

DOI: 10.17516/1999-494X-0450

УДК 621.311.22:004.896

The Use of Digital Technologies for Calculating the TEC of Thermal Power Plants

Pavel V. Vasilyev^{*a}, Yuriy B. Goncharenko^a,
Andrey V. Lesnykh^a and Oleg V. Mochalov^b

*^aFar Eastern Federal University
Vladivostok, Russian Federation*

*^bJSC Khabarovsk Energy Technology Company
Khabarovsk, Russian Federation*

Received 20.10.2022, received in revised form 03.10.2022, accepted 14.12.2022

Abstract. This article provides justification for the use of digital technologies to calculate the technical and economic indicators of thermal power plants. The object of the study is the Vladivostok CHP-2. Four types of turbines are installed at this CHPP, the boiler units operate on natural gas, which makes it difficult to effectively distribute the electrical and heat load between the turbine units. The program “Digital Economy of the Russian Federation” provides a list of the main end-to-end digital technologies that need to be implemented for economic growth. Currently developed software systems perform only one specific task. The use of such programs has a number of disadvantages. These shortcomings do not allow you to make quick and correct decisions. In view of the foregoing, it is necessary to apply digital models of TPPs. The Boiler Designer software product is used as the basis for the development of a digital model. The resulting digital model can be used to calculate the TEP, as well as to optimize the distribution of loads between power equipment, depending on the change in the state of power equipment. The article presents an analytical characteristic obtained by the method of regression analysis for the turbine PR-50/60–115/13/1.2 of station No. 5 VTETS-2 of two-stage heating of network water and its application.

Keywords: software systems, model, turbine, URUT, regression analysis.

Acknowledgements. The work was carried out with the financial support of FEFU (Strategic Academic Leadership Program “Priority-2030”: Engineering Center).

Citation: Vasilyev, P.V., Goncharenko, Y.B., Lesnykh, A.V., Mochalov, O.V. The use of digital technologies for calculating the TEC of thermal power plants. J. Sib. Fed. Univ. Eng. & Technol., 2022, 15(8), 975–985. DOI:10.17516/1999-494X-0450

Использование цифровых технологий для расчета ТЭП тепловых электрических станций

П. В. Васильев^а, Ю. Б. Гончаренко^а,
А. В. Лесных^а, О. Г. Мочалов^б

^аДальневосточный федеральный университет
Российская Федерация, Владивосток

^бАО «Хабаровская энерготехнологическая компания»
Российская Федерация, Хабаровск

Аннотация. В статье приводятся обоснования использования цифровых технологий для расчета технико-экономических показателей ТЭС. Объектом исследования является Владивостокская ТЭЦ-2. На данной ТЭЦ установлено четыре типа турбин, котлоагрегаты работают на природном газе, что делает сложным процесс эффективного распределения электрической и тепловой нагрузки между турбоагрегатами. В программе «Цифровая экономика Российской Федерации» приведен перечень основных сквозных цифровых технологий, которые необходимо внедрять для роста экономики. В настоящее время разработанные программные комплексы выполняют только одну конкретную задачу. Применение таких программ имеет ряд недостатков. Эти недостатки не позволяют принимать быстрые и верные решения. С учетом вышесказанного необходимо применять цифровые модели ТЭС. В основе для разработки цифровой модели применяется программный продукт «Boiler Designer». Полученную цифровую модель можно использовать для расчета ТЭП, а также для оптимизации распределения нагрузок между энергетическим оборудованием в зависимости от изменения его состояния. В статье приведена аналитическая характеристика, полученная методом регрессионного анализа для турбины ПР-50/60–115/13/1,2 ст. № 5 ВТЭЦ-2 двухступенчатого подогрева сетевой воды, и ее применения.

Ключевые слова: программные комплексы, модель, турбина, УРУТ, регрессионный анализ.

Благодарности. Работа выполнена при финансовой поддержке ДВФУ (Программа стратегического академического лидерства «Приоритет-2030»): Центр инжиниринга).

