



Dastlabki ma'lumotlar qisman noaniq bo'lgan sharoitlarda elektr energetika tizimining qisqa muddatli holatini optimallashtirish

Sherxon Sh. Latipov

PhD., Toshkent davlat texnika universiteti, Toshkent, 100095, O'zbekiston; tstu_energy@mail.ru <https://orcid.org/0000-0002-2741-4786>

Dolzarlighi: Elektr energetika tizimlarining qisqa muddatli holatlarini optimal rejalashtirish masalalarida, yuklama quvvati qisman noaniq bo'lib hisoblanadi. Tugunning aktiv yuklamalarining qisman noaniqlik tabiati ko'plab omillar bilan bog'liq bo'lib, ular muayyan qiyinchiliklarni keltirib chiqaradi. Tugun yuklamalarini bashorat qilishning mavjud usullari, barcha ta'sir qiluvchi omillarni hisobga olgan holda, rejalashtirilgan davr uchun ularning yuklama grafiklarini aniqlay olmaydi. Natijada, bunday yuklama grafiklari yordamida olingan optimallashtirish natijalari odatda sezilarli xatolarga ega bo'lib, optimallashtirish effektini kamaytiradi. Shuning uchun, joriy ish sharoitlarini hisobga olgan holda, energiya tizimi rejimlarining qisqa muddatli holatini dastlabgi ma'lumotlar qisman noaniq bo'lgan sharoitlarda optimal rejalashtirish usullari va algoritmlarini takomillashtirish dolzarb masala bo'lib hisoblanadi.

Maqsad: Dastlabki ma'lumotlar qisman noaniq bo'lgan sharoitlarda elektr energetika tizimining qisqa muddatli holatini optimallashtirish algoritmini takomillashtirish.

Usullari: xalqaro tajriba va talablarni hisobga olgan holda, optimallashtirishning qiyosiy tahlil usullari va algoritmlaridan foydalaniladi.

Natijalar: O'zbekiston EETda dastlabki ma'lumotlar qisman noaniq bo'lgan sharoitlarda qisqa muddatli holatlarni optimal rejalashtirish, taklif etilayotgan algoritmnining samaradorligini sinov sxemalarida tekshirish.

Kalit so'zlar: EETning qisqa muddatli holatini optimallashtirish, qisman noaniq, aktiv yuklama, tizim qarshiligi, sinov sxemasi.

Оптимизация режимов электроэнергетических систем в условиях частичной неопределенности исходной информации

Шерхон Ш. Латипов

PhD, Ташкентский государственный технический университет, Ташкент, 100095, Узбекистан; tstu_energy@mail.ru <https://orcid.org/0000-0002-2741-4786>

Актуальность: В задачах оптимального планирования краткосрочных состояний энергосистем рассматривается частично неопределённая нагрузочная способность. Частично неопределённый характер активных нагрузок узла связан со многими факторами, что создают определённые трудности. Существующие методы прогнозирования нагрузок узла не позволяют определить их графики нагрузок на планируемый период с учётом всех влияющих факторов. В результате результаты оптимизации, полученные с использованием таких графиков нагрузок, обычно содержат значительные ошибки, что снижает эффективность оптимизации. Поэтому, с учётом текущих условий эксплуатации, актуальной задачей является совершенствование методов и алгоритмов оптимального планирования краткосрочных состояний режимов энергосистемы в условиях частичной неопределённости исходных данных.

Цель: Усовершенствование алгоритма оптимизации краткосрочного режимов энергосистемы в условиях частичной неопределённости исходных информации.

Методы: Применяются методы сравнительного анализа и алгоритмы оптимизации с учетом международного опыта и требований.

Результаты: Оптимальное планирование краткосрочных режимов в сфере ЭЭС в Узбекистане в условиях частичной неопределённости исходных данных, проверка эффективности предложенного алгоритма на тестовых схемах.

