

Ер. 6.7
364

TALLINNA POLÜTEHNILISE
INSTITUUDI TOIMETISED

ТРУДЫ ТАЛЛИНСКОГО
ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА

№ 364

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

СБОРНИК СТАТЕЙ
V

ТАЛЛИН 1974

Ер. 6.7

УДК 621.31

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

СБОРНИК СТАТЕЙ

V

7.2.7 E

VALMIAKKEIDEN KÄSITTELYTUTKIMUKSEN
TUTKIMUSKESKUS

1974

1974

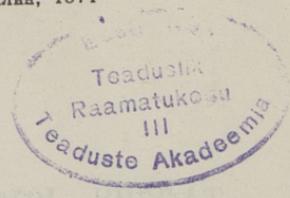
1974

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

СБОРНИК СТАТЕЙ

7

© ТПИ, Таллин, 1974



М.Х. Валдма, М.Э. Кээл

О ПОСТАНОВКЕ ЗАДАЧ ОПТИМАЛЬНОГО КОРРЕКТИРОВАНИЯ
ПЛАНОВ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Для оптимального управления режимом электроэнергетической системы (ЭЭС) необходимо планировать её режим на предстоящие часы, сутки, месяцы и годы. Исходная информация к моменту определения оптимального плана режима фактически всегда является неполной (не абсолютно точной). Но в связи с непрерывным накоплением информации о ЭЭС и влияющих на неё факторах, точность исходной информации будет, как правило, тем больше, чем меньше будет время упреждения планирования. Поэтому имеется возможность повысить оптимальность режима ЭЭС путём корректирования ранее определённых планов режима при уточнении информации о ЭЭС и влияющих на неё факторах в планируемом периоде времени.

Корректирование планов режима может быть выполнено либо путём повторения расчётов оптимального планирования при новой исходной информации [1,2], либо путём решения специальной задачи определения оптимальных корректировок к ранее определённому плану [3 - 6].

Первый способ позволяет в принципе точно учитывать изменение исходной информации в планах режима. Однако при этом способе корректирования не учитывается предыдущий план. Поэтому корректирование планов необходимо проводить всегда по не менее точным математическим моделям, чем был определён предыдущий план.

На практике исходная информация планирования часто уточняется лишь незначительно и тогда может оказаться не-

выгодным повторить все сложные расчёты оптимального планирования режима. Поэтому практический интерес представляют также приближённые, но зато простые методы корректирования. Для разработки приближённых методов корректирования необходимо сформулировать проблему уточнения плана режима как проблему оптимального корректирования ранее определённого плана. В настоящей статье рассматриваются некоторые вопросы формулировки задач оптимального корректирования в условиях, когда вся исходная информация задана в детерминированной форме.

Пусть y и w — соответственно векторы управляемых и неуправляемых переменных. Тогда, при условии, что известны вектор w , целевая функция (φ_0) и ограничения ($\varphi_1, \dots, \varphi_r$), можно задачу оптимального планирования режима представить в следующем виде (форма А):

$$\min_{y \in U} \varphi_0(y, w) \quad (I)$$

при ограничениях

$$\varphi_i(y, w) \begin{cases} = 0, & \text{если } i = 1, \dots, l, \\ \leq 0, & \text{если } i = l+1, \dots, r, \end{cases} \quad (2)$$

где U — множество возможных значений управляемых переменных, определённое условием $y^- \leq y \leq y^+$.

где y^-, y^+ — заданные предельные значения вектора y .

Уравнения (2) определяют l управляемых переменных в виде функции от остальных $(n-l)$ управляемых переменных, являющихся в этом случае независимыми, и вектора w . С учетом ограничений в форме уравнений, как зависимостей между управляемыми переменными, можно задачу планирования представить и в следующем виде (форма Б) [7]:

$$\min_{y'' \in U} \varphi_0[y'(y'', w), y'', w] \quad (3)$$

при ограничениях

$$\varphi_i[y'(y'', w), y'', w] \leq 0, \quad i = l+1, \dots, r, \quad (4)$$

где y', y'' — соответственно векторы зависимых и независимых управляемых переменных ($y = \langle y', y'' \rangle$);

U'' — множество возможных значений независимых переменных.