Цитирование: Васильев П. В. Использование цифровых технологий для расчета ТЭП тепловых электрических станций / П. В. Васильев, Ю. Б. Гончаренко, А. В. Лесных, О. Г. Мочалов // Журн. Сиб. федер. ун-та. Техника и технологии, 2022, 15(8). С. 975–985. DOI:10.17516/1999-494X-0450

Введение

На данный момент приоритетным направлением энергетической политики России является рациональное использование и экономия энергии. В современных условиях рациональное использование энергетических ресурсов становится одним из определяющих факторов роста экономики и социального развития [1].

В программе «Цифровая экономика Российской Федерации», утвержденной премьер-министром России Дмитрием Медведевым в 2017 году, был приведен перечень основных сквозных цифровых технологий [2]. В нашем случае речь идет о разработке программ по анализу данных и цифровых моделей ТЭЦ.

Данное программное обеспечение (ПО) позволит:

1. Обеспечить наиболее экономичную эксплуатацию основного энергетического оборудования ТЭС.

2. Повысить качество эксплуатации и управления режимами работы основного оборудования ТЭС.

3. Давать оперативную оценку вариантов реконструкции оборудования ТЭС и их влияния на эффективность и надежность работы оборудования.

5. Повысить автоматизацию работы производственно-технических отделов в части расчета технико-экономических показателей.

В настоящее время разработанные программные комплексы выполняют конкретную задачу отдельно. Можно выделить следующие модули: MES (от англ. Manufacturing execution system) для оперативного планирования и оптимизации производства, диспетчеризации производственных процессов, контроля и анализа ресурсов промышленных предприятий; модуль ETL (от англ. Extract, Transform, Load) – один из основных процессов в управлении хранилищами данных, который включает в себя: извлечение данных из внешних источников; их трансформацию и очистку, чтобы они соответствовали потребностям бизнес-модели; загрузку их в хранилище данных; модуль Billing – система для контроля деятельности по предоставлению ресурсов (электроэнергия и мощность, газ, тепло, вода и т.д.) и услуг с целью повышения качества обслуживания клиентов [3]; модуль BPM (от англ. Business Process Management) – для автоматизации управления программами проектов, непрерывно адаптируемыми к постоянным изменениям; EAM (от англ. Enterprise Asset Management) – платформа мониторинга и оценки технического состояния оборудования, система для оптимизации программы обслуживания и обеспечения заданного уровня надежности оборудования; модуль BI (Business intelligence) для автоматического сбора, обработки и сохранения различных разнородных данных для аналитики в различных разрезах, оперативного мониторинга изменений, моделирования.

Работа ТЭЦ может быть представлена в виде физического моделирования, цифровых моделей на основе тепловых балансов (например, в программе Boiler Designer); расчетов по энергохарактеристикам оборудования.

Первый способ не для каждой станции есть возможность смоделировать, второй – затратный. Поэтому используется третий вариант. Соответственно, энергохарактеристики необходимо представить в аналитическом виде для использования в расчетах.

Объект исследования – «Владивостокская ТЭЦ-2», филиал «Приморской генерации» АО «ДГК» (далее ВТЭЦ-2), основным видом деятельности которой является производство и отпуск тепловой и электрической энергии для г. Владивостока. ВТЭЦ-2 – основной источник по обеспечению производственным паром, тепловой и электрической энергией промышленных и бытовых потребителей города. Установленная электрическая мощность станции составляет 497 МВт, тепловая – 1051 Гкал/ч. На ТЭЦ установлены 14 паровых котлов марки БКЗ-210–140 и 6 паровых турбин.

Порядок расчета УРУТ для Владивостокской ТЭЦ-2 представлен двумя томами: энергетическими характеристиками оборудования и графиками исходно-номинальных удельных расходов топлива, макетом расчета номинальных показателей, нормативов удельных расходов топлива.