Ключевые слова: Оптимизация кратковременного состояния ЭЭС, частичной неопределённости, активная нагрузка, сопротивление системы, схема испытаний.

Optimization of electric power system modes under conditions of partial uncertainty of initial information

Sherkhon Sh. Latipov

PhD., Tashkent State Technical University, Tashkent, 100095, Uzbekistan; tstu_energy@mail.ru <https://orcid.org/0000-0002-2741-4786>

Relevance: In problems of optimal planning of short-term power system states, partially uncertain load capacity is considered. The partially uncertain nature of active node loads is associated with many factors, which creates certain difficulties. Existing methods for forecasting node loads do not allow for the determination of load schedules for the planning period, taking into account all influencing factors. As a result, optimization results obtained

For citation: Sherkhon Sh. Latipov. Optimization of electric power system modes under conditions of partial uncertainty of initial information. Scientific and technical journal of Problems of Energy and Sources Saving, 2025, no. 4, pp. 131-138.

<https://doi.org/10.5281/zenodo.18525898>

Received: 05.04.2025

Revised: 19.04.2025

Accepted: 10.07.2025

Published: 27.12.2025

Copyright: © Sherkhon Sh. Latipov, 2025. Submitted to Problems of Energy and Sources Saving for possible open access publication under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license

(<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).



using such load schedules typically contain significant errors, reducing optimization effectiveness. Therefore, given current operating conditions, improving methods and algorithms for optimal planning of short-term power system states under conditions of partial uncertainty of initial data is a pressing issue.

Objective: Improving the algorithm for optimizing short-term power system states under conditions of partial uncertainty of initial data.

Aim: Improving the algorithm for optimizing short-term power system modes under conditions of partial uncertainty of initial information.

Methods: Comparative analysis methods and optimization algorithms are applied taking into account international experience and requirements.

Results: Оптимальное планирование краткосрочных режимов в сфере ЭЭС в Узбекистане в условиях четкой неопределённости исходных данных, проверка эффективности предложенного алгоритма на тестовых схемах.

Keywords: Optimization of short-term state of EPS, uncertainty factor, active load, system resistance, test scheme.

1. Введение (Introduction)

Планирование развития и функционирования энергосистем может быть выполнено на короткие, средние и долгосрочные периоды. В задачах планирования развития энергосистем основная цель заключается в определении наиболее оптимального варианта развития с выявлением источников, объемов и сроков инвестиций на сооружения. Одной из наиболее важных задач, решаемых перед планированием, является прогнозирование нагрузок потребителей на соответствующий предстоящий период. При этом учитываются темпы роста населения и динамика других экономических показателей [1-3].

Планирование развития энергосистемы представляет собой очень сложную задачу с большим количеством параметров различной природы, ограничивающих и влияющих факторов. Планирование делят на статическое и динамическое планирование. При статическом планировании задача решается для одного этапа или периода адинамическое предусматривает решение задачи на в нескольких этапах.

Ещё одной из характерных особенностей задач планирования развития и функционирования энергосистем, является неопределенность используемой исходной информации о состояниях и свойств системы.

В энергосистемах неопределенностью обладают, как правило, состояние системы, компоненты и состояние среды, в которой можно точно описать существующее состояние, будущий результат или более одного возможного результата. Иногда неопределенность в таких задачах приводит к отклонению реальных состояний и режимов от запланированных и соответствующей потере надежности и экономичности [4-7].

В задачах оптимального планирования развития энергосистем обычно неопределенным свойством обладают нагрузки узлов, генерируемые мощности, потоки мощности в контурах электрической сети, а также состояния элементов электрической сети. Интуитивно понятно, что неопределенность в работе системы сложнее и критичнее, чем в планировании. В системном планировании, прогнозы неопределенности обычно неточные, часто далекие от реальной ситуации, что требует грубое приближение неопределенности, которая является приемлемой. Отклонение неопределенности прогнозирования на этапе планирования может быть «спасенным» на этапе эксплуатации. Тем не менее, цена неопределенности на этапе эксплуатации выше, чем в планировании, поэтому в данном разделе диссертации рассматриваются вопросы оптимизации режимов энергосистем в процессе эксплуатации – планирование краткосрочных режимов энергосистем в условиях неопределенности используемой исходной информации [8].

