

621.311.001.57

МЕТОДИКА СОЗДАНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ТЭЦ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

© 2025 г. Е. Л. Степанова^{1, *}, А. М. Клер¹, П. В. Жарков¹

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, Иркутск, Россия

**e-mail: step@isem.irk.ru*

Поступила в редакцию 19.02.2025 г.

После доработки 24.02.2025 г.

Принята к публикации 28.02.2025 г.

Представлена методика создания математических моделей ТЭЦ, адаптированных для задач оптимизации режимов работы электроэнергетической системы. Модели ТЭЦ, разработанные в соответствии с описанной в работе методикой, позволяют за приемлемое время смоделировать ТЭЦ для исследования крупных электроэнергетических систем. Математическая модель ТЭЦ основана на моделях турбин и котлоагрегатов с использованием коэффициентов удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении и удельных расходов тепла на производство электроэнергии для каждого типа основного генерирующего оборудования, с учетом нелинейных снижений внутреннего относительного КПД турбины при сокращении расхода тепла на входе в турбину по отношению к номинальному расходу и КПД котлоагрегатов при сокращении их тепловой нагрузки по отношению к номинальной. При исследовании режимов работы электроэнергетических систем применение моделей такого типа обеспечивает возможность оптимизации основного состава работающих турбин и котлоагрегатов в зависимости от изменений электрических и тепловых нагрузок. Предлагаемая методика также применима для построения зависимостей часового расхода топлива от электрических и тепловых нагрузок и определения годового расхода топлива ТЭЦ на основе расчетов ее работы в среднезимнем и среднелетнем режимах. Практическая реализация методики проведена на примере промышленно-отопительной ТЭЦ. Для проведения оптимизационных исследований режимов работы ТЭЦ использовался разработанный в ИСЭМ СО РАН метод ступенчатой оптимизации.

Ключевые слова: ТЭЦ, источники тепла, турбины, котлоагрегаты, электроэнергетическая система, тепловые и электрические нагрузки ТЭЦ, режимы работы ТЭЦ, математические модели, математическое моделирование, методы оптимизации

DOI: 10.31857/S0002331025020062

ВВЕДЕНИЕ

При исследовании электроэнергетических систем (ЭЭС) необходимо проводить расчеты большого числа режимов их работы и решать задачу распределения электрических и тепловых нагрузок между генерирующим оборудованием энергоисточников, учитывая технические ограничения и топливные издержки [1–3]. Большинство ЭЭС России имеют в своем составе ТЭЦ. Зачастую на одной ТЭЦ могут эксплуатироваться разные типы турбин и котлоагрегатов, каждые из которых характеризуются своими особенностями работы. Поскольку ТЭЦ являются достаточно сложными техническими объектами и использование их подробных математических моделей нецелесообразно для решения оптимизационной задачи распределения нагрузок в ЭЭС, то встает вопрос о создании математических моделей ТЭЦ, которые с одной стороны весьма точно описывают технологические связи между элементами их оборудования и протекающие физические процессы, учитывают технические ограничения, а с другой стороны, адаптированы для проведения оптимизационных исследований ЭЭС в целом. Решение таких задач может быть осуществлено на основе математического моделирования ТЭЦ и оптимизационных исследований режимов их работы при различных электрических и тепловых нагрузках [4–7]. Так как каждая электростанция имеет свои особенности, то необходимо разрабатывать математические модели каждой ТЭЦ, работающей в исследуемой ЭЭС. Исключение могут составлять ТЭЦ со схожим составом генерирующего оборудования.

ПРИНЦИПЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЭЦ

Ранее в работе [1] авторами описывались исследования режимов работы ЭЭС, выполненные методом ступенчатой оптимизации с применением упрощенных моделей ТЭЦ. В качестве примера рассматривалась ЭЭС республики Якутия. Упрощенные математические модели были созданы на основе полиномов, построенных по результатам серии оптимизационных расчетов, определяющих расход топлива и электрическую мощность собственных нужд в зависимости от электрической нагрузки электростанции и тепловой нагрузки потребителей. Расчеты для получения полиномов были выполнены с помощью подробных математических моделей генерирующего оборудования электростанций. В отличие от упрощенных моделей ТЭЦ, применяемых в исследованиях ЭЭС Якутии [1], в настоящей работе предлагается методика создания моделей тепловых электростанций на основе моделей турбин и котлоагрегатов, использующих коэффициенты удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении и удельные расходы тепла на производство электроэнергии для каждого типа основного генерирующего оборудования [8–12]. Применение таких моделей дает возможность оптимизации основного состава генерирующего оборудования (турбин и котлоагрегатов) в зависимости от изменений электрических и тепловых нагрузок ТЭЦ. Кроме того, эти модели могут предоставлять информацию о загрузке каждого или группы однотипных турбо- и котлоагрегатов (по электрической и тепловой мощности, паропроизводительности, по расходу топлива), а также о теплопроизводительности редуционно-охладительных установок (РОУ). Использование моделей такого типа позволяет за приемлемое время смоделировать электростанции для крупных ЭЭС, имеющих в своем составе большое количество ТЭЦ. Кроме того, при оптимизационных исследованиях ЭЭС в целом эти модели ТЭЦ могут как непосредственно встраиваться в математическую модель ЭЭС, так и использоваться для получения зависимостей расходов топлив

от электрических и тепловых нагрузок для каждой ТЭЦ, которые в свою очередь также могут применяться в исследованиях.