В процессе расчета выполняется сопоставление фактического расхода условного топлива $V_{\text{ф}}$, с номинальным расходом условного топлива $V_{\text{н}}$, что позволяет определить резерв тепловой

экономичности станции ΔB [т.у.т.]. При этом фактическое значение потребляемого топлива V_{ϕ} производится по данным учета.

Основная трудность при реализации алгоритма расчета – представление ряда зависимостей в виде графиков в бумажном виде. Общее количество графических зависимостей – 308 рисунков. Соответственно, для автоматизации процесса расчета необходимо графические зависимости представить в виде, в котором их можно использовать в расчетном алгоритме.

Основной характеристикой, определяющей экономичность работы теплофикационных турбин на различных режимах, является расходная (или энергетическая) характеристика – зависимость расхода теплоты Q_0 на входе в турбогенератор от его нагрузок. В общем случае расход теплоты на входе в турбогенератор является функцией многих переменных: электрической мощности, нагрузок регулируемых отборов, параметров свежего пара и пара отборов, давления в конденсаторе, особенностей схемы регенерации и т.д.

Основные характеристики турбин ВТЭЦ-2 приведены в табл. 1.

При проектировании и эксплуатации пользуются графическими характеристиками теплофикационных турбин.

Использование диаграмм режимов и введенных поправок кривых к ним связано с ошибками и не приводит к однозначности результатов. Поэтому лучше иметь аналитические зависимости, расчет по которым обеспечивает верность результатов и отсутствие дополнительных ошибок при пользовании графиками.

Кроме того, аналитические зависимости удобно использовать при составлении алгоритмов для расчета с помощью ЭВМ технико-экономических показателей.

Помимо проведения тепловых испытаний по методике планирования эксперимента целесообразно обработать имеющиеся характеристики методом регрессионного анализа и получить аналитические характеристики. Математическая модель процесса выражает зависимость выходной величины от переменных факторов и обычно дается в виде линейной зависимости. Для построения многофакторной аналитической зависимости характеристики турбины используется метод регрессионного анализа.

Таблица 1. Основные характеристики турбин

Table 1. Basic characteristics of steam turbine

Тип, модификация	Номинальная мощность (МВт)	Номинальная тепловая нагрузка (Гкал/ч)	Параметры свежего пара		Наработка, ч (на 2017 г.)
			Температура (°C)	Давление (кгс/см ²)	
P-80-115	80	178	540	115	260 362
T-98-115	98	160	540	115	303 351
T-105-115	105	168	540	115	299 233
T-109-115	109	175	540	115	255 507
ПР-50/60-115	50	143/47	540	115	191 104
ПТ-55-115	55	180/72	540	115	211 527

Основная особенность регрессионного анализа: при его помощи можно получить конкретные сведения о том, какую форму и характер имеет зависимость между исследуемыми переменными.

Последовательность этапов регрессионного анализа:

- формулировка задачи. На этом этапе формируются предварительные гипотезы о зависимости исследуемых явлений;
- определение зависимых и независимых (объясняющих) переменных;
- сбор статистических данных. Данные должны быть собраны для каждой из переменных, включенных в регрессионную модель;
- формулировка гипотезы о форме связи (простая или множественная, линейная или нелинейная);
- определение функции регрессии (заключается в расчете численных значений параметров уравнения регрессии);
- оценка точности регрессионного анализа;
- интерпретация полученных результатов. Полученные результаты регрессионного анализа сравниваются с предварительными гипотезами. Оценивается корректность и правдоподобие полученных результатов.

Составление многофакторной аналитической зависимости расхода пара на турбоагрегат

Для примера составления многофакторной аналитической зависимости рассмотрена диаграмма режимов турбины ПР-50/60–115/13/1,2 ст.№ 5 ВТЭЦ-2 двухступенчатого подогрева сетевой воды рис. 1.

