

# МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ОЦЕНКИ ИНЕРЦИОННОСТИ ПРОЦЕССА ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПРИ ГРУППОВОМ УПРАВЛЕНИИ НА СТАЦИОННОМ УРОВНЕ

**Аракелян Э.К., Андришин А.В., Мезин С.В., Васильев Е.Д.,**

*Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия*  
Edik\_arakelyan@inbox.ru, AndriushinAV@mpei.ru, MezinSV@mpei.ru, yauhen\_87@inbox.ru

**Косой А.А.,**

*Национальный исследовательский университет «МЭИ»,  
Объединенный Институт Высоких температур РАН (ОИВТ РАН), Москва, Россия*  
KosoyAA@mpei.ru

**Пашенко Ф.Ф.**

*Институт проблем управления РАН, Москва, Россия*  
Pif-70@yandex.ru

*Аннотация. Рассматриваются проблемы, возникающие при решении оптимизационных задач стационарного и блочного уровней управления ТЭС в рамках интеллектуальной АСУТП, построенной на базе современных ПТК. Показано, что при этом в рамках группового управления режимами работы оборудования информационное обеспечение АСУТП требует модернизации технических и программных средств управления, даны альтернативные подходы к решению этой проблемы. Основное внимание уделено разработке методических положений и алгоритма на их базе по оценке инерционности процесса управления нагрузкой при упреждающем управлении на примере задачи оптимального распределения электрической нагрузки ТЭС при заданном составе генерирующего оборудования. Приведена экспертная оценка инерционности при решении задачи оптимального распределения нагрузки.*

*Ключевые слова: оптимизационные задачи, стационарный уровень, интеллектуальная АСУТП, информационное обеспечение, проблемы, групповое управление, методические положения, экспертная оценка, инерционность.*

## **Введение**

Одним из условий интеллектуализации АСУТП ТЭС, построенных на базе современных программно-технических комплексов (ПТК) является необходимость постановки и решения оптимизационных задач блочного и стационарного уровней управления, таких как: выбора оптимальных режимов оборудования при выходе на оптовый рынок, анализ и управление ТЭП, оптимизация ремонтного обслуживания; управление надежностью и организация системы технической диагностики, иные перспективные оптимизационные задачи [1-4].

Задача выбора оптимальных режимов оборудования ТЭС при выходе на рынок электроэнергии и мощности на оперативные сутки состоит из двух взаимосвязанных задач - выбора состава включенного генерирующего оборудования (количественный прогноз) и оптимального распределения нагрузки при заданном составе генерирующего оборудования (качественный прогноз). В настоящее время эти задачи разделены во времени, выбор состава генерирующего оборудования происходит за 2-3 суток до планируемого участия электростанции в покрытии прогнозируемых нагрузок. Задача оптимального распределения нагрузок решается в несколько этапов – предварительная оптимизация при подготовке предложений к выходу на рынок «на сутки вперед», оптимизация при выполнении заданного диспетчерского графика и дополнительная оптимизация - при участии станции на балансирующем рынке электроэнергии. Решение этих задач на стационарном уровне при сложном составе генерирующего оборудования связано с определенными сложностями, связанными с групповым управлением режимами работы энергоблоков, в том числе при решении данных задач программными средствами АСУТП на базе программно-технических комплексов. Обусловлено это тем, что современные ПТК как зарубежного, так и отечественного производства проектируются на управление технологическими процессами на блочном уровне.

Переход на групповое управление, естественно, потребует определенных изменений в техническом и программном обеспечении АСУТП станции. Кратко остановимся на возможном пути решения этой проблемы.