В математической модели ТЭЦ все соотношения описывающие взаимосвязи между параметрами отдельных паровых турбин, котлов и ТЭЦ в целом представляются в виде энергетических балансов. Такие балансы составляются для каждой турбины (или для каждой группы однотипных турбин), для коллектора острого пара (или для коллектора острого пара каждой очереди ТЭЦ, если на различных очередях используется острый пар разных давлений), для коллектора пара производственных параметров и условного коллектора пара теплофикационных параметров. Рассчитывается баланс активной электрической мощности ТЭЦ, в котором учитываются мощности всех турбин, мощности, расходуемые на собственные нужды, связанные с производством электроэнергии и тепла, и полезная мощность, отпускаемая в энергосистему.

В общем виде некоторые из основных формул расчета параметров режимов работы ТЭЦ, заложенные в основу ее математической модели, приведены ниже. Следует отметить, что для турбин с противодавлением типа Р вся электрическая мощность вырабатывается на тепловом потреблении. Для теплофикационных турбин типа Т и ПТ, имеющих конденсатор, часть электроэнергии всегда вырабатывается на потоке пара, идущем в конденсатор. Этот поток не может быть ниже так называемого вентиляционного пропуска.

$$N_{Сум}^{ТЭЦ} = \sum_{i=1}^L N_i^{Тур} S_i^T, \quad (1)$$

$$N_{ПО_i}^{Тур} = Q_{ПО_i}^{Тур} \alpha_{П} \eta^{Тур}, \quad N_{ТО_i}^{Тур} = Q_{ТО_i}^{Тур} \alpha_{Т} \eta^{Тур}, \quad (2)$$

$$N_{К_i}^{Тур} = N_i^{Тур} - N_{ПО_i}^{Тур} - N_{ТО_i}^{Тур}, \quad (3)$$

$$N_{Пол}^{ТЭЦ} = N_{Сум}^{ТЭЦ} - N_{СН}^{ТЭЦ}, \quad (4)$$

где $N_{Сум}^{ТЭЦ}$, $N_i^{Тур}$ – суммарная полная электрическая мощность всех турбин ТЭЦ и полная электрическая мощность i -й турбины соответственно, МВт; S_i^T – вспомогательный параметр, характеризующий работоспособность турбины (0 – не работает, 1 – работает); L – общее количество турбин, шт; i – станционный номер турбины; $N_{ПО_i}^{Тур}$, $N_{ТО_i}^{Тур}$ – электрические мощности, вырабатываемые на тепловом потреблении производственных и теплофикационных отборов соответственно, МВт; $\eta^{Тур}$ – внутренний относительный КПД турбины; $N_{К_i}^{Тур}$ – конденсационная электрическая мощность, МВт; $Q_{ПО_i}^{Тур}$, $Q_{ТО_i}^{Тур}$ – тепло из производственных и теплофикационных отборов турбины соответственно, Гкал/ч; $\alpha_{П}$, $\alpha_{Т}$ – удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении из производственных и теплофикационных отборов соответственно, МВт ч/Гкал; $N_{Пол}^{ТЭЦ}$ – полезная электрическая мощность ТЭЦ, МВт; $N_{СН}^{ТЭЦ}$ – электрическая мощность собственных нужд ТЭЦ, связанная с производством электроэнергии и тепла, МВт.

$$Q_{ОП_i}^{Typ} = Q_{ПО_i}^{Typ} + Q_{ТО_i}^{Typ} + \left(N_{ПО_i}^{Typ} l_{П} + N_{ТО_i}^{Typ} l_{Т} + N_{K_i}^{Typ} l_{K} \right), \quad (5)$$

$$Q_{ОП}^{\sum Typ} = \sum_{i=1}^L Q_{ОП_i}^{Typ}, \quad Q_{ПО}^{\sum Typ} = \sum_{i=1}^L Q_{ПО_i}^{Typ}, \quad Q_{ТО}^{\sum Typ} = \sum_{i=1}^L Q_{ТО_i}^{Typ}, \quad (6)$$

где $Q_{ОП_i}^{Typ}$ – тепло острого пара на турбину, Гкал/ч; $l_{П}$, $l_{Т}$ – удельный расход тепла на теплофикационном потреблении из производственных и теплофикационных отборов соответственно, Гкал/МВт ч; l_{K} – удельный расход тепла на производство электроэнергии по конденсационному циклу, Гкал/МВт ч; $Q_{ОП}^{\sum Typ}$, $Q_{ПО}^{\sum Typ}$, $Q_{ТО}^{\sum Typ}$ – суммарное тепло острого пара, пара производственных и теплофикационных отборов турбин, Гкал/ч.

Следует отметить, что в данной методике расчета параметров работы ТЭЦ учтена возможность нагрева сетевой воды в пиковых водогрейных котлах (ПВК) выше 120°C (если такие котлы установлены), и тепло на нагрев сетевой воды в этом случае будет учитываться в балансе пара производственных параметров. При нагреве сетевой воды в ПВК ниже 120°C тепло на нагрев учитывается в балансе пара теплофикационных параметров ТЭЦ.