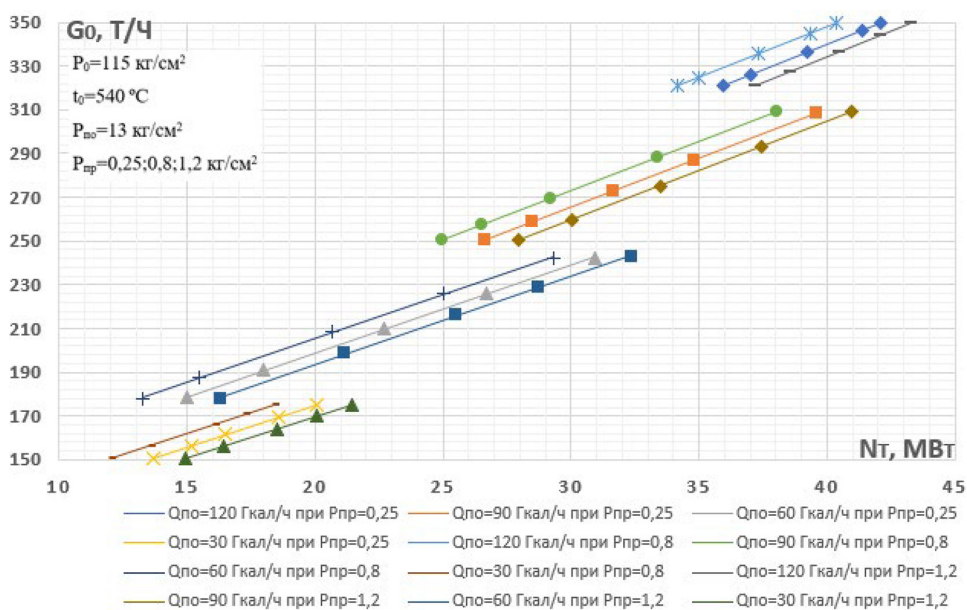


Рис. 1. Диаграмма режимов турбины ПР-50/60-115/13/1,2 двухступенчатый подогрев сетевой воды

Fig. 1. Diagram of turbine modes PR-50/60-115/13/1.2 two-stage heating of network water

Исходные энергетические характеристики представляют в зависимости от трех основных параметров (расхода свежего пара G_0 , электрической мощности N_t и нагрузок производственного отбора $Q_{по}$) при фиксированных значениях остальных ($P_0=115$ кг/см², $t_0=540$ °С, $P_{по}=13$ кг/см², $P_{пр}=0,25;0,8;1,2$ кг/см²), изменения которых вводят надлежащие поправки.

На основе выборки параметров, полученных с диаграммы режимов турбины, строится уравнение с использованием регрессионного анализа (1):

$$y = (\alpha * x_1) + (b * x_2) + (c * x_3) + d * x_1^2 + e * x_2^2 + f * x_3^2 + g * (x_1 * x_2) + h * (x_1 * x_3) + i * (x_2 * x_3) + j * (x_1 * x_2 * x_3) + k, \quad (1)$$

где y – расход пара; x_1 – мощность турбины; x_2 – тепловая нагрузка производственного отбора; x_3 – давление в отборе противодействия;

$a, b, c, d, e, f, g, h, i, j, k$ – коэффициенты регрессии.

Характер и форма зависимости между переменными в нашем случае носят линейный характер.

Мощность турбины, тепловая нагрузка производственного отбора и давление в отборе противодействия являются независимыми параметрами, а расход пара на турбину – зависимым.

Определяемые параметры взяты из диаграммы режимов турбины, представленной на рис. 1.

Получаем следующее уравнение зависимости расхода пара от трех параметров (2):

$$D = (3,35 * x_1) + (0,49 * x_2) + (11,53 * x_3) + 0,00 * x_1^2 + 0,00 * x_2^2 + (-1,26) * x_3^2 + 0,01 * (x_1 * x_2) + 0,22 * (x_1 * x_3) + 0,10 * (x_2 * x_3) + 0,00 * (x_1 * x_2 * x_3) + 65,57. \quad (2)$$

Разброс отклонений в выборке составил от $-1,23$ до $+1,3$ %.