Допустим, что у ТЭС несколько блоков, у каждого из них в АСУТП на базе ПТК свои контроллеры, инженерные станции, сервера архива, прокси-сервера и т.д. Для перехода на групповое управление необходимо установить дополнительный сервер, на котором будет установлено программное обеспечение, решающее задачи (одну или несколько) этого уровня, например, приведенные выше

задачи выбора состава включенного генерирующего оборудования и оптимального распределения электрической и тепловой нагрузки между блоками. Информация о сигналах в программном обеспечении современных ПТК, как правило, передается по маркам. С помощью прокси-сервера, который есть на каждом из блоков станции, передается информация на вновь установленный сервер с помощью протокола OPC UA в режиме реального времени. На этом же сервере заранее прогнозируется, какие именно марки нужны для решения поставленных задач. Программный комплекс получает необходимую информацию, анализирует и производит расчет, а затем формирует сигналы, которые по Ethernet поступают на маршрутизатор, откуда сигналы передаются на инженерную станцию каждого из блоков (для каждого блока свой сигнал со своим значением). В инженерной станции блока запускается виртуальный контроллер, в котором воспроизведен проект блока и некоторая логика работы установленной в общестанционном сервере программы. Остальные контроллеры блока взаимодействуют с виртуальным по межконтроллерному обмену и видят его как реальный, поэтому воздействие передается дальше на реальный контроллер, который нужен для реализации полученного сигнала [5].

Альтернативным вариантом является централизованное информационное обеспечение станционного распределенного АСУТП путем объединения контроллеров всех энергоблоков в едином центре управления с установкой центрального сервера соответствующей мощности, куда стекается вся необходимая информация от всех периферийных контроллеров энергоблоков и других источников информации для решения задач блочного и станционного уровней управления. Такой подход к организации информационного обеспечения АСУТП позволит более рационально использовать технические и программные средства ПТК. Конечно, при этом возникает проблема сбора и обработки больших массивов информации и распределения этой информации по ее потребителям на энергоблоках.

При решении оптимизационных задач станционного уровня значительный интерес представляет оценка влияния оперативности отработки задания по мощности в задаче оптимального распределения нагрузки при заданном составе генерирующего оборудования (далее – задача упреждения).

Для традиционного ручного подхода при наборе/сбросе нагрузки оператором возможны два сценария при отработке задания по мощности. Рассмотрим необходимость подъема нагрузки на энергоблоке:

1. Запоздывающая команда - ввиду запаздывания *момента подачи возмущающих воздействий* в выдаче мощности по каналу «котел – турбина – генератор» появляется недовыпуск электроэнергии к *требуемому моменту достижения заданной нагрузки* в соответствие с диспетчерским графиком. Если недовыпуск в пределах допустимого отклонения, появляется потеря прибыли по величине рыночной стоимости недоотпущенной электроэнергии; если недовыпуск больше допустимого отклонения, то к потерям прибыли добавляется риск штрафных санкций со стороны диспетчерского управления;

2. Опережающая команда - оператор намеренно делает опережающий набор нагрузки, но, не зная требуемое *время упреждения до момента подачи возмущающих воздействий*, как правило, начинает слишком рано, при этом получается превышение отпуска электроэнергии, а так как прибыль электростанции рассчитывается по отпуску электроэнергии по диспетчерскому графику, в результате опережения выдачи мощности затраты топлива за выработанную лишнюю электроэнергию производится за счет станции, а если нарушение выше допустимых отклонений от диспетчерского графика, то, как и выше, добавляется риск штрафных санкций.

## 1. Инерционность в процессе принятия решений на станционном уровне

Инерционность процессов передачи информации на блочном уровне (БУ) «котел (К) – турбина (Т) – генератор (Г)» обусловлена запаздыванием технологического процесса при традиционном подходе в определении заданной мощности. На станционном уровне (СУ) при решении задачи упреждения без использования модели существует соответствующая инерционность процесса принятия решений (ИППР) между соответствующими иерархическими уровнями. Если при выполнении диспетчерского графика поступает команда со стороны диспетчерской службы на отклонение от плановой нагрузки, то появляется еще и инерционность приема и выполнения данной команды.

Представим **алгоритм ИППР** по использованию информационного поля между соответствующими иерархическими уровнями в виде запаздывания  $\tau_3$  при принятии решений

$$\tau_3 = \tau_{\text{приема}} + \tau_{\text{обработки}} + \tau_{\text{передачи}} \quad (1)$$

где  $\tau_{\text{приема}}$ ,  $\tau_{\text{обработки}}$ ,  $\tau_{\text{передачи}}$  – время приема, обработки, передачи информации между соответствующими иерархическими уровнями.