Баланс пара производственных параметров ТЭЦ:

$$Q_{ВП} + D_{ПО} - Q_{ПО}^{POY} + Q_{ТО}^{POY} - Q_{ПО}^{\sum Typ} = 0, \quad (7)$$

где $Q_{ВП}$ – тепло с паром внешним потребителям, Гкал/ч; $D_{ПО}$ – тепло на нагрев сетевой воды с производственных отборов и ПВК (в случае нагрева сетевой воды в ПВК выше 120°C), Гкал/ч; $Q_{ПО}^{POY}$, $Q_{ТО}^{POY}$ – тепло на редукционно-охладительные установки (РОУ) из производственных и теплофикационных отборов, Гкал/ч.

Баланс пара теплофикационных параметров ТЭЦ:

$$Q_{ТО}^{POY} - Q_{ТО}^{\sum Typ} - D_{ТО} = 0, \quad (8)$$

где $D_{ТО}$ – тепло на нагрев сетевой воды с теплофикационных отборов и ПВК (в случае нагрева сетевой воды в ПВК ниже 120°C), Гкал/ч;

Если на исследуемой электростанции не установлены РОУ с понижением параметров острого пара до теплофикационных параметров пара, то в балансе острого пара учитывается только тепло на РОУ из производственных отборов (9), если же такие РОУ эксплуатируются, то в баланс добавляется тепло на РОУ из теплофикационных отборов.

$$Q_{ОП}^{\sum ТЭЦ} = Q_{ОП}^{\sum Typ} + Q_{ПО}^{POY}, \quad (9)$$

при этом

$$Q_{ОП}^{\sum ТЭЦ} = \sum_{j=1}^K Q_j^{Kom} S_j^{Kom}, \quad (10)$$

$$G_j^{Kom} = Q_j^{Kom} / (\eta^{Kom} Q_H^P), G_{Ton}^{TЭЦ} = \sum_{j=1}^K G_j^{\Sigma Kom}, \quad (11)$$

где Q_j^{Kom} – тепло на j -й котлоагрегат, Гкал/ч; S_j^{Kom} – вспомогательный параметр, характеризующий работоспособность котлоагрегата (0 – не работает, 1 – работает); K – общее количество турбин, шт; j – стационарный номер котлоагрегата; G_j^{Kom} – расход условного топлива j -м котлоагрегатом, т у.т.; η^{Kom} – КПД котлоагрегата; Q_H^P – теплота сгорания условного топлива, Гкал/т; $G_{Ton}^{TЭЦ}$ – суммарный расход условного топлива ТЭЦ, т у.т.

ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ ЗАДАЧИ РАСЧЕТА РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЭЦ

Расчеты, проводимые с помощью математических моделей ТЭЦ, являются оптимизационными. Для их проведения используется разработанный в ИСЭМ СО РАН метод ступенчатой оптимизации [1, 4–6]. В соответствии с ним процесс решения системы алгебраических и трансцендентных уравнений, описывающий установившийся режим работы ТЭЦ, совмещается с процессом оптимизации. В составе оптимизируемых параметров находятся как “истинные” оптимизируемые параметры, так и параметры, необходимые для решения системы уравнений, описывающей ТЭЦ в целом и подсистем уравнений, описывающих ее отдельные элементы. В состав ограничений-неравенств входят “истинные” неравенства и неравенства, которыми заменяются ограничения-равенства (каждое равенство заменяется двумя неравенствами).

В качестве оптимизируемых параметров выступают электрические и тепловые нагрузки турбин, котлоагрегатов, РОУ, а также числа включенных в работу турбин, паровых и водогрейных (при наличии) котлоагрегатов. Принимается, что однотипные, включенные в работу паровые турбины, паровые и водогрейные котлоагрегаты загружаются одинаково. Следует отметить, что подробно оптимизационные задачи исследования ЭЭС в целом в настоящей работе не рассматриваются.

Ограничения, учитываемые при оптимизации режимов работы ТЭЦ:

- на тепловую мощность турбины (не выше максимального значения для этой турбины и не ниже минимального значения, которое принято равным 30% от максимального значения);
- на активную электрическую мощность турбины (не больше максимальной и не меньше минимальной, равной 30% от максимальной);
- на тепло, отпускаемое из производственного и теплофикационных отборов турбин (не больше максимально-допустимого и не меньше нуля);
- на тепло, поступающее в конденсатор турбины (не ниже минимально допустимого);
- на тепловую производительность котлоагрегатов (максимальную и минимальную), в случае сжигания угольного топлива минимальное значение тепловой нагрузки котлов при использовании бурого угля принимается равным 50% от максимального значения, каменного угля – 70%, при сжигании газового топлива – 40% от максимального значения.

При расчетах учитывается нелинейное снижение внутреннего относительно КПД турбины при сокращении расхода тепла на входе в турбину по отношению к номинальному расходу и нелинейное снижение КПД котлоагрегатов при сокращении их тепловой нагрузки по отношению к номинальной.

