

# Рекомендуемые требования к цифровой системе аналитики нормальных энергетических режимов ТЭС (ГК)

**Меленцов А.А.,**

генеральный директор ООО «Метамодель», г. Екатеринбург,  
a.melentsov@servicemodel.ru

**Меленцов М.А.,**

главный технолог ООО «Метамодель»,  
г. Екатеринбург,  
m.melentsov@servicemodel.ru

*В статье сформулирован комплекс требований к цифровой системе аналитики нормальных (неаварийных) режимов работы тепловых электростанций (ТЭС), направленной на повышение экономической эффективности как отдельных станций, так и генерирующих компаний (ГК) в целом. Авторы рассматривают ключевые задачи аналитики на уровне ТЭС (расчет ТЭП, оптимизация режимов работы оборудования, пофакторный анализ и др.) и ГК (консолидированное планирование, экономическая оптимизация группы станций). Выявляются типовые проблемы выбора и внедрения программного обеспечения (ПО), связанные с использованием разнородных моделей, недостоверной оценкой экономического эффекта и недостаточной вовлеченностью инженерно-технического персонала. Подчеркивается необходимость сохранения ответственности и контроля со стороны производственно-технических отделов (ПТО) в условиях цифровизации. В качестве решения предлагается набор критически важных требований к ПО, среди которых: единая и адаптируемая модель ТЭС для всех задач, инструменты для простого моделирования и актуализации модели, наличие верифицируемых оптимизационных алгоритмов, средства консолидации данных на уровне ГК и развитые возможности визуализации. Система, соответствующая данным требованиям, способна обеспечить долгосрочное повышение эффективности за счет перехода к сквозной цифровой аналитике.*

**Ключевые слова:** аналитика режимов, оптимизация, тепловая электростанция (ТЭС), технико-экономические показатели (ТЭП), относительные приросты затрат (ХОПЗ), экономический эффект.

## **Термины и сокращения:**

- ГК — генерирующая компания.
- Нормальный энергетический режим (энергетический режим) — состояние энергооборудования, характеризующее совокупностью значений технологических параметров в заданный момент или на интервале времени.
- ТЭП — технико-экономические показатели.
- ТЭС — тепловая электростанция.
- ПО — программное обеспечение.
- ПТО — производственно-технический отдел.
- ХОПЗ — характеристика относительных приростов затрат.
- ОРЭМ — оптовый рынок электроэнергии и мощности.
- УРУТ — удельный расход условного топлива.

## 1. Введение

В контексте глобальной цифровизации тепловой энергетики создание информационных систем для анализа нормальных энергетических режимов приобретает особую актуальность. Такие системы являются ключевым элементом цифровой трансформации производственных процессов на ТЭС и в ГК.

Цель настоящей статьи — сформулировать, описать и обосновать комплекс требований, обеспечивающих успешное создание и внедрение информационной системы для аналитики нормальных энергетических режимов.

## 2. Задачи аналитики нормальных режимов

### 2.1. Задачи уровня ТЭС

Основные задачи, решаемые в рамках аналитики нормальных режимов на уровне тепловой электростанции, включают:

1. Сбор первичных данных, характеризующих режим.
2. Корректировку первичных данных путём балансовых расчётов.
3. Расчёт ТЭП энергетического режима.
4. Оптимальное распределение тепловых и электрических нагрузок между агрегатами ТЭС.
5. Оптимальный выбор состава работающего оборудования.
6. Расчёт перерасходов топлива и выявление резервов тепловой экономичности.
7. Пофакторный анализ режимов для определения степени влияния технологических факторов на экономичность.
8. Предииктивную диагностику деградации оборудования.
9. Наладку режимов оборудования (например, настройка авторегуляторов).
10. Оптимальное планирование энергетических режимов ТЭС (например, для тарифного обоснования).
11. Расчёт ХОПЗ станции и групп оборудования: представление затрат для

выбранного режима как функции от электрической и тепловой нагрузок ТЭС.

Решение перечисленных задач критически зависит от специфики конкретной ТЭС (тепловая схема, типы оборудования, уровень автоматизации, виды топлива и т.д.). На станциях ответственность за их выполнение возложена на ПТО ТЭС, либо на производственно-техническое управление ГК.

