии электроэнергетики.

Безусловно, требует дальнейших проработок и уточнений соотношение капиталовложений при всех предлагаемых способах обновления. Однако, уже сейчас очевидно, что очень эффективна замена оборудования паротурбинных ТЭС на газе парогазовыми установками, но лишь в том случае, если стоимость замены не превысит стоимость нового строительства. Поэтому на паротурбинных КЭС на газе рекомендуется установка крупных ПГУ единичной мощности 325-540 МВт, на мелких ТЭЦ (с параметрами пара 90 ата и ниже) – установка ГТУ с котлами-утилизаторами. Однако, замена оборудования мелких ТЭЦ на ГТУ эффективна только в том случае, если их стоимость не превысит стоимость крупных ГТ более чем в 1.5 раза.

Большая неопределенность существует в выборе способов обновления крупных ТЭЦ (130 ата). Это связано как с трудностью прогнозирования тепловых нагрузок на перспективу, так и с неизученностью технических возможностей по размещению нового оборудования на старых площадках ТЭЦ. Замена крупных теплофикационных агрегатов на газе на ПГУ является более эффективной, чем их установка на паротурбинных КЭС лишь при загрузке установки по тепловому графику более чем на 60%.