Поскольку при исследованиях режимов работы ЭЭС возникает необходимость определения топливных издержек генерирующего оборудования в зависимости от электрических и тепловых нагрузок, с учетом ограничений на режимные параметры, то для определения топливных издержек требуется знать годовой расход топлива каждой ТЭЦ. В основе определения годового расхода топлива ТЭЦ лежат расчеты его часового расхода при характерных тепловых нагрузках (режимах), рассчитываемых с помощью математической модели электростанции. Год разделяется на неотапительный период и отопительный период, который, в свою очередь, может быть разбит на требуемое количество периодов времени, каждому из которых соответствует своя температура наружного воздуха и продолжительность. Такая разбивка на периоды и определяет набор характерных режимов работы ТЭЦ. Тепловая нагрузка в паре производственных параметров, как правило, является одинаковой на протяжении года. Учитывается тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (ГВС) в отопительном и неотапительном периодах при соответствующей расчетной температуре наружного воздуха рассматриваемого региона.

Для всех характерных тепловых нагрузок решается последовательно две оптимизационные задачи. Задача 1: по критерию максимума полезной электрической мощности ТЭЦ. Задача 2: по критерию минимума расхода топлива при заданной (найденной при решении задачи 1 полезной электрической мощности ТЭЦ).

В общем виде математическая постановка Задачи 1 имеет вид:

$$\max N_{\text{ПоЛ}}^{\text{ТЭЦ}}(x, y), \quad (12)$$

при условиях

$$H(x, y) = 0, \quad (13)$$

$$G(x, y, d) \geq 0, \quad (14)$$

$$x_{\min} \leq x \leq x_{\max}, \quad (15)$$

где $N_{\text{ПоЛ}}^{\text{ТЭЦ}}$ – полезная электрическая мощность ТЭЦ; x – вектор независимых оптимизируемых параметров; y – вектор зависимых вычисляемых параметров; H – вектор ограничений-равенств (уравнения материальных и энергетических балансов); G – вектор ограничений-неравенств; x_{\min} , x_{\max} – векторы граничных значений оптимизируемых параметров; $d \in E^k$ – вектор вспомогательных параметров, задающий состав работающего оборудования (если $d_i = 1$, то i -й агрегат (турбина или котел) работает, если $d_i = 0$, то i -й агрегат отключен).

В общем виде математическая постановка Задачи 2 имеет следующий вид:

$$\min B^{\text{ТЭЦ}}(x, y), \quad (16)$$

при условиях (13)–(15), где $B^{\text{ТЭЦ}}$ – часовой расход топлива ТЭЦ.

В результате решения оптимизационных задач (12)–(16) определяются часовые расходы топлива для каждого характерного режима работы ТЭЦ. Далее, умножая эти расходы на продолжительность соответствующих периодов и суммируя полученные расходы топлива ТЭЦ в отопительном и неопотительном периодах, рассчитывается годовой расход топлива.

ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ ЗАВИСИМОСТЕЙ РАСХОДОВ ТОПЛИВ ТЭЦ ОТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК И ОПРЕДЕЛЕНИЯ С ИХ ПОМОЩЬЮ ГОДОВОГО РАСХОДА ТОПЛИВА

Как отмечалось выше, при оптимизационных исследованиях ЭЭС могут использоваться как сами разработанные по представленной в данной работе методике модели ТЭЦ, так и полученные с их помощью зависимости расхода топлива от электрических и тепловых нагрузок. В настоящей работе предлагается несколько другой подход к построению таких зависимостей, чем в работе [1].

Для получения зависимостей расходов топлив от электрических и тепловых нагрузок ТЭЦ используются расчеты его часового расхода при двух характерных тепловых нагрузках: среднезимней и среднелетней. Тепловая нагрузка в паре производственных параметров принимается одинаковой как в среднезимнем, так и в среднелетнем режиме.

При каждом из указанных нагрузок рассматривается три режима:

- при минимально возможной полезной электрической мощности ТЭЦ;
- при максимальной возможной полезной электрической мощности ТЭЦ и дополнительном условии требующем, чтобы пропуск пара в конденсаторы турбин (при их наличии) был равен минимально допустимому (вентиляционному) пропуску пара;
- при максимально возможной полезной электрической мощности ТЭЦ (без учета дополнительного условия на ограничение пропуска пара в конденсаторы).

Для двух характерных тепловых нагрузок (среднезимней и среднелетней) в каждом из трех указанных режимах сначала решается задача на минимум (или максимум) полезной электрической мощности ТЭЦ при условиях (13)–(15):

$$\min(\max) N_{\text{Пол}}^{\text{ТЭЦ}}(x, y). \quad (17)$$

Затем найденная полезная электрическая мощность ТЭЦ фиксируется, и ищется решение задачи по критерию минимума расхода топлива. Математическая запись этой задачи соответствует математической записи (16) при условиях (13)–(15).

В результате серии оптимизационных расчетов для среднезимней и среднелетней тепловых нагрузок могут быть построены графики, отражающие связь между электрической мощностью ТЭЦ и ее часовым расходом топлива. Вид такого графика представлен на рис. 1.