Представим, в соответствии с рис. 1, структурную схему ИППР по корректирующему воздействию  $(\Delta N_{\text{зэк}})_i$  в покрытии плановой  $N_{\text{зпл}}$  и внеплановой  $N_{\text{знпл}}$  составляющих суммарной электрической нагрузки ТЭС, определение которой может быть получено через использование запаздывания  $\tau_3$  при передаче информации от станционного уровня к блочному (с учетом инерционности оператора), либо на основе модели задачи упреждения через равенство относительных приростов топливной составляющей  $r_i$  для  $i$ -го энергоблока, согласно методике оптимального распределения нагрузки между генерирующими агрегатами по методу Лагранжа [6].

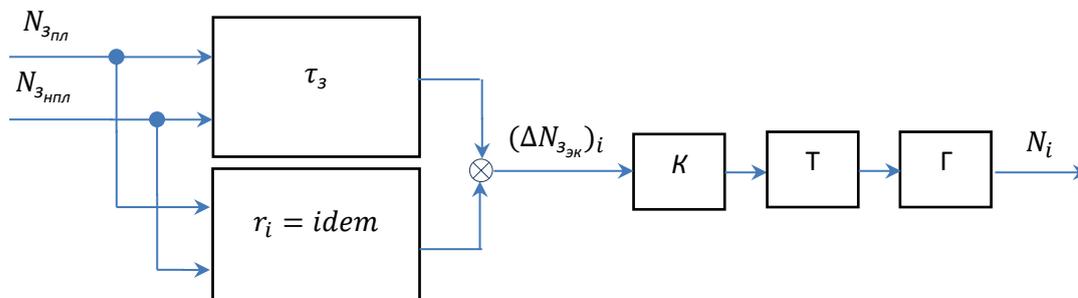


Рис. 1. Структурная схема передачи информации от станционного уровня к блочному уровню

Очевидно, что ИППР на БУ обладает меньшим запаздыванием  $\tau_{\text{збу}}$  в использовании информационного поля по сравнению с ИППР на СУ ( $\tau_{\text{зсу}}$ ) ввиду наличия достаточной степени автоматизации на уровне энергоблока для поддержания технологических процессов в автоматическом режиме, т.е.

$$\tau_{\text{збу}} < \tau_{\text{зсу}}. \quad (2)$$

При традиционном решении задачи упреждения без использования модели упреждения требуется наличие слаженных индивидуальных действий (см. рис. 2) при ИППР лицом, принимающим решение (ЛПР), оператором  $i$ -го энергоблока (на БУ $_i$ ), и получение утвержденных настроек  $n$ -го энергоблока (на автоматическую систему регулирования мощности (АСРМ $_i$ )) о моменте подачи задающих возмущений с целью получения к указанному моменту времени заданной нагрузки  $(N_3)_i$  каждого из энергоблоков и возможности обеспечения обязательств по часовой нагрузке (предварительного графика нагрузки).