Для дополнительной оценки точности построенных аналитических зависимостей использовалось нормированное среднеквадратичное отклонение (нормированный R-квадрат). Чем больше значение, тем более адекватно уравнение описывает имеющиеся данные. Нормированный R-квадрат в массиве составляет 99,9 %.

Для примера использования аналитической зависимости рассмотрим работу трех однотипных турбин ПР-50/60-115/13/1,2 ст.№ 5 ВТЭЦ-2 на различных режимах работы.

Исходные данные:

1. Общая электрическая нагрузка $N=110$ МВт.
2. Общая нагрузка промышленного отбора $P_{по}=240$ Гкал.
3. Давление в противодействии $P_{пр}=0,8$ кг/см².

Рассмотрено 17 вариантов режимов работы данного оборудования. На рис. 2 показано, как изменяется общий расход пара от исходного режима (электрическая и тепловая нагрузка распределена равномерно между турбоагрегатами). В табл. 2 представлена выборка режимов.

В табл. 2 синий столбик – электрическая нагрузка, МВт; оранжевый – тепловая нагрузка, Гкал/ч.

Из табл. 2 можно сделать вывод, что наиболее экономически выгодно загружать данный тип турбин следующим образом: турбоустановка № 1 работает чисто в конденсационном режиме, турбоустановки № 2, 3 нагружены одинаково по электрической и тепловой мощности

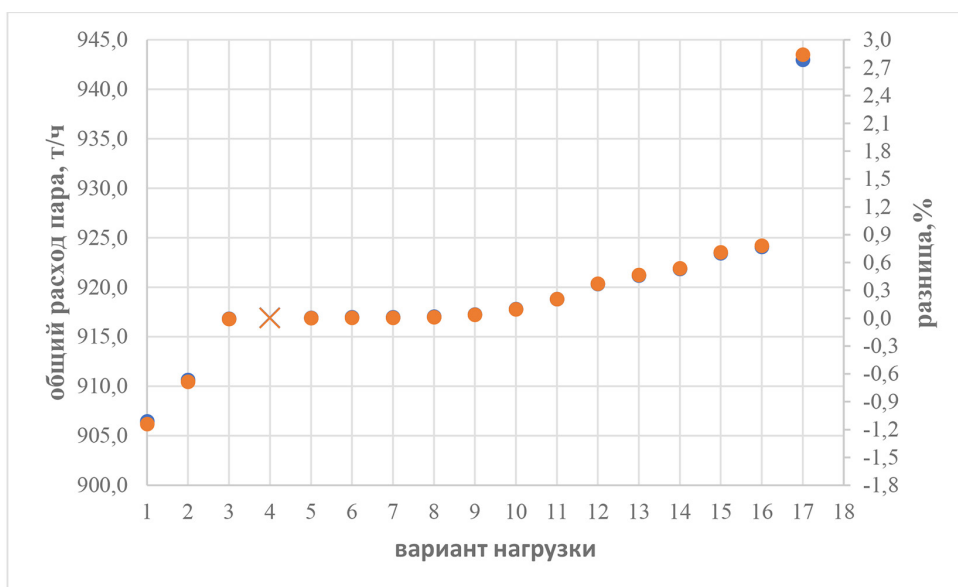


Рис. 2. Варианты распределения нагрузки

Fig. 2. Load distribution options

Таблица 2. Режимы работы оборудования

Table 2. Operating modes of the equipment

№ режима	турбоагрегат № 1	турбоагрегат № 2	турбоагрегат № 3	общий расход, т/ч
1	43,33 80	43,33 80	43,33 80	916,92
2	55 0	37,5 120	37,5 120	906,48
3	55 120	37,5 120	37,5 0	924,10
4	55 110	55 65	20 65	921,87
5	55 120	55 120	20 0	942,99
6	43,33 130	43,33 55	43,33 55	917,27

согласно заданию. Менее экономично, когда две турбоустановки загружены максимально по электрической и тепловой мощности, а третья работает в конденсационном режиме с минимальной нагрузкой.