Между точками “а” и “б” производство электрической мощности осуществляется в основном паром, идущим в отборы, т.е. на тепловом потреблении (в наиболее экономичном режиме). Между точками “б” и “в” производство электрической мощности осуществляется паром, идущим в конденсатор, т.е. в менее экономичном режиме. В качестве базовых режимов при расчетах принимаются режимы,

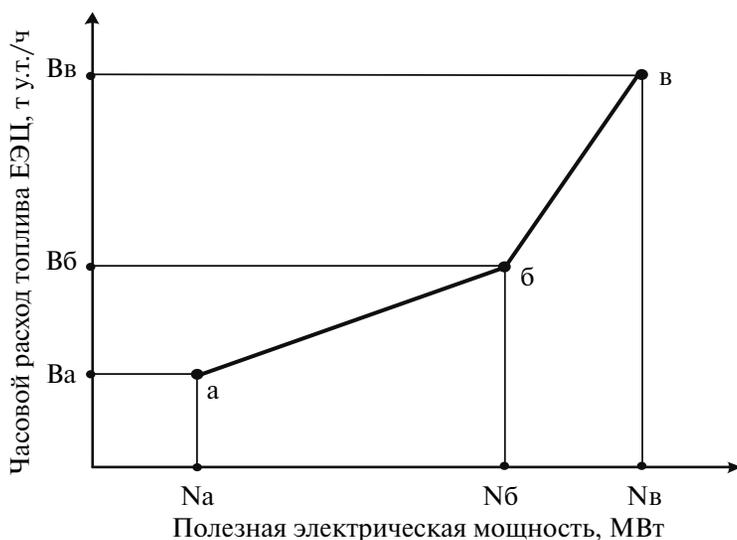


Рис. 1. Зависимость между полезной электрической мощностью и расходом топлива ТЭЦ.

соответствующие точкам “б” (максимальная полезная мощность при минимальном расходе пара в конденсаторы турбин), т.е. наиболее экономичные режимы. Годовая выработка электроэнергии при работе в этих режимах определяется как полная мощность (в точке “б”) в отопительный период умноженная на продолжительность этого периода, плюс полная мощность (в точке “б”) неоперительного периода умноженная на продолжительность этого периода. Если требуемая годовая выработка больше выработки в базовых режимах, то должны рассматриваться часовые режимы с мощностями большими, чем мощности в базовых режимах. Если требуемая годовая выработка меньше годовой выработки в базовых режимах, то должны рассматриваться режимы с меньшей полной мощностью. Полагая, что прирост мощности (со знаками “+” или “-”) в среднезимнем и среднелетнем режимах прямо пропорционален их полным мощностям, определенным в этих режимах (в точке “б”), и, зная требуемый прирост или снижение годовой выработки электроэнергии по сравнению с базовыми режимами, можно определить изменение мощности ТЭЦ в рассматриваемых режимах по сравнению с базовыми. Зная полные электрические мощности ТЭЦ в рассматриваемых режимах и используя представленные графики, определяются часовые расходы топлива в среднезимнем и среднелетнем режимах. Годовой расход топлива вычисляется путем умножения часовых расходов на длительность соответствующих периодов и суммирования всех полученных расходов топлива электростанции за год.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ПРОМЫШЛЕННО-ОТОПИТЕЛЬНОЙ ТЭЦ

В качестве примера в настоящей работе приведены результаты оптимизационных расчетов режимов работы промышленно-отопительной ТЭЦ, выполненные

с помощью созданной на основе описанной методики математической модели. Математическая модель исследуемой ТЭЦ разработана с помощью программно-вычислительного комплекса TerpSh (ранее СМПП ПК – система машинного построения программ), созданного в ИСЭМ СО РАН. Использование моделей тепло-энергетических установок (ТЭУ), созданных с его помощью, позволяет выполнять конструкторские и поверочные расчеты, а также проводить оптимизационные исследования ТЭУ [6, 7]. На рис. 2 представлен интерфейс TerpSh с изображением списков задаваемых и оптимизируемых параметров исследуемой ТЭЦ.

Промышленно-отопительная ТЭЦ имеет установленную электрическую мощность 700 МВт, тепловую нагрузку в сетевой воде 1190 Гкал/ч, паровую производственную нагрузку равную 16.0 Гкал/ч. При проведении расчетов рассматривались два уровня тепловых нагрузок. Первый уровень – среднезимний режим, соответствующий средней температуре наружного воздуха отопительного периода (температура наружного воздуха -8.5°C , текущая тепловая нагрузка потребителей тепла 766 Гкал/ч). Второй уровень – среднелетний режим, когда отопительная нагрузка отсутствует, а нагрузка ГВС принимается равной 80% от нагрузки в отопительный период. При этом паровая производственная нагрузка при всех указанных уровнях тепловой нагрузки сетевой воды принималась одинаковой. Для каждого уровня тепловых нагрузок рассчитывались три режима. Первый режим при максимально возможной полезной электрической мощности ТЭЦ. Второй режим при максимально возможной полезной электрической мощности ТЭЦ и минимально допустимом пропуске пара в конденсаторы турбин (режим с максимальной топливной эффективностью). Третий режим при минимально возможной полезной электрической мощности ТЭЦ (минимальное значение такой мощности ограничено нулевой мощностью). Число оптимизируемых параметров равно 24, ограничений-неравенств – 54. В табл. 1 и 2 приведены основные результаты оптимизационных расчетов для среднезимнего и среднелетнего режимов работы ТЭЦ соответственно.