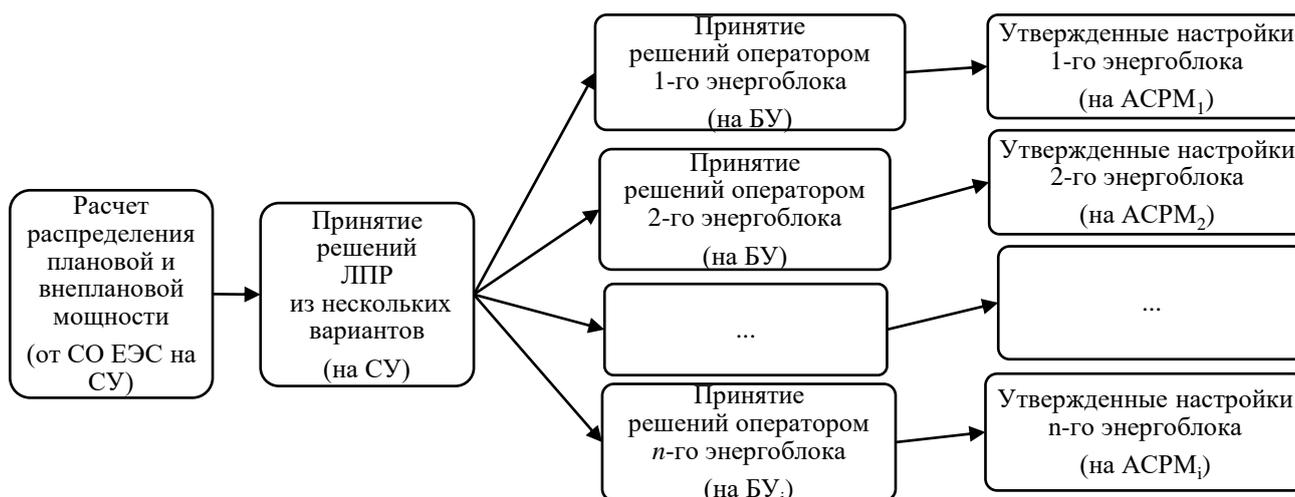


Рис. 2. Инерционность системы регулирования мощности при ИППР на станционном уровне

Определим составляющие запаздывания  $\tau_{\text{зсу}}$  при решении задачи упреждения без использования модели. В табл.1 представлено изменение состояний ИППР по корректирующим воздействиям  $(\Delta N_{\text{зэк}})_i$  при решении задачи упреждения для покрытия плановых  $(N_{\text{зпл}})_i$  и внеплановых  $(N_{\text{знпл}})_i$  составляющих

суммарной электрической нагрузки между энергоблоками при передаче информации от СО ЕЭС и формированию заданий для АСРМ<sub>i</sub> отдельных энергоблоков.

Таблица 1. Информация модели при решении задачи упреждения

Уровень	Используемое информационное поле							
СО ЕЭС	$N_{зпл}$	$N_{зпл}$						
СУ		$\sum_{i=1}^n (N_{зпл})_i$	$\sum_{i=1}^n (N_{зпл}'' )_i$					
БУ				$(\Delta N_{зак})_i$	$(N_{отз})_i$	$(N_3)_i$		
АСРМ <sub>i</sub>						$(N_3)_1$	...	$(N_3)_i$

На стационарном уровне при решении задачи упреждения без использования модели запаздывание  $\tau_{зсу}$  ИППР на стационарном уровне составит

$$\tau_{зсу} = \sum_{i=1}^m \tau_{зi}(\tau_3), \quad (3)$$

где  $m$  – число запаздываний информации  $i$ -ой составляющей процесса принятия решений на стационарном уровне; для задачи упреждения,  $m = 9$ ;  $\tau_{зi}(\tau_3)$  – величина запаздывания информации  $i$ -ой составляющей, каждая из которых включает зависимость от возможной инерционности времени приема, обработки, передачи информации между соответствующими иерархическими уровнями, аналогично формуле (1), а именно:

$$\tau_{зi}(\tau_3) = \tau_{приемаi} + \tau_{обработкиi} + \tau_{передачиi}. \quad (4)$$

Использование модели задачи упреждения исключает запаздывание  $\tau_{зсу}$  ИППР на стационарном уровне.

Аналогично в пределах используемого информационного поля всей электростанции для функциональной задачи АСРЧМ на каждом из иерархических уровней без использования моделей существует ИППР. Следует определять возникающие запаздывания в процессе использования информационного поля для оценки необходимости применения моделей упреждающего управления при решении соответствующих функциональных задач на каждом из иерархических уровней Интеллектуальной АСУТП, а именно:

$$\tau_{зтэс} = \tau_{зав} + \tau_{збу} + \tau_{зсу}. \quad (5)$$

## 2. Инерционность технологического процесса на блочном уровне

Длительность изменения нагрузки  $\Delta t_{тн} = \Delta N / W_{н}$  от начального значения  $N_i$  до требуемого  $(N_3)_i$  для  $i$ -го энергоблока имеет свою величину в зависимости как от ИППР, так и от инерционности технологических процессов на блочном уровне «котел – турбина – генератор».