Основной исходной информацией, обладающей степенью неопределенности или частичной неопределенности в задачах оптимального планирования краткосрочных режимов энергосистем, является информация о графиках нагрузок узлов и расчетных параметров сетей. Неопределенность расчетных параметров – активных сопротивлений линий электропередач, трансформаторов и других устройств определяется их зависимостями от температуры окружающей среды. Обычно, они учитываются введением соответствующих поправочных коэффициентов по данным прогноза погодных условий на планируемый период. А неопределенность графиков нагрузок узлов должна учитываться в процессе оптимизации посредством использования специальных алгоритмов [9].

2. Методы и материалы (Methods and materials)

Информацию, содержание которой зависит от решений, не принятых на данный момент, называют частично неопределенной информацией. Обычно, при частичной неопределенности параметра P , известными являются лишь минимальные и максимальные граничные значения интервала его возможных истинных значений.



Рассмотрим сущность оптимизации для типичного случая, наблюдаемой в задачах оптимизации режимов энергосистем, где наиболее часто нагрузка задается в виде некоторого отрезка $[P_{\min}, P_{\max}]$, внутри которого не известны какие-либо вероятностные характеристики ввиду их неизвестности. Причем нагрузкам внутри отрезка не приписываются какие-либо вероятностные характеристики, поскольку они неизвестны. В таком случае, для решения задачи в заданный интервал выбирается множество значений нагрузки $\{P_1, P_2, \dots, P_n\}$, причем $P_1 = P_{\min}$ и $P_n = P_{\max}$. При этом число возможных значений нагрузки в заданном диапазоне рекомендуется выбрать с учетом обеспечения требуемой точности решения задачи оптимизации и приемлемого объема выполняемых вычислительных операций.

Затем n раз решается детерминированная задача оптимизации при конкретных принятых значениях нагрузки в заданном интервале $P_k = \{P_1, P_2, \dots, P_n\}$. В результате таких расчетов получаются соответствующие оптимальные значения отыскиваемого параметра z_k и значения целевой функции как $B_{kk} = f(z_k, P_k)$. Полученные $z_k = \{z_1, z_2, \dots, z_n\}$ образуют множества условно-оптимальных планов (решений), а $B_{kk} = \{B_{11}, B_{22}, \dots, B_{nn}\}$ образуют диагональные элементы платежной матрицы размером $n \times n$. После этого вычисляются значения целевой функции при всех возможных условиях реализации полученных условно-оптимальных планов, т.е. $B_{kj} = f(z_k, P_j)$ при $k \neq j$. Эти значения целевой функции образуют недиагональные элементы платежной матрицы.

Выбор наилучшего плана среди условно-оптимальных планов на основе использования полученной платежной матрицы, представляется невозможным без применения дополнительных критериев. Это обусловлено тем, что при неизвестных вероятностях исходной нагрузки, различным условиям реализации планов, соответствуют различные значения целевой функции B_{kj} и различные условно-оптимальные планы.

Рассмотрим дополнительные критерии, которые могут быть использованы для выбора единственного оптимального плана среди всех возможных условно-оптимальных планов.

1. **Критерий минимакса** (критерий Вальда). В этом критерии исходят из предположения, что какой бы план мы не приняли, условия его реализации будет обязательно худшими. Например, если мы примем план z_l , который оптимальный при нагрузке P_l , то обязательно появится нагрузка не P_l , а P_s , при которой целевая функция имеет наибольшее (при условии её минимизации) значение среди всех возможных значений для данного плана.