Можно автоматизировать расчет при наличии уравнений. Есть два подхода:

- Использование метода сплошного перебора заранее заданного множества вариантов схем и параметров, как в работах [3, 4, 5].

- Использование перебора всевозможных нагрузок с мелким шагом.

Второй вариант особенно сложен, когда на объекте разные типы турбоустановок.

Расчет ТЭП в программе «Boiler Designer»

Для устранения данных недостатков требуется создание модели ТЭС, которая будет учитывать характеристики работы основного и вспомогательного оборудования, а также позволит оперативно изменять тепловую схему ТЭС. Моделирование выполняется в программе «Boiler Designer», которая позволяет решать большой круг вопросов при моделировании теплоэнергетического оборудования [6, 7]. Созданию модели ТЭС предшествует создание упрощенной модели станции.

Разработанная модель ВТЭЦ-2 представлена на рис. 3. В нее входят следующие элементы:

1. Элемент «Пароводяной тракт» – цифровые модели котлоагрегатов (14 шт.).
2. Элемент «Водяная группа» – цифровые модели турбоагрегатов (6 шт.).
3. Элемент «Коллектор собственных нужд» – главный паропровод (1 шт.), коллектор питательной воды (1 шт.), коллектор 13 ата 1 (шт.), коллектор греющего пара 6 ата (1 шт.), коллектор 1,2 ата (1 шт.).
4. Элемент «Редукционно-охлаждающая установка» – РОУ (1 шт.).
5. Элемент «Деаэратор» – деаэратор подпитки котлов (1 шт.).
6. Элемент «Водяной насос» – перекачивающий насос подпитки котлов (1 шт.), насос сырой воды (1 шт.), сетевой насос (1 шт.), насос подпитки тепловой сети (1 шт.).
7. Элемент «Модель пароводяного сепаратора» – расширитель непрерывной продувки 1 ступени (1 шт.) и 2 ступени (1 шт.).
8. Другие элементы.

В общем в модели используется свыше 4300 элементов.

В программе «Boiler Designer» разработан дополнительный модуль, позволяющий пользователю написать программу, в которой в качестве входных величин используются переменные из любых элементов данной структуры. Эта программа, называемая в дальнейшем «скрипт» («script»), запоминается вместе со структурой. К структуре может быть присоединено неограниченное количество скриптов.

Разработан скрипт расчета УРУТ в реальном времени (рис. 4), т.е. можно менять схему включения оборудования и видеть динамику изменения показателей УРУТ на тепло и электроэнергию. Полученные результаты экспортируются в программы для работы с электронными таблицами (Microsoft Excel, Apache OpenOffice Calc, Google Sheets и т.д.).