Для  $i$ -ого энергоблока длительность изменения нагрузки сокращается примерно на величину запаздывания в пределах используемого информационного поля всей электростанции, т.е.,

$$(\delta \Delta t_{тн})_{К \rightarrow Т \rightarrow Г} = \{n_{ст} \cdot \tau_{зтэс} \mid 1, 2, \dots, n\}. \quad (6)$$

Очевидно, что время отработки задания  $\Delta \tau_i$  по мощности  $(N_3)_i$  энергоблоками в задаче упреждения при задающем воздействии соответствует длительности изменения нагрузки

$$\Delta \tau_i = \Delta t_{тн}, \quad (7)$$

$$(W_{н})_i = \frac{\Delta N}{\Delta t_{тн}} = \frac{(N_3)_i - N_i}{\Delta \tau_i}, \quad (8)$$

$$(\beta_{н})_i = \frac{\Delta N}{N_{н}} = \frac{(N_3)_i - N_i}{N_{н}} \quad (9)$$

В соответствии с рис. 3, где показано время отработки задания  $\Delta \tau_i$  по мощности  $(N_3)_i$  – сплошная линия, а также время отработки с упреждением  $(\Delta \tau'_{упр})_i$  при учете дополнительных затрат топлива на нестационарность переходного процесса – пунктирная линия:

$$(\Delta\tau'_{\text{упр}})_i = \Delta\tau_i - \delta\Delta\tau_i \quad (10)$$

где  $\delta\Delta\tau_i$  – соответствующее сокращение длительности нагружения/разгружения, при отработке задания по мощности  $(N_3)_i$ .

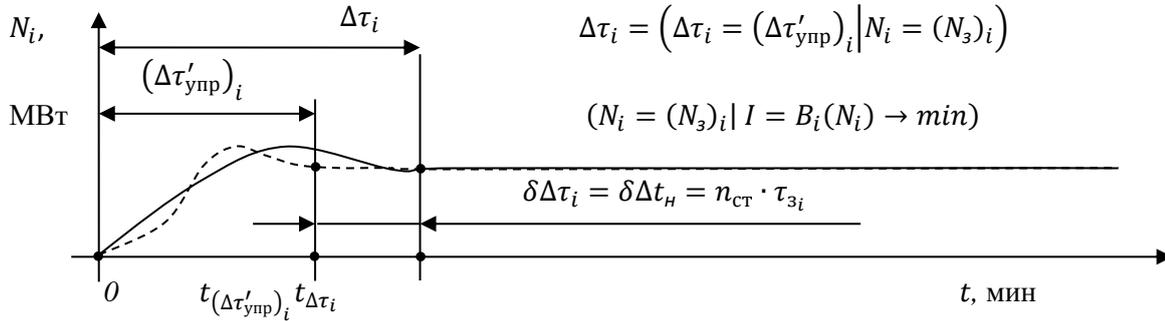


Рис. 3. Расчет времени отработки задания  $\Delta\tau_i$  по мощности  $(N_3)_i$  с упреждением  $(\Delta\tau'_{\text{упр}})_i$

На рис. 3 не указано время запаздывания в момент старта переходного процесса изменения нагрузки от начального значения для более конкретного представления времени отработки задания  $\Delta\tau_i$  по мощности  $(N_3)_i$  с упреждением  $(\Delta\tau'_{\text{упр}})_i$ . В рамках рассматриваемого материала оценки инерционности при решении задач стационарного уровня упрощаем время отработки задания  $\Delta\tau_i$  по мощности  $(N_3)_i$ , исключая время запаздывания.

Анализ показывает, что наибольшей инерционностью обладают процессы принятия оптимальных решений и работа систем автоматического регулирования. Они обусловлены как температурными ограничениями, так и скоростью исполнительных механизмов.

Норма предельно допустимых значений скоростей изменения в том же направлении плановой и внеплановой нагрузки в регулировочном диапазоне при условии сохранения номинального давления свежего пара (СТО 70238424.27.100.026-2009 приложение Б.2 Блочные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования) для энергоблоков типа К-300 и К-200 составляют, соответственно, 2,5 и 1 МВт/мин.

Для обеспечения диспетчерского графика в части задания по мощности и выработке электроэнергии требуется:

- обеспечение допустимой скорости изменения нагрузки в пределах электростанции  $W_{\text{ТЭС}}$ ;
- обеспечение длительности изменения нагрузки  $\Delta\tau = \sum_{i=1}^n (\Delta t_{\text{н}})_i$  или время отработки задания  $\Delta\tau = \sum_{i=1}^n \Delta\tau_i$  по мощности  $\Delta N_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n (N_3)_i$  в пределах электростанции.