### 2.2. Задачи уровня ГК

На уровне генерирующей компании должны решаться задачи экономической оптимизации, которые обеспечивают синергетический эффект, недостижимый при оптимизации каждой станции по отдельности. К задачам экономической оптимизации относятся:

- Обеспечение оптимальной работы на ОРЭМ группы станций при условии задания интегральных ограничений (например, общее ограничение по виду топлива).
- Обеспечение оптимальной загрузки теплоисточников (группа ТЭС), осуществляющих поставку теплоносителя в общую сеть.

Кроме задач экономической оптимизации, на уровне ГК решаются следующие задачи:

- Формирование консолидированной отчётности по всем станциям компании;
- Консолидированное планирование режимов работы группы станций.

Для решения этих задач требуется консолидация данных со всех ТЭС компании и построение укрупнённой модели ГК, синхронизированной с данными режимов отдельных станций.

## 3. Проблемы выбора и внедрения ПО в ГК

Основная цель генерирующих компаний (ГК) при внедрении ПО — повышение экономической эффективности. Максимальный эффект от аналитики режимов достигается при комплексном решении всех задач в рамках единого программ-

ного продукта, использующего единую расчётную модель ТЭС, консолидируемую на уровне ГК.

Использование в ГК нескольких разнородных продуктов, каждый из которых решает только часть задач, может приводить к дополнительным затратам на поддержание консистентности их моделей (поддержание такой консистентности в некоторых случаях может быть технически нереализуемо из-за различий в подходах к моделированию).

Тем не менее, распространённой практикой остаётся внедрение независимых программных продуктов для расчёта ТЭП, оптимизации режимов и работы на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Сложившуюся ситуацию можно объяснить следующими факторами.

### 3.1. Исторический аспект

Формирование рынка электроэнергии и мощности потребовало программного обеспечения, способного обеспечить работу на нём. Появившиеся продукты использовали усреднённые удельные расходы топлива (УРУТ) и утверждённые нормативные характеристики оборудования, что не позволяло формировать точные оптимальные рекомендации. Это связано со значительным закруглением расчётов заявок на РСВ при использовании усреднённых УРУТ и отклонением результатов расчётов, производимых на основании энергетических характеристик оборудования, от фактических вследствие постоянного изменения состояния оборудования.

Системы для расчёта ТЭП и формирования отчётности развивались обособленно от рыночных продуктов, используя собственные модели, ориентированные на нормативный учёт и регламентированную отчётность.

Попытки промышленного внедрения оптимизационных модулей начались сравнительно недавно, а их результаты оказались скромнее ожиданий по причинам, изложенным в следующих разделах.

### 3.2. Технологический аспект

Существующие оптимизационные продукты или модули в абсолютном большинстве случаев используют модель ТЭС, не связанную с моделью для расчёта нормативных ТЭП. Это объясняется значительным отклонением фактического расхода топлива от нормативного, вызванного отличием фактического состояния оборудования от номинального.

Вендор настраивает оптимизационную модель для получения правдоподобного результата расчёта расхода топлива и затрат на момент внедрения. Однако такая модель не способна динамически адаптироваться к изменяющемуся состоянию оборудования. Со временем её расчёты теряют достоверность, что требует постоянного и дорогостоящего сопровождения вендором. Известны случаи, когда бюджеты на такое сопровождение прекращали выделяться, и персонал переставал использовать устаревшую модель, а вместе с ней и оптимизационный функционал.

Следует также отметить, что при использовании отдельной модели ТЭС, предназначенной для решения оптимизационных задач, результаты оптимизации не могут быть проверены технологами на основе расчётов по энергетическим характеристикам оборудования. В результате ПТО перестаёт нести ответственность за достижимость и оптимальность режима, предлагаемого оптимизационным ПО.

### 3.3. Организационный аспект

Любой ИТ-проект требует обоснования окупаемости. Обоснование экономического эффекта для разных задач аналитики режимов имеет разную сложность. Для многих задач эффект неясен и достигается только при их комплексной реализации. Наиболее очевидным для менеджмента ГК выглядит эффект от задач, связанных с оптимизацией режимов и работой на энергорынках, хотя эта простота является кажущейся.