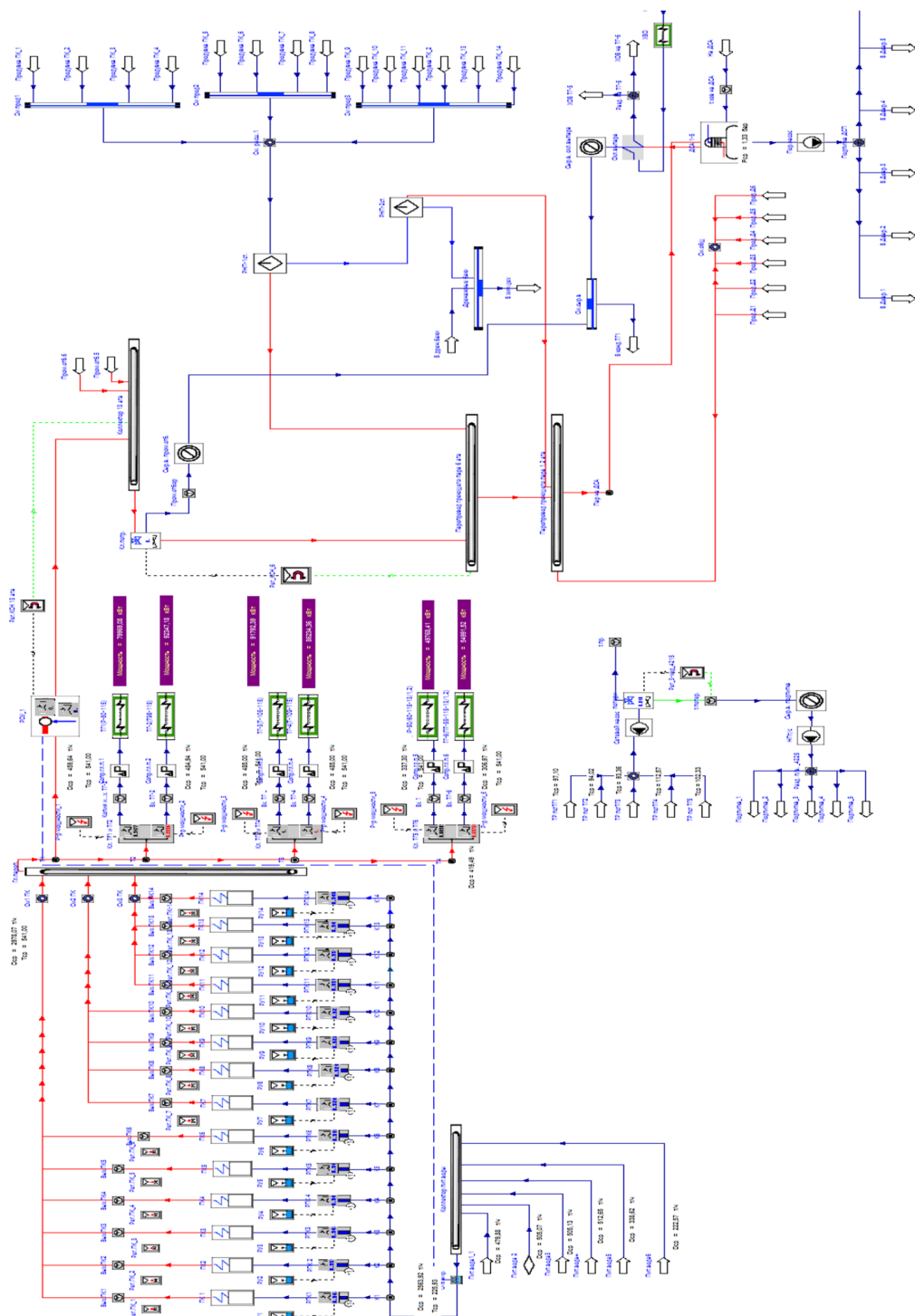


Рис. 3. Общий вид цифровой модели станции VTЭС-2

Fig. 3. General view of the digital model of the VTETS-2 station

Имя	Значение	Размерность	Комментарий
E1	0.0303703		Коэффициент ценности тепла, отпускаемого из каждого отбора
E2	0		
E3	0.430693		
E4	0.2823005		
E5	0.217612		
E6	0.1846528		
E7	0.3425062		
E8	0.3372769		
E9	0.0392905		
E10	0		
E11	0.1155498		
QeOtr	349067.0241227	кВт	Количество тепла, отпущенного из отборов турбоагрегатов
Qo1	234.3462446	кВт	Расход тепла на первую турбину
Qo2	354.0485585	кВт	Расход тепла на вторую турбину
Qo3	378.9147859	кВт	Расход тепла на третью турбину
Qo4	366.7573297	кВт	Расход тепла на четвертую турбину
Qo5	330.4084333	кВт	Расход тепла на пятую турбину
Qo6	264.9808766	кВт	Расход тепла на шестую турбину
Qe	392447.519204	кВт	Расход тепла на производство электроэнергии
Ke	1		Доля топлива, относимая на выработку электроэнергии
B	82.672705	кг/с	Расход топлива энергетическими котлами
Nsn	12436.4384378	кВт	Мощность собственных нужд ТЭЦ, отнесенная к выработке электроэнергии
BusIEE	98521.0442598	кг у.т./ч	Расход условного топлива на производство электроэнергии
BusITE	126290.4040359	кг у.т./ч	Расход условного топлива на производство тепловой энергии
BusI	224811.4482958	кг у.т./ч	Расход условного топлива
bTE	359.7152783	кг/Гкал	Удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии
bEE	249.2340919	г/кВт*ч	Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии

Рис. 4. Пример расчета скрипта УРУТ

Fig. 4. An example of calculating the script URUT

Заключение

В результате работы можно сделать следующие выводы:

1. С помощью метода регрессионного анализа данных можно получить вполне достоверные аналитические зависимости для расчета диаграмм режимов турбоагрегатов.
2. Точность можно улучшить за счет использования нейросетей.
3. Разнородное оборудование на ТЭС требует тщательных расчетов при распределении нагрузки между турбоагрегатами; с учетом динамики изменения тепловой и электрической нагрузок задача по оптимальному распределению нагрузки становится не только актуальной, но и достаточно сложной.
4. Зачастую на ТЭС недостаточно измеренных показателей для формирования исходных данных для цифровой модели.
5. Изменение состояния энергетического оборудования на станции в процессе эксплуатации требует механизма корректировки цифровой модели.

Список литературы / References

- [1] Штым К. А., Гончаренко Ю. Б., Соловьёва Т. А., Бибииков Д. Р., Васильев, П. В. Моделирование тепловой схемы станции с использованием программного продукта «Boiler Designer». *Журнал СФУ. Техника и технологии*, 2021, 14(1), 130–139 [Shtym K. A., Goncharenko Y. B., Soloveva T. A., Bibikov D., R., Vasilyev P., V. Modeling the Heat Scheme of the Combined Heat and

Power Plants Using the Software Product “Boiler Designer”*J. Sib. Fed. Univ. Eng. technol.*, 2021, 14(1), 130–139 (in Rus.)]

[2] ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИИ. Программа «Цифровая экономика Российской Федерации» [Электронный ресурс] – Режим доступа <http://static.government.ru/media/files/-9gFM4FHj4PsB 79I5v7yLVuPgu4bvR 7M0.pdf> – Заглавие с экрана. [RUSSIAN GOVERNMENT. Program “Digital Economy of the Russian Federation” [Electronic resource] – Access: <http://static.government.ru/media/files/9gFM4FHj4PsB 79I5v7yLVuPgu4bvR 7M0.pdf>]

[3] Иванов, Н.С., Беспалов, В., Лопатин, Н. С. Математическая модель оптимизации краткосрочных режимов работы ТЭЦ в условиях конкурентного рынка. *Известия Томского политехнического университета*, 2008, 313.4, 37–40 [Ivanov, N.S., Bepalov, V., Lopatin, N. S. Mathematical model for optimizing short-term modes of operation of CHP in a competitive market. *J. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2008, 313.4, 37–40 (in Rus.)]

[4] Erbes, M.R., Phillips, J.N., Johnson, M.S., Paffenbarger, J., Gluckman, M., Eustis, R. H. Off-design performance of power plants: an integrated gasification combined-cycle example. *Science*, 1987, 237(4813), 379–383.

[5] Pulkrabek, Willard W. Flutter and resonant vibration characteristics of engine blades. *Engineering Fundamentals of the Internal Combustion Engine, 2nd Ed*, 2004, 198–198.

[6] Волков С.В., Тишин К.П. Опыт использования «Boiler Designer» при проектировании теплоэлектроцентралей нефтехимического комплекса. *Труды Международной научно-практической конференции «Boiler Designer-2014»*, 2014. 40–49 [Volkov S. V. Tishin K. P. Experience of using «Boiler Designer» in the design of combined heat and power plants of the petrochemical complex, Proceedings of the International Scientific and Practical Conference «Boiler Designer-2014», 2014. 40–49 (in Rus.)]

[7] Berezinets P. A., Doverman G. I. Technology used to operate the 300-MW power unit topped with a GTE-110 gas turbine. *Thermal engineering*, 2010, 57(9), 729–734