В таком случае, целесообразно принять в качестве оптимального тот условно-оптимальный план, для которого максимальное значение целевой функции меньше, чем её максимальное значение для любого другого условно-оптимального плана. Это значение целевой функции можно описать как

$$B_{\text{оп}} = \min(k) \max(j) B_{kj} \quad (1)$$

2. **Критерий минимина**. Всущности этот критерий является противоречивым относительно рассмотренного выше критерия минимакса. Здесь предполагается, что какой бы план мы не приняли, условия его реализации будет обязательно наилучшими. Например, если мы примем план z_l , который является оптимальным при нагрузке P_l , то обязательно появится нагрузка P_l , при которой целевая функция имеет наименьшее (при условии её минимизации) значение среди всех возможных значений для данного плана. Тогда, как оптимальный следует принять тот план, для которого минимальное значение целевой функции меньше, чем её минимальное значение для любого другого условно-оптимального плана, т.е.

$$B_{\text{оп}} = \min(k) \min(j) B_{kj} \quad (2)$$

3. **Критерий Гурвица**. Этот критерий называют также критерием пессимизма-оптимизма. Он получен из двух, описанных выше, критериев. При этом исходят из следующих рассуждений. Каждый из условно-оптимальных планов имеет свою степень риска. Например, для условно-оптимального плана z_k наибольший риск приводит к проигрышу $\max(j) B_{kj}$, а наименьший риск – к проигрышу $\min(j) B_{kj}$. В таком случае, значение целевой функции определяется как:

$$B_k = \alpha \max(j) B_{kj} + (1 - \alpha) \min(j) B_{kj} \text{ при } 0 \leq \alpha \leq 1. \quad (3)$$

Условно-оптимальный план, для которого B_k имеет минимальное значение принимается как оптимальный, т.е.

$$B_{\text{оп}} = \min[\alpha \max(j) B_{kj} + (1 - \alpha) \min(j) B_{kj}]. \quad (4)$$

Заметим, из (3) при $\alpha=1$ получается критерий минимакса, а при $\alpha=0$ – критерий минимина. В таком случае, можно предположить, что при каком-то значении коэффициента α получится



наиболее вероятное условие с соответствующим оптимальным планом. Таким образом, здесь задача сводится к нахождению наиболее вероятного значения коэффициента α .

Однако, имеющаяся неопределенность не дает какой-либо возможности определения такого значения коэффициента α . Соответственно в практических задачах выбор α осуществляется на основе экспертной оценки с использованием накопленных статистических данных, полученных по результатам решения подобных задач в прошлом или с помощью интуитивных подходов.

4. **Критерий Лапласа-Байеса.** В этом критерии считают, что нет каких-либо оснований предпочесть одни условно-оптимальные планы другим, т.е. есть появления нагрузок $\{P_1, P_2, \dots, P_n\}$ принимают равновероятными. Исходя из этих соображений для каждого условно-оптимального плана k находят среднее значение целевой функции:

$$med(j)B_{kj} = \frac{1}{n} \sum_{j=1} B_{kj}, \quad k = 1, 2, \dots, n. \quad (5)$$

В качестве оптимального принимают план при котором обеспечивается минимальное значение функции (5):

$$B_{on} = \min(k)med(j)B_{kj}. \quad (6)$$

В некоторых задачах оптимизации, в условиях частичной неопределенности исходной информации, данный критерий получил широкое применение. Однако, принятая в нем равномерная плотность распределения исходного параметра встречает обоснованные возражения, так как по мере приближения P_k к границе P_{min} или P_{max} вероятность его появления должна уменьшаться, поскольку за ней она практически равняется нулю.