Как показано в нашей предыдущей работе [13], серьёзный анализ ожидае-

мого экономического эффекта от оптимизации — нетривиальная задача. Она требует специализированного ПО, высокой квалификации исполнителей, продолжительного времени (3–4 месяца) и активного участия специалистов заказчика. На практике эффект чаще всего оценивается не по объективной методике, а на основе процентной доли от объёма сжигаемого топлива, декларируемой вендором в качестве ожидаемой экономии от использования его ПО.

В результате, после формального заявления эффекта от оптимизации, остальные задачи аналитики нормальных режимов реализуются по остаточному принципу, так как их вклад в финансовый результат считается второстепенным.

Следует подчеркнуть, что при выборе ПО зачастую оцениваются лишь результаты решения задач анализа режимов (то есть, способен ли продукт решить конкретную задачу) без учёта технологичности решения и последующих затрат на владение продуктом и его развитие. Для иллюстрации данного утверждения рассмотрим пример. Предположим, существует два программных комплекса, каждый из которых декларирует решение следующих задач: 1) создание расчётной модели ТЭС; 2) расчёт фактических и нормативных ТЭП; 3) формирование отчётности. Заказчик осуществляет выбор ПО по ценовому критерию (или иному, не техническому) и на этапе внедрения обнаруживает следующие особенности выбранного комплекса:

1. Модель можно корректировать, но этот процесс трудоёмок и непрозрачен для технолога.

2. Расчёты фактических и нормативных ТЭП выполнять возможно, однако самостоятельная отладка нового варианта расчёта технологом требует участия вендора.

3. Отчёты формируются, но конструирование нового отчёта занимает несколько рабочих дней, которых у технолога нет.

Между тем, при должном анализе конкурирующих продуктов можно избежать подобной ситуации, выбрав систему с высокими потребительскими свойствами и минимальной стоимостью владения.

Причина возникновения подобных ситуаций заключается не в заговоре или вредительстве, а в следующем. Технологические специалисты компании-заказчика, привлекаемые к выбору ПО, являясь профессионалами в своей области, не обладают необходимой экспертизой для оценки реальных потребительских свойств ПО. Зачастую они фокусируются на корректности решения второстепенных расчётных задач, не учитывая, как эти задачи будут решаться силами ГК в условиях изменяющихся сценариев работы ПО (например, при замене характеристик оборудования ТЭЦ). ИТ-специалисты, участвующие в выборе ПО и понимающие свою ответственность за длительный срок его полезного использования, не являются экспертами в прикладной области и не могут оказать должного содействия профильным специалистам. И тем, и другим не хватает полного набора обоснованных требований к ПО, которые можно использовать в качестве критериев при сравнении продуктов. Далее в статье такой набор критериев будет предложен и обоснован.

#### **4. Проблемы внедрения программного обеспечения для анализа режимов в генерирующих компаниях**

На этапе внедрения систем анализа режимов генерирующие компании сталкиваются с рядом типовых проблем. Речь идёт не об общепроектных рисках, а о методологических сложностях, обусловленных спецификой предметной области. Ниже рассматриваются проблемы, которые сложно идентифицировать на стадии выбора ПО.

**1. Риск несогласованности разнородных моделей.** Как отмечено выше, исполь-

зование различных моделей для решения отдельных задач создает потенциальный риск их взаимной несогласованности. Данный аспект часто упускается из виду, и в проектный план не закладываются работы по комплексной верификации моделей. Необходимо подчеркнуть, что методика такой проверки может быть разработана только с учётом специфики используемых моделей и их взаимодействия.

**2. Недостаточная продолжительность опытной эксплуатации.** При внедрении модулей расчёта ТЭП и оптимизации режимов часто закладывается недостаточный срок для тестовой и опытно-промышленной эксплуатации. Проверка функциональности системы может быть выполнена относительно быстро — в течение 2–3 месяцев активной работы технологов. Однако заказчика интересует не только функционал, но и верификация расчётной модели для всех качественно различающихся режимов работы ТЭС (зимний, летний, межсезонье). Таким образом, совокупная продолжительность тестовой и опытно-промышленной эксплуатации должна охватывать почти полный годовой цикл и составлять не менее 7–10 месяцев.