Разработан алгоритм очередности подключения группы энергоблоков с учетом инерционности каждого из энергоблоков с целью обеспечения допустимой скорости изменения нагрузки электростанции  $W_{\text{ТЭС}}$  (далее задача поочередного подключения).

Длительности изменения нагрузки  $\Delta\tau_i = \frac{\Delta N_i}{W_i}$   $i$ -го энергоблока располагаем по возрастанию:

$$\Delta\tau_1 < \Delta\tau_2 < \Delta\tau_3 < \Delta\tau_4 < \dots < \Delta\tau_i. \quad (11)$$

Допустимая скорость изменения нагрузки в пределах электростанции

$$W_{\text{ТЭС}} = \frac{\Delta N_{\Sigma}}{\Delta\tau} \pm 5\%. \quad (12)$$

Критерий оптимальности для задачи поочередного подключения

$$I = |\sum_{i=1}^n W_i - W_{\text{ТЭС}}| \rightarrow \min. \quad (13)$$

Представим вариант алгоритма для задачи поочередного подключения, в соответствии с рис. 4.

Точка развилки на рис.4 представляет собой учет количества заявленных энергоблоков в задаче поочередного подключения. При подключении всех энергоблоков следует двигаться:

- вверх к использованию следующего энергоблока;
- вниз к определению времени, при котором набор нагрузки будет осуществляться при отклонении от критерия оптимальности, в случае, например, аварийной разгрузки одного из энергоблоков, либо возникшей невозможности обеспечивать требуемую скорость изменения нагрузки.

На основании экспертных оценок выяснено, что при решении задачи оптимального распределения электрической нагрузки на конденсационной электростанции в оперативном режиме длительность инерционности составляет 8-12 мин. (с момента получения сигнала о решении задачи до практической реализации на блоках) в зависимости от величины изменения нагрузки. Если такой процесс совпадает еще и с выполнением команды от диспетчерского управления (например, команда участия станции в балансирующем рынке), то указанное время увеличивается до 12-15 мин. Для газовых турбин инерционность сокращается до 3-5 мин, а инерционность ПГУ в целом зависит от инерционности паровой турбины. На практике эти данные могут значительно отличаться, в том числе в зависимости от профессионального уровня оперативного персонала.

Тестовые расчеты показали, что одна минута, затраченная на инерционность при решении задач упреждения стационарного уровня (на примере оптимального распределения нагрузки по экономическому критерию) приносит затраты в 14,07 кг.у.т. для выбранного примера применительно к энергоблоку 300МВт при изменении нагрузки от 200 до 202,5 МВт.