На рис. 3 и 4 приведены графики, построенные по результатам расчетов и показывающие зависимость расхода топлива от полезной электрической мощности ТЭЦ для каждого режима соответственно.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе представлена методика создания математических моделей ТЭЦ, предназначенных для проведения оптимизационных исследований режимов работы ЭЭС в целом. Поскольку на ТЭЦ полезный отпуск энергии может быть обеспечен при разных вариантах загрузки генерирующего оборудования с различной энергетической и экономической эффективностью этих вариантов, в методике предлагается возможность оптимизации числа работающих турбин и котлоагрегатов в зависимости от изменений электрических и тепловых нагрузок. За счет выбора оптимального состава работающего оборудования и эффективного распределения нагрузок между ними, можно добиться существенного снижения топливных издержек. Предлагаемая методика пригодна как для разработки математических моделей расчета режимов работы ТЭЦ в составе ЭЭС, так и для построения зависимостей часового расхода топлива от нагрузок электростанции и определения годового расхода топлива ТЭЦ на основе расчетов ее работы в среднезимнем и среднелетнем режимах.

Thermal schemes modeler
File Edit View Data Calculation Optimization Window Help

Primitives General Sectors Electrical components Engines Gas turbines Collectors Mixers Multi collectors Plants Schemes Separators Steam turbine User

Scheme object list
TEZ_OBG
TEZ_OBG

Optimization manager

Search
Эксперименты_1

Name	Description	Unit	Min	Value	Max
NT TEZOBG(2)	Электрическая мощность, МВт	MW	0.000000	72.292843	26.000000
NT TEZOBG(3)	Электрическая мощность, МВт	MW	0.000000	25.611622	80.000000
NT TEZOBG(4)	Электрическая мощность, МВт	MW	0.000000	40.632365	100.000000
PR TEZOBG(1)	Расход пара на пролам, кг/ч	kg/h	0.000000	38.669365	500.000000
PR TEZOBG(2)	Расход пара на пролам, кг/ч	kg/h	0.000000	38.669365	500.000000
PR TEZOBG(3)	Расход пара на пролам, кг/ч	kg/h	0.000000	65.452375	800.000000
TR TEZOBG(1)	Расход пара на теплоф. от/ч	kg/h	0.000000	20.167007	600.000000
TR TEZOBG(2)	Расход пара на теплоф. от/ч	kg/h	0.000000	17.822822	600.000000
TR TEZOBG(3)	Расход пара на теплоф. от/ч	kg/h	0.000000	57.059143	700.000000
TR TEZOBG(4)	Расход пара на теплоф. от/ч	kg/h	0.000000	81.264143	600.000000

Optimize: 25 Optimize: 54

TEZ_OBG(1) TEZ_OBG(2) TEZ_OBG(3) TEZ_OBG(4)

Fullname	Value	Unit	Description	Use
EZOBG(1)	97623	none	ОПРТУМ Общий отпуск тепла вышестоящим потребителям	Гкал/ч
EZOBG(2)	1e-06	none	ОПРТУМ Тепло от РОУ на производственные нужды/часовое отопление	Гкал/ч
EZOBG(3)	162.849	none	ОПРТУМ Тепло от РОУ на производственные нужды/часовое отопление	Гкал/ч
EZOBG(4)	0	none	ОПРТУМ Тепло от РОУ на тепловизионное отопление	Гкал/ч
EZOBG(5)	123.435	none	ОПРТУМ Тепло от РОУ на тепловизионное отопление/часовое отопление	Гкал/ч
EZOBG(6)	25698	none	ИКОПРТУМ Выработка по теплоф. имену на пучках в конденсаторах,	тыс.БЧч
EZOBG(7)	0	none	ОПРТУМ Часовое тепло от пиковых конденсаторных котлов	Гкал/ч
EZOBG(8)	62702	none	ИСПЕРА Расход з/п на СН на тепловую эмерсию	тыс.БЧч
EZOBG(9)	164891	none	ИСПЕРА Расход з/п на СН на электрическую эмерсию	тыс.БЧч
EZOBG(10)	753924	none	ИВРСЧМ Суммарная выработка з/п ТЭЦ	тыс.БЧч
EZOBG(11)	8095	none	ОПРТУМ Энтальпия остывшего пара 150 атм	кал/кг
EZOBG(12)	832	none	ОПРТУМ Энтальпия остывшего пара 150 атм	кал/кг
EZOBG(13)	15	none	Энтальпия теплотрассовой воды турбин на 50 атм	кал/кг
EZOBG(14)	232	none	ИПРТУМ Теплотрассовая вода турбин на 50 атм	кал/кг
EZOBG(15)	763.2	none	ИПРТУМ Теплотрассовая вода турбин на 50 атм/Пара по м.с.кал/кг	кал/кг
EZOBG(16)	181.2	none	ИПРТУМ Теплотрассовая вода турбин на 50 атм/Пара по м.с.кал/кг	кал/кг
EZOBG(17)	809	none	ИПРТУМ Теплотрассовая вода турбин на 50 атм/Пара по м.с.кал/кг	кал/кг
EZOBG(18)	193.6	none	ИПРТУМ Теплотрассовая вода турбин на 50 атм/Пара по м.с.кал/кг	кал/кг
EZOBG(19)	176.3	none	ИПРТУМ Теплотрассовая вода турбин на 50 атм/Пара по м.с.кал/кг	кал/кг
EZOBG(20)	104.3	none	ИПРТУМ Теплотрассовая вода турбин на 50 атм/Пара по м.с.кал/кг	кал/кг
EZOBG(21)	736.1	none	ИПРТУМ Теплотрассовая вода турбин на 50 атм/Пара по м.с.кал/кг	кал/кг
EZOBG(22)	104.3	none	ИПРТУМ Теплотрассовая вода турбин на 50 атм/Пара по м.с.кал/кг	кал/кг
EZOBG(23)	0.00100003	none	ИПРТУМ Теплотрассовая вода турбин на 50 атм/Пара по м.с.кал/кг	кал/кг
EZOBG(24)	220	none	ОПАС Расчетная температура наружного воздуха ТЭЦ	МВт
EZOBG(25)	-38	none	ИПРТУМ Расчетная температура наружного воздуха ТЭЦ	МВт
EZOBG(26)	0.3	none	ДОЛБС Домк ВЭС	нет
EZOBG(27)	-38	none	ТНВ Максимальная температура наружного воздуха	нет
EZOBG(28)	0.877	none	ИПРТУМ КПД котлов отопления (нетто)	нет
EZOBG(29)	2000	none	СТОД Цена з/п	руб/кВт.ч