**3. Недостовверная оценка экономического эффекта от оптимизации.** Внедрение оптимизационного ПО часто сопровождается поверхностной проверкой заявленного экономического эффекта. Как подробно описано в [6], эта задача является нетривиальной. Ключевая рекомендация заключается в том, что заказчик, стремящийся избежать оплаты за нереализуемый эффект, должен заблаговременно, на начальных стадиях проекта, разработать и согласовать объективную методику его валидации.

## **5. Значимость инженерно-технического персонала ПТО в условиях цифровизации**

Как определено в разделе 2, задачи анализа нормальных режимов ТЭС

находятся в зоне ответственности ПТО. Цифровая трансформация не должна размывать эту ответственность. ПТО (и/или производственно-эксплуатационное подразделение Исполнительного аппарата) обязано нести полную ответственность за технико-экономические расчёты, выполняемые с помощью автоматизированной системы, поскольку компетенции для верификации и актуализации расчётной модели ТЭС внутри генерирующей компании сосредоточены именно в ПТО (и/или в производственно-эксплуатационном подразделении Исполнительного аппарата).

На практике использование ПО может привести к ситуациям, когда технолог утрачивает контроль над процессом анализа режимов. Это происходит вследствие отсутствия в системе необходимых инструментов для:

1. Контроля и независимой проверки результатов оптимизационных расчётов.
2. Редактирования теплотехнических алгоритмов расчёта параметров в рамках модели.
3. Корректировки правил балансировки режима.
4. Определения правил подмены недостоверных фактических параметров расчётными значениями.
5. Актуализации модели на основе реального состояния оборудования ТЭС.

Для сохранения возможности контроля ПТО за результатами аналитики режимов, система должна предоставлять инженерам инструментарий, позволяющий:

- Проверять и корректировать расчётную модель.
- Верифицировать результаты расчёта ТЭП.
- Осуществлять пошаговый контроль и анализ выполнения и результатов оптимизации режима.
- Производить автоматизированное уточнение нормативных характеристик оборудования на основе фактических данных.

Важно понимать, что невозможно превентивно заложить в систему логи-

ку на все возможные эксплуатационные ситуации. Расчётная модель, перечень исходных ТЭП и методы их получения постоянно эволюционируют в процессе эксплуатации ТЭС. Единственный способ поддерживать их в актуальном состоянии — это обеспечить технолога простым в использовании и удобным программным инструментом.

Внедрение цифровой системы повышает требования к квалификации технолога. К глубоким теплотехническим знаниям добавляется необходимость освоения функционала системы. Это требование оправдано, так как в результате внедрения возрастают скорость решения задач, глубина анализа, а также качество и точность расчётов.

## 6. Требования к ПО для аналитики нормальных режимов

Прежде, чем сформулировать требования к системе для аналитики нормальных режимов ТЭС рассмотрим, как может выглядеть внедрение ПО с максимумом функционала. Такой вариант предполагает внедрение ПО как на уровне ТЭС, так и на уровне ГК. На уровне ТЭС должны решаться задачи, перечисленные в разделе 2.1. На уровне ГК могут решаться задачи, перечисленные в разделе 2.2.

При заявленном масштабе внедрения ПО позволяет, во-первых, повысить эффективность работы станции, во-вторых, обеспечить получение серьёзного эффекта от решения задач экономической оптимизации в масштабах ГК.

Чтобы обеспечить описанный уровень внедрения, ПО для аналитики нормальных режимов ТЭС должно гарантировать согласованные между собой результаты при решении всех задач уровня ТЭС, консолидацию результатов на уровень ГК, решение на уровне ГК специфических задач; передачу с уровня ГК на уровень ТЭС результатов, например, оптимального режима, рассчитанного на уровне ГК.

Теперь сформулируем требования к ПО для аналитики нормальных режимов. Хотим отметить, что мы фокусируемся не на требованиях к базовому функционалу: система должна рассчитывать то-то, или оптимизировать так-то и так-то. Мы будем перечислять те требования, которые не лежат на поверхности для технического персонала, обеспечивающего выбор ПО. Но именно перечисленные нами требования влияют на стоимость эксплуатации ПО, определяют длительность его успешной эксплуатации и развития.