5. **Критерий минимаксного риска (критерий Севиджа).** Согласно этому критерию, из платежной матрицы, формируют «матрицу рисков», элементы которой представляют собой проигрыши R_{kj} в результате рисков, определяемые как разности между B_{kj} и минимальными значениями при данных условиях, т. е. при обеспечении P_j :

$$R_{kj} = B_{kj} - \min(k)B_{kj} \quad (7)$$

Затем, оптимальный план определяется при использовании критерия минимакса для полученной матрицы рисков, т.е. в качестве оптимального принимается условно-оптимальный план, для которого выполняется условие

$$R_{on} = \min(k)max(j)R_{kj}. \quad (8)$$

Таким образом, в общем случае, при оптимизации в условиях частичной неопределенности исходной информации, сначала посредством использованием нескольких критериев осуществляется поиск оптимальных планов, а затем с целью сокращения множества сравниваемых вариантов и выявления единственного оптимального плана анализируются полученные результаты.

На основе анализа описанных выше критериев выявлены их особенности, которые приведены ниже.

Критерий минимакса, с точки зрения обеспечения минимального значения целевой функции, позволяет получить оптимальный план с некоторым запасом. Любое иное возможное условие реализации оптимального плана приводит к соответствующему уменьшению значения целевой функции.

Критерий минимина, с точки зрения обеспечения минимального значения целевой функции, позволяет получить оптимальное решение без какого либо запаса. Любое иное возможное условие реализации оптимального плана приводит к соответствующему увеличению значения целевой функции. При некоторых условиях реализации, значение целевой функции может оказаться больше, чем при использовании критерия минимакса.

Успех критерия Гурвица во многом зависит от удачного выбора коэффициента α , что является сложной задачей в условиях неопределенности, поэтому его выбирают на основе экспертных оценок с использованием накопленных статистических данных или интуитивных подходов. В условиях отсутствия базы таких данных, удачный выбор этого коэффициента и соответственно использование такого критерия, становится не обоснованным.

Критерий Лапласа-Байеса предполагает равномерное распределение вероятности частично неопределенного параметра в заданном интервале, который отличается от реальности. С приближением значения параметра к границам заданного интервала вероятность его появления должна уменьшаться, т.к. за ней она практически равняется нулю.



3. Результаты и обсуждение (Results and discussion)

Вычислительные качества описанного алгоритма в условиях частичной неопределенности исходной информации исследуем на примере оптимизации режима энергосистемы, схема которой представлена на рис. 1. Требуется оптимальное распределение суммарных нагрузок узлов между четырьмя ТЭС, находящимися в узлах 0, 1, 6 и 7, со следующими расходными характеристиками условного топлива, т.у.т./ч.:

$$B_0 = 100 + 0,2 * P_0 + 0,002 * P_0^2; \quad B_6 = 60 + 0,15 * P_6 + 0,0015 * P_6^2;$$

$$B_1 = 120 + 0,2 * P_1 + 0,0025 * P_1^2; \quad B_7 = 80 + 0,25 * P_7 + 0,001 * P_7^2.$$

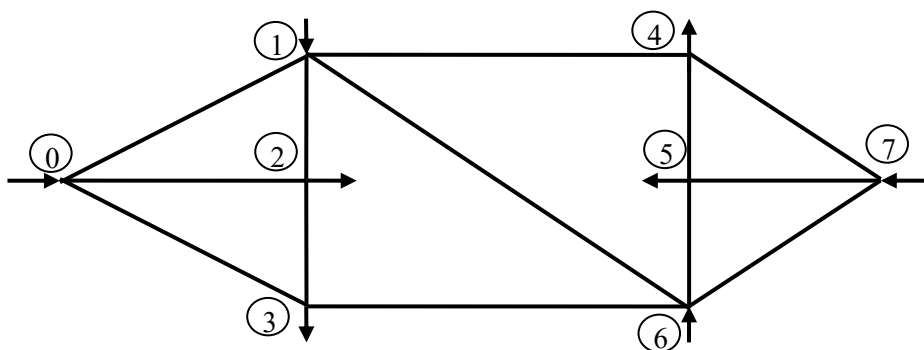


Рис. 1. Схема энергосистемы
Fig. 1. Power system diagram

Суммарная нагрузка энергосистемы является частично неопределенной, т.е. для неё известны лишь граничные значения $P_{н-} = [1485 \text{ МВт}; 1815 \text{ МВт}]$. Мощности нагрузочных узлов 2, 3, 4 и 5 определяются по коэффициентам долевого участия в суммарной нагрузке.