None 0 Ave: 160 Opt: 228 Opt: 0 Opt: 0 Opt: 0

Рис. 2. Интерфейс Ter]Sh с изображением списков задаваемых и оптимизируемых параметров параметров исследуемой ТЭЦ.

Таблица 1. Основные показатели среднезимнего режима работы ТЭЦ

Параметры	Расчет на максимум электрической мощности	Расчет на максимум электрической мощности (при min пропусках пара в конденсаторы турбин)	Расчет на минимум электрической мощности
Полная электрическая мощность ТЭЦ, МВт	825.7	472.4	39.7
Полезная электрическая мощность ТЭЦ, МВт	670.1	368.9	0
Расход топлива ТЭЦ, т у.т.	381.9	195.9	139.5
Число работающих турбин (шт.):	–	–	–
2*ПТ-60-130/13	2	2	1
Т-175/210-130	1	0	0
Т-175/210-130	1	1	0
Т-185/220-130	1	1	0
Р-50-130/13	1	1	0
Число работающих паровых котлов: БКЗ-420-140/БКЗ-500-140/ БКЗ-820-140, шт.	4/3/1	4/0/1	2/1/0
Конденсационная электрическая мощность ТЭЦ, МВт	624.8	37.9	28.1
Собственные нужды на тепло, МВт	33.8	33.8	33.8
Собственные нужды на электрическую энергию, МВт	121.8	69.7	5.9
Тепло острого пара, Гкал/ч	2376.3	1246.3	871.2

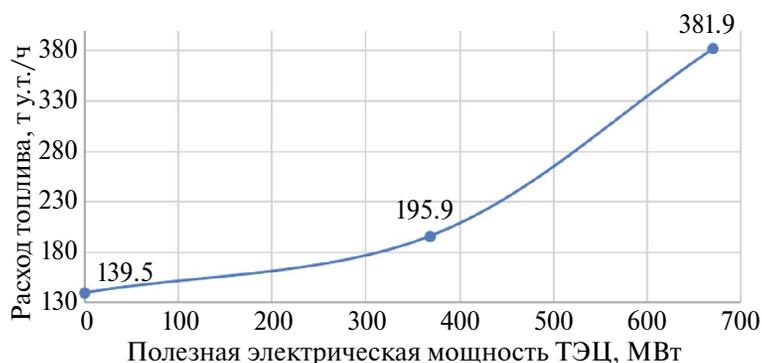
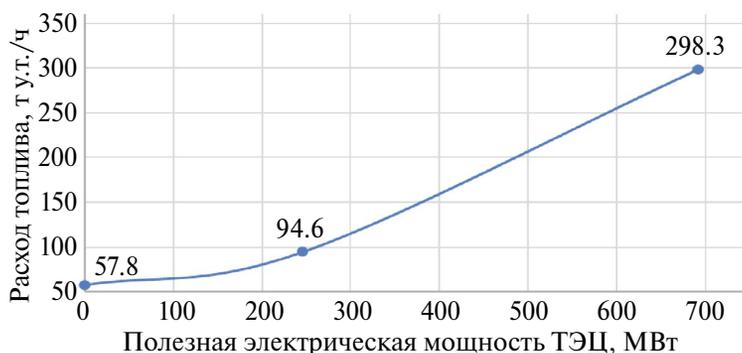
**Рис. 3.** Зависимость расхода топлива от полезной электрической мощности ТЭЦ при среднезимнем режиме работы.