- **Должна обеспечиваться единая модель ТЭС для решения производственных и рыночных задач.** Все задачи, в том числе, задачи расчёта ТЭП, оптимизации и работы на энергорынках должны решаться на единой модели, что гарантирует соответствие результатов оптимизации, расчётов ПТО и подразделений по работе с рынком. Результаты оптимизации должны проверяться на основании нормативных расчётов ТЭП, что обеспечивает возможность подтверждения корректности результатов оптимизации технологами заказчика.

- **ПО должно обеспечивать минимальную трудоёмкость моделирования ТЭС и дальнейшей актуализации модели в процессе эксплуатации.** На этапе анализа ПО вопросам трудоёмкости моделирования ТЭС с его использованием должно уделяться первостепенное внимание. Трудоёмкость моделирования снижается при наличии в ПО следующих базовых механизмов:

- ✓ Отображение модели в привычном для технолога виде (в виде формул, графиков и логических условий). Во всех модулях системы должна быть возможность посмотреть значение и текущий способ расчёта любого параметра, его дерево зависимостей от значений других параметров;

- ✓ Экспорт/импорт модели и любых её частей;

- ✓ Создание новых единиц оборудования по аналогии с уже созданными с последующим описанием отличий;

✓ В систему должны быть встроены механизмы, позволяющие выполнять самодиагностику расчётной модели, и поиск ошибок в ней.

• **ПО должно обеспечивать неограниченное расширение модели в смежные инженерные сферы (экология, химия и т.д.) силами технологов заказчика.**

• **Должен обеспечиваться механизм автоматизированного уточнения модели ТЭС по фактическим данным.** Данному вопросу посвящена отдельная статья [11]. Механизм должен обеспечивать возможность автоматического приведения расчётной модели в соответствие с фактическим состоянием оборудования. На основе выбранных фактических режимов к энергетическим характеристикам оборудования должны рассчитываться уточняющие поправки, минимизирующие погрешность модельных и фактических затрат для произвольного режима. Рассчитанные поправки должны использоваться при оптимизации энергетических режимов и решении задач по работе на энергорынках.

• **Должна обеспечиваться версионность модели ТЭС.** Версионность модели гарантирует безболезненный переход на новые характеристики оборудования. Расчёты и оптимизация энергетического режима по умолчанию должны выполняться на основании той версии расчётной модели, к которой относится режим. Версионность модели обеспечивает возможности для имитационного моделирования, например, для расчёта режимов работы ТЭС по результатам планируемой реконструкции.

• **Должно гарантироваться достижение максимального экономического эффекта за счёт применения оптимизационных алгоритмов.** Должно обеспечиваться отыскание точного глобального оптимума для задач оптимального распределения тепловых и электрических нагрузок между агрегатами и оптимального выбора состава оборудования.

Подробные требования к алгоритмам оптимизации изложены в [6] и в [13]. Там же описаны процедуры подтверждения максимальной экономической эффективности оптимизационных алгоритмов.

• **Должно обеспечиваться наличие визуального отладчика, позволяющего осуществить пошаговую проверку хода оптимизации.** Визуальный отладчик позволяет пошагово проконтролировать ход работы оптимизационного алгоритма. Его использование даёт инженерам ПТО возможность проверить корректность оптимизационных алгоритмов; обеспечивает ответственность инженеров ПТО за результат оптимизации режима.

• **Должно обеспечиваться построение ХОПЗ ТЭЦ в виде графика.** Необходимость ХОПЗ для решения задач экономической оптимизации описывается в [12].

• **Должно обеспечиваться многообразие форм визуализации информации.** Информация по режимам должна представляться:

✓ на объектной принципиальной тепловой схеме ТЭС,

✓ в текстовых и графических шаблонах,

✓ на видеокадрах,

✓ в автоматизированных отчётных формах произвольного вида.

✓ Создание и редактирование шаблонов, видеок кадров и отчётов — пользовательская функция, обеспечивающая простоту и минимальную трудоёмкость этого процесса.

• **Должно обеспечиваться выполнение всех типов расчётов в темпе процесса.** В частности, в темпе процесса должны обеспечиваться расчёт фактических, нормативных ТЭП, оперативная оптимизация режима. На ТЭС с высоким уровнем автоматизации сбора данных это свойство позволит системе отображать изменение УРУТ в реальном времени.