Для решения задачи по описанному выше алгоритму, заданный в заданном диапазоне неопределенной суммарной нагрузки, выбраны 5 значений с равными интервалами и определены соответствующие мощности нагрузочных узлов по коэффициентам их долевого участия (табл. 1).

Таблица 1. Возможные значения нагрузок энергосистемы
Table 1. Possible Load Values of the Power System

№	1	2	3	4	5
P_n , МВт	1485,0	1567,5	1650,0	1732,5	1815,0
P_2 , МВт	349,0	369,0	388,0	408,0	427,0
P_3 , МВт	524,0	527,0	582,0	611,0	641,0
P_4 , МВт	175,0	198,0	194,0	204,0	214,0
P_5 , МВт	437,0	473,5	486,0	509,5	533,0

Решением задачи оптимизации режима энергосистемы в детерминированной постановке для известных пяти значений суммарной нагрузки и мощности нагрузочных узлов (табл. 1), получены условно-оптимальные планы для исходной задачи (табл. 2).

Таблица 2. Условно-оптимальные планы, полученные в результате оптимального распределения суммарной нагрузки энергосистемы между ТЭС

Table 2. Conditionally optimal plans obtained as a result of the optimal distribution of the total load of the power system between thermal power plants

Номер усл. опт. плана	Суммарная нагрузка, МВт	Условно-оптимальные мощности ТЭС, МВт			
		P_0	P_1	P_6	P_7
1	1485	290,91	232,73	404,54	556,82
2	1567,5	306,98	245,58	425,97	588,96
3	1650	323,05	258,44	447,40	621,10
4	1732,5	339,12	271,30	468,83	653,25
5	1815	355,19	284,15	490,26	685,39



На основе расчета по описанному выше алгоритму определены все возможные варианты реализации полученных условно-оптимальных планов при возможных значениях суммарной нагрузки. При этом небалансы, связанные с отклонением суммарной нагрузки энергосистемы от величины, при которой получен данный условно-оптимальный план, покрыты балансирующей станцией (например, для покрытия суммарной нагрузки энергосистемы 1650 МВт при первом условно-оптимальном плане, который получен оптимальным распределением суммарной нагрузки 1485 МВт, мощность балансирующей станции становится равной 455,91 МВт).

В таблице 3. представлена полученная платёжная матрица, элементы которой представляют собой суммарный расход условного топлива при соответствующих мощностях ТЭС.

Таблица 3. Платёжная матрица

Table 3. Payoff matrix

Номер усл.- опт. плана	Суммарная нагрузка энергосистемы, МВт				
	1485	1567,5	1650	1732,5	1815
1	1524,81	1650,92	1804,26	1984,82	2192,61
2	1535,76	1639,96	1771,38	1930,02	2115,89
3	1568,64	1650,92	1760,41	1897,14	2061,08
4	1623,46	1683,80	1771,37	1886,17	2028,19
5	1700,17	1738,60	1804,25	1897,13	2017,23

В таблице 4. приведены оптимальные планы, полученные при использовании описанных выше критериев.

Таблица 4. Оптимальные планы, полученные при использовании различных критериев

Table 4. Optimal plans obtained using different criteria

Критерий	Номер усл. опт. Плана	Оптимальный план (мощности ТЭС), МВт			
		P_0	P_1	P_6	P_7
Минимакс	5	355,19	284,15	490,26	685,39
Минимин	1	290,91	232,73	404,54	556,82
Гурвиц (при $\alpha=0,5$)	3	323,05	258,44	447,40	621,10
Лаплас-Байес	3	323,05	258,44	447,40	621,10
Минимаксный риск	3	323,05	258,44	447,40	621,10

Таким образом, в рассматриваемой задаче по последним трем критериям как оптимальный получается третий условно-оптимальный план. По первому критерию 5- й и по второму критерию 1- й условно-оптимальные планы получаются как оптимальные.