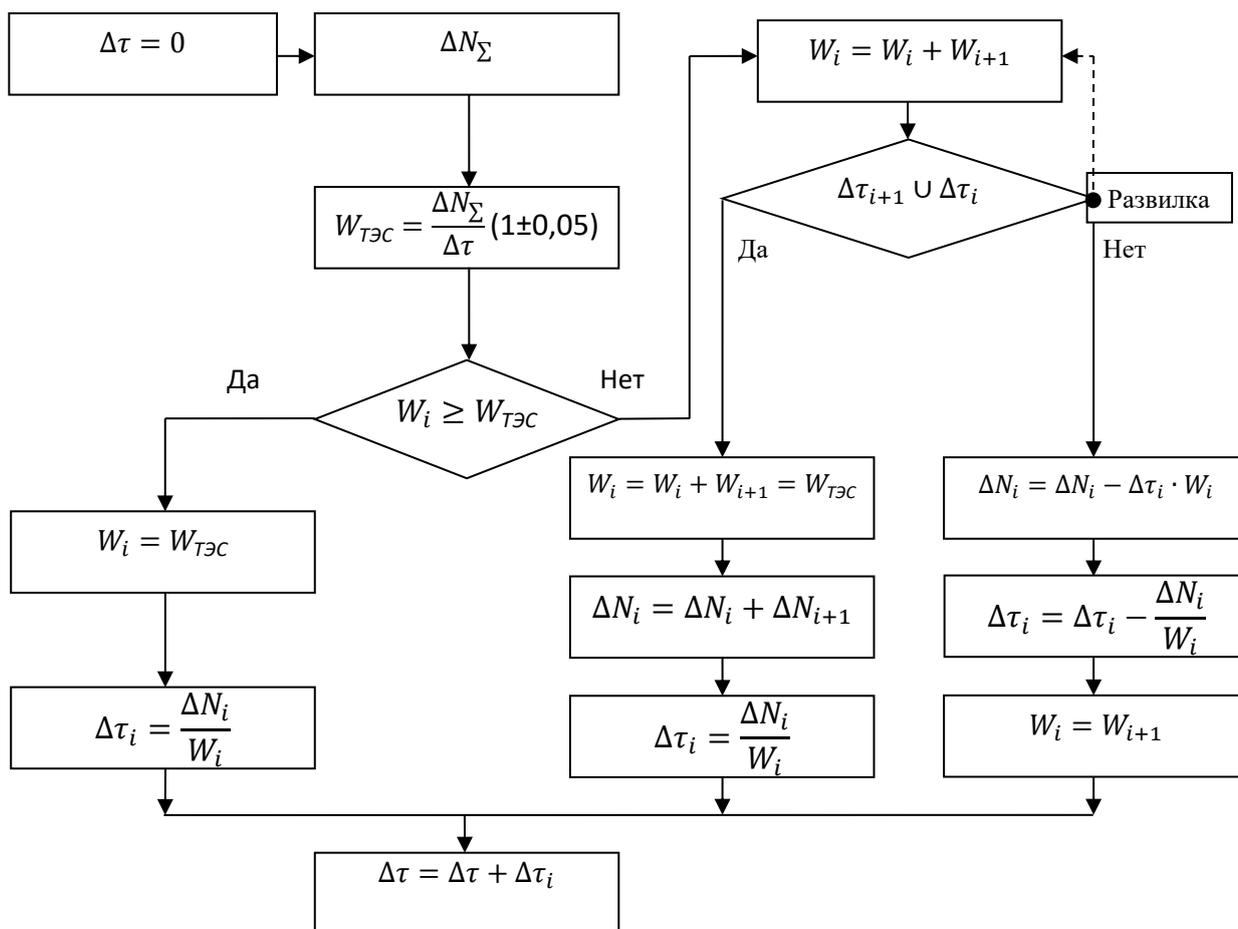


Рис. 4. Поддержание скорости изменения нагрузки  $i$ -го энергоблока в пределах электростанции (обозначения в тексте)

### 3. Заключение

1. Определены сложности организации и информационного обеспечения решения оптимизационных задач стационарного уровня в рамках интеллектуальных АСУТП и предложены возможные подходы к их преодолению;
2. Разработанные методические подходы по оценке инерционности процессов принятия оптимальных решений и их практической реализации в условиях группового управления режимами работы оборудования ТЭС позволяют оценить необходимое время опережения, формирования и выполнения управляющих воздействий при решении задач стационарного уровня.

## Литература

1. Аракелян Э.К., Пащенко Ф.Ф., Косой А.А., Мезин С.В., Васильев Е.Д. Методические положения по использованию прогностических алгоритмов при решении общестанционных оптимизационных задач // Датчики и Системы. 2021. № 6. – С. 19-24.
2. Тверской Ю.С., Таламанов С.А. Особенности и проблемы современного этапа развития технологии создания АСУТП тепловых электростанций // Теплоэнергетика. 2010. №10. – С. 37-44.
3. Аракелян Э.К., Васильев Е.Д., Хуришудян С.Р. Проблемы современных АСУ ТП на базе ПТК и возможный путь их решения // Вестник МЭИ. 2014. №1. – С. 15-20.
4. Аракелян Э.К., Панько М.А., Асланян А.Ш. Методические положения оценки технико-экономической эффективности модернизации АСУ ТП электростанций // Теплоэнергетика. 2010. №10. – С. 45-49.
5. Выбор оптимальной структуры интеллектуальной АСУ ТП на базе ПТК/Косой А.А./автореферат дис. на соискание ученой степени кандидата технических наук/ ФГБОУ ВО "НИУ "МЭИ", Москва 2021, 24 с.
6. Аракелян Э.К., Пикина Г.А. Оптимизация и оптимальное управление: учебное пособие - 2-е изд., перераб. и доп. -М.: Издательский дом МЭИ, 2008. - 408 с.