• **Должно обеспечиваться наличие инструментов для анализа энергетических режимов:**

✓ Быстрый поиск близких по заданным критериям режимов по базе режимов;

✓ Выявление причин различий между режимами и факторов влияния;

✓ Средства графического анализа изменений режима.

• **Должна обеспечиваться консолидация данных ТЭС на уровне ГК.** Система должна обеспечивать комплексную концепцию решения задач уровня ТЭС и ГК, механизмы консолидации данных на уровне ГК, возможность передачи данных с уровня ГК на уровень ТЭС. На уровне ГК должна обеспечиваться возможность построения укрупнённой модели ГК, в которой данные по режимам синхронизируются с данными режимов ТЭСЦ.

## Заключение

Успешная цифровизация аналитики нормальных энергетических режимов

ТЭС зависит не только от наличия в ПО базового расчётного функционала, но и от реализации комплекса критически важных нефункциональных требований. К ним относятся: единая и адаптивная модель ТЭС, обеспечивающая согласованность результатов и их верифицируемость; инструменты для минимально трудоёмкого моделирования и актуализации модели, позволяющие технологам ПТО сохранять полный контроль и ответственность за расчёты; наличие продвинутых алгоритмов оптимизации с возможностью их проверки; а также возможности консолидации данных на уровне ГК. Система, отвечающая данным требованиям, способна обеспечить не только разовый эффект, но и долгосрочное повышение экономической эффективности работы генерирующей компании за счёт перехода от разрозненных расчётов к сквозной цифровой аналитике энергетических режимов.

## Список литературы

1. Хренников А.Ю., Хренников А.Ю., Любарский Ю.Я. Принципы построения систем искусственного интеллекта и их применение в электроэнергетике // Энергетик. — 2022. — № 3. — С. 22.
2. Молодюк В.В. Математическая модель розничного рынка электрической и тепловой энергии // Энергетик. — 2022. — № 7. — С. 10.
3. Султанов М.М., Константинов А.А., Баев Д.Н. Методика прогнозирования показателей экономичности ТЭСЦ // Энергетик. — 2023. — № 4. — С. 55.
4. Григорьев А.В., Осотов В.Н. О техническом управлении в электроэнергетике // Энергетик. — 2023. — № 7. — С. 23.
5. Фролов М.С., Павлов А.А., Иванов Н.В. Проблемы разработки нормативно-технической документации по топливоиспользованию и пути их решения // Энергетик. — 2023. — № 7. — С. 44.
6. Меленцов М.А., Меленцов А.А. О методиках подтверждения экономического эффекта оптимизации энергетических режимов тепловых электростанций // Энергетик. — 2023. — № 8. — С. 25–29.
7. Гительман Л.Д., Кожевников М.В. О неотложных изменениях в подготовке менеджеров и инженеров для новой энергетики // Энергетик. — 2023. — № 10. — С. 3.
8. Ленёв С.Н., Радин Ю.А., Смышляев В.Б., Ханенев К.В., Гришин И.А., Мельников Д.А. Испытания энергетического оборудования ТЭС филиалов ПАО «Мосэнерго» для оценки его фактического технического состояния по критерию тепловой экономичности // Энергетик. — 2023. — № 11. — С. 34.
9. Чазов А.В., Чазова Т.Ю. Энергоэффективность в системе инновационного развития // Энергетик. — 2024. — № 1. — С. 3.
10. Подковальников С.В., Чудинова Л.Ю., Михеев А.В. Доминирующие тенденции и процессы трансформации в мировой и российской электроэнергетике // Энергетик. — 2024. — № 5. — С. 9.
11. Меленцов М.А., Меленцов А.А. О технических и организационных подходах к обеспечению точности расчётной теплотехнической модели ТЭС // Энергетик. — 2024. — № 7. — С. 26–30.
12. Меленцов М. А., Меленцов А. А. Характеристика относительных приростов затрат — ключевой инструмент для эффективной работы на рынке электроэнергии и мощности // Энергетик. — 2024. — № 4. — С. 32–37.
13. Меленцов М. А., Меленцов А. А. Методика первичной проверки эффективности алгоритма оптимизации режимов ТЭС // Энергетик. — 2025. — № 12.