Для оценки эффективности полученных результатов осуществлен расчет возможных перерасходов условного топлива по сравнению с её значениями при наиболее благоприятных условиях (полученных по критерию минимина) и наихудших условиях (полученных по критерию минимакса) для условий реализации полученных по различным критериям оптимальных планов:

$$\Delta B_{i,min} = \min(j)B_{ij} - \min(i)\min(j)B_{ij}, \quad i = 1, 2, \dots, 5, \quad (9)$$

$$\Delta B_{i,max} = \max(j)B_{ij} - \min(i)\min(j)B_{ij}, \quad i = 1, 2, \dots, 5. \quad (10)$$

В таблице 3.5. приведены результаты такого расчета.

В данной задаче разность между максимально возможным перерасходом, полученным при использовании критерия минимина (667,8 т.у.т./ч.) и максимальным возможным перерасходом, полученным при использовании рассматриваемого критерия, можно назвать гарантированной экономией для данного критерия:

$$\Delta \Delta B_i = \min \min \Delta B_{i,max} - \Delta B_{i,max}, \quad i = 1, 2, \dots, 5. \quad (11)$$

Для сравнения результатов в таблице 5. приведены гарантированные экономии в суммарном расходе условного топлива при использовании различных критериев для определения оптимального плана.



Таблица 5. Максимальные возможные перерасходы топлива от возможных отклонений суммарной нагрузки энергосистемы, т.у.т./ч

Table 5. Maximum possible excess fuel consumption from possible deviations in the total load of the power system, tons of fuel equivalent/hour

Критерии	Оптимальные планы	$\Delta B_{i,min}$, т.у.т./ч.	$\Delta B_{i,max}$, т.у.т./ч.	$\Delta \Delta B_i$, т.у.т./ч.
Минимакс	5	175,36	492,42	175,38
Минимин	1	0,0	667,80	0,0
Гурвиц (при $\alpha=0,5$)	3	43,83	536,27	131,53
Лаплас-Байес	3	43,83	536,27	131,53
Минимаксный риск	3	43,83	536,27	131,53

Анализируя полученные результаты расчетного эксперимента, можно сделать следующие выводы:

При использовании критерия минимина перерасход условного топлива при наиболее благоприятном условии реализации полученного оптимального плана равняется нулю, а при наихудшем условии реализации – 667,8 т.у.т./ч. При использовании критерия минимакса эти показатели составляют величин 175,36 т.у.т./ч. и 492,42 т.у.т./ч., соответственно. При использовании остальных трех критериев, где получены одинаковые оптимальные планы (3-й условно-оптимальный план), такие возможные перерасходы условного топлива равняются 43,83 т.у.т./ч. и 536,27 т.у.т./ч., соответственно.

В связи с тем, что максимальная гарантированная экономия обеспечена при результате, полученного по критерию минимакса, рекомендуется использование этого критерия для решения задач рассматриваемого типа.

4. Заключение (Conclusion)

1. Осуществлен анализ эффективности алгоритмов оптимизации режимов энергосистем в условиях частичной неопределенности исходной информации на основе использования платежной матрицы и различных дополнительных критериев.
2. На основе исследований выявлена целесообразность применения критерия минимакса для выбора оптимального решения среди всех возможных планов.
3. Предложен эффективный алгоритм учета функциональных ограничений в виде неравенств при оптимизации режимов энергосистем в условиях частичной неопределенности исходной информации на основе использования платежной матрицы и критерия минимакса.
4. Описан алгоритм оптимизации режимов энергосистем в условиях частичной неопределенности исходной информации на основе методов интервальных расчетов с учетом функциональных ограничений в виде неравенств.