Таблица 2. Основные показатели среднелетнего режима работы ТЭЦ

Параметры	Расчет на максимум электрической мощности	Расчет на максимум электрической мощности (при min пропусках пара в конденсаторы турбин)	Расчет на минимум электрической мощности
Полная электрическая мощность ТЭЦ, МВт	825.7	303.8	21.9
Полезная электрическая мощность ТЭЦ, МВт	690.9	246.0	0
Расход топлива ТЭЦ, т у.т.	298.3	94.6	57.8
Число работающих турбин (шт.):	–	–	–
2*ПТ-60-130/13	2	2	1
Т-175/210-130	1	0	0
Т-175/210-130	1	1	0
Т-185/220-130	1	0	0
Р-50-130/13	1	1	0
Число работающих паровых котлов: БКЗ-420-140/БКЗ-500-140/ БКЗ-820-140, шт.	3/3/1	0/2/0	1/1/0
Конденсационная электрическая мощность ТЭЦ, МВт	624.6	21.3	0
Собственные нужды на тепло, МВт	13.0	13.0	13.0
Собственные нужды на электрическую энергию, МВт	121.8	44.8	2.3
Тепло острого пара, Гкал/ч	1896.0	599.7	307.6

**Рис. 4.** Зависимость расхода топлива от полезной электрической мощности ТЭЦ при среднелетнем режиме работы.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0005, рег. № АААА-А21-121012190004-5) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Клер А.М., Жарков П.В., Епишкин Н.О., Степанова Е.Л., Карамов Д.Н. Определение наилучших режимов электроэнергетической системы, имеющей в составе ТЭЦ и ГЭС методом ступенчатой оптимизации // Известия РАН. Энергетика, 2024. № 3. С. 46–63. DOI: 10.31857/S0002331024030036
2. Клер А.М., Степанова Е.Л., Жарков П.В. Методика создания математических моделей теплофикационных ядерных энергоблоков, предназначенных для проведения оптимизационных исследований автономных электроэнергетических систем // Известия РАН. Энергетика, 2023. № 6. С. 17–30. DOI: 10.31857/S0002331023050047
3. Подковальников С.В., Хамисов О.В., Семенов К.А. Концептуально-методологические и прикладные вопросы обоснования развития электроэнергетических систем в современных условиях // Известия РАН. Энергетика, № 5. 2022. С. 3–21. DOI: 10.31857/S0002331022050077
4. Kler A.M., Zharkov P.V., Epishkin N.O. Parametric optimization of supercritical power plants using gradient methods // Energy, 2019. Vol. 189. DOI: 10.1016/j.energy.2019.116230.
5. Эффективные методы схемно-параметрической оптимизации сложных теплоэнергетических установок: разработка и применение / Под ред. А.М. Клера. Рос. акад. наук, Сиб. Отд. Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. – Новосибирск: Академическое издательство “Гео”, 2018. 145 с.
6. Voropai N.I., Stennikov V.A. Hierarchical Modeling of Energy Systems. Elsevier, 2023. Chapter 7. P. 457–502. <https://doi.org/10.1016/C2022-0-02475-2>
7. Клер А.М., Тюрина Э.А. Оптимизационные исследования энергетических установок и комплексов. – Новосибирск: Академическое издательство “Гео”, 2016. 298 с.
8. Теплоэнергетика и теплотехника: Справочная серия. Под общей редакцией А.В. Клименко и В.М. Зорина. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. 648 с.
9. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 323 “Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии” (с изменениями и дополнениями в ред. Приказов Минэнерго России от 10.08.2012 № 377, от 23.07.2015 № 494, от 30.11.2015 № 904).
10. Трухний А.Д., Ломакин Б.В. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки: учеб. пособие. 2-е изд. М.: МЭИ, 2006. 560 с.
11. Трёмбовля В.И., Фингер Е.Д., Авдеева А.А. Теплотехнические испытания котельных установок. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1991. 416 с.
12. Тепловой расчет котельных установок: нормативный метод. СПб.: Изд-во НПО ЦКТИ, 1998. 258 с.

Methodology for Creating Mathematical Models of Thermal Power Plants for Conducting Optimization Studies of Operating Modes of the Electric Power System

E. L. Stepanova^{1, *}, A. M. Kler¹, P. V. Zharkov¹

¹Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia

**e-mail: step@isem.irk.ru*

The authors present a methodology for creating mathematical models of thermal power plants for the problems of optimizing the operating modes of an electric power system. The thermal power plant models allow simulating thermal power plants for studying large electric power systems in a short time. The mathematical model of a thermal power plant is based on models of turbines and boiler units. The turbine and boiler unit models use coefficients of specific electricity generation based on thermal consumption and specific heat consumption for electricity generation for each type of the main generating equipment. The equipment models take into account a nonlinear decrease in the internal relative efficiency of the turbine with a decrease in heat consumption at the turbine inlet in relation to the nominal flow rate and the efficiency of boiler units with a decrease in their thermal load in relation to the nominal. The use of models of this type makes it possible to optimize the main composition of operating turbines and boiler units with changes in electrical and thermal loads. The proposed methodology is also applicable to constructing dependencies of hourly fuel consumption on electrical and thermal loads and to determining the annual fuel consumption of a thermal power plant based on calculations of its operation in average winter and average summer modes. An example of calculating the operating modes of a thermal power plant is given in this article. The authors used the method of stepped optimization developed at ESI SB RAS when conducting optimization studies of the operating modes of thermal power plants.

Keywords: Thermal power plant, heat sources, turbines, boiler units, electric power system, thermal and electrical loads of thermal power plant, operating modes of thermal power plant, mathematical models, mathematical modeling, optimization methods