ЛИТЕРАТУРА

1. T. Tinoco De Rubira and G. Hug, "Adaptive certainty-equivalent approach for optimal generator dispatch under uncertainty," in European Control Conference (ECC), Aalborg, Denmark, 2016.
2. P. Panciatici, Y. Hassaine, S. Fliscounakis, L. Platbrood, M. Ortega-Vazquez, J. L. Martinez-Ramos, and L. Wehenkel, "Security management under uncertainty: From day-ahead planning to intraday operation," in VIII IREP Symposium on Bulk Power System Dynamics and Control (IREP), Buzios, Brazil, Aug 2010.
3. F. Capitanescu, S. Fliscounakis, P. Panciatici, and L. Wehenkel, "Cautious operation planning under uncertainties," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, no. 4, pp. 1859–1869, Nov 2012.
4. J. Warrington, P. J. Goulart, S. Mariethoz, and M. Morari, "Policy-based reserves for power systems," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 4, pp. 4427–4437, 2013.
5. A. Lorca, A. X. Sun, E. Litvinov, and T. Zheng, "Multistage adaptive robust optimization for the unit commitment problem," to appear in Operations Research, 2015.
6. A. Lorca, "Robust Optimization for Renewable Energy Integration in Power System Operations," dissertation, Georgia Institute of Technology, School of Industrial and Systems Engineering, Aug. 2016.
7. H. Zhang and P. Li, "Chance constrained programming for optimal power flow under uncertainty," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 4, pp. 2417–2424, Nov 2011.
8. G. Li and X. P. Zhang, "Stochastic optimal power flow approach considering correlated probabilistic load and wind farm generation," in IET Conference on Reliability of Transmission and Distribution Networks (RTDN 2011), Nov 2011, pp. 1–7.
9. M. Vrakopoulou, K. Margellos, J. Lygeros, and G. Andersson, "Probabilistic guarantees for the



N-1 security of systems with wind power generation,”in Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS) 2012, Istanbul, Turkey, 2012.

REFERENCES

1. T. Tinoco De Rubira and G. Hug, “Adaptive certainty-equivalent approach for optimal generator dispatch under uncertainty,” in European Control Conference (ECC), Aalborg, Denmark, 2016.
2. P. Panciatici, Y. Hassaine, S. Fliscounakis, L. Platbrood, M. Ortega-Vazquez, J. L. Martinez-Ramos, and L. Wehenkel, “Security management under uncertainty: From day-ahead planning to intraday operation,”in VIII IREP Symposium on Bulk Power System Dynamics and Control (IREP), Buzios, Brazil, Aug 2010.
3. F. Capitanescu, S. Fliscounakis, P. Panciatici, and L. Wehenkel, “Cautious operation planning under uncertainties,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, no. 4, pp. 1859–1869, Nov 2012.
4. J. Warrington, P. J. Goulart, S. Mariethoz, and M. Morari, “Policy-based reserves for power systems,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 4, pp. 4427–4437, 2013.
5. A. Lorca, A. X. Sun, E. Litvinov, and T. Zheng, “Multistage adaptive robust optimization for the unit commitment problem,” to appear in Operations Research, 2015.
6. A. Lorca, “Robust Optimization for Renewable Energy Integration in Power System Operations,” dissertation, Georgia Institute of Technology, School of Industrial and Systems Engineering, Aug. 2016.
7. H. Zhang and P. Li, “Chance constrained programming for optimal power flow under uncertainty,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 4, pp. 2417–2424, Nov 2011.
8. G. Li and X. P. Zhang, “Stochastic optimal power flow approach considering correlated probabilistic load and wind farm generation,” in IET Conference on Reliability of Transmission and Distribution Networks (RTDN 2011), Nov 2011, pp. 1–7.
9. M. Vrakopoulou, K. Margellos, J. Lygeros, and G. Andersson, “Probabilistic guarantees for the N-1 security of systems with wind power generation,”in Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS) 2012, Istanbul, Turkey, 2012.