функции Лагранжа для вышеприведённых задач следующие:

$$\Phi_A(y, w, \lambda_A) = \varphi_0(y, w) + \sum_{i=1}^r \lambda_i \varphi_i(y, w), \quad (5)$$

$$\Phi_B(y'', w, \lambda_B) = \varphi_0[y'(y'', w), y'', w] + \sum_{i=l+1}^r \lambda_i \varphi_i[y'(y'', w), y'', w], \quad (6)$$

где $\lambda_A = \langle \lambda_1, \dots, \lambda_r \rangle$; $\lambda_B = \langle \lambda_{l+1}, \dots, \lambda_r \rangle$ - векторы множителей Лагранжа.

С помощью функций Лагранжа [8] можно упомянутые формы задач оптимального планирования представить ещё в более компактной форме:

$$\min_{y \in U} \max_{\lambda_A} \Phi_A(y, w, \lambda_A), \quad (7)$$

$$(\lambda_B \geq 0)$$

$$\min_{y'' \in U''} \max_{\lambda_B \geq 0} \Phi_B(y'', w, \lambda_B). \quad (8)$$

Проблема оптимального корректирования режима может быть сформулирована следующим образом:

1. Задан оптимальный план режима \bar{y} , определённый по задаче (7) или (8) при значении вектора неуправляемых переменных \bar{w} и при функциях $\varphi_0^*, \dots, \varphi_r^*$.

2. Известно более точное значение неуправляемых переменных \hat{w} .

3. Вместо функции $\varphi_0^*, \dots, \varphi_r^*$ заданы функции $\hat{\varphi}_0, \dots, \hat{\varphi}_r$. При этом некоторые из новых функций более точно описывают реальные условия и цели эксплуатации ЭЭС, а некоторые - менее точно. Последние введены для упрощения задачи оптимального корректирования.

4. Определить оптимальную корректировку \hat{y} к плану \bar{y} .

При формулировке задачи оптимальной корректировки важно различать следующие случаи:

а) все функции $\hat{\varphi}_0, \dots, \hat{\varphi}_r$ более точно или с такой же точностью описывают реальные условия и цели эксплуатации ЭЭС, чем функции $\varphi_0^*, \dots, \varphi_r^*$, которые являлись основой определения плана \bar{y} ;

б) некоторые из $\hat{\varphi}_0, \dots, \hat{\varphi}_r$ являются более прибли-

жёнными, чем функции $\hat{\varphi}_0^*, \dots, \hat{\varphi}_r^*$.

В первом случае нецелесообразно перенести влияние плана \bar{y} на новый корректированный план. Поэтому оптимальный вектор корректировок \hat{y} может быть определён по задаче оптимального планирования:

$$\min_{\hat{y}} \max_{\lambda_A} \hat{\Phi}_A(\bar{y} + \hat{y}, \hat{w}, \lambda_A) \quad (9)$$

$(\lambda_B \geq 0)$

при $\bar{y} + \hat{y} \in U$

или

$$\min_{\hat{y}''} \max_{\lambda_B} \hat{\Phi}_B(\bar{y}'' + \hat{y}'', \hat{w}, \lambda_B) \quad (10)$$

при $\bar{y}'' + \hat{y}'' \in U,$

где $\hat{\Phi}$ обозначает функцию Лагранжа, в которой все функции φ_i заменены функциями $\hat{\varphi}_i$.

В данном случае можно вместо \hat{y} определить и сразу новый оптимальный план \bar{y}' ($\bar{y}' = \bar{y} + \hat{y}$).

Несмотря на то, что задача оптимального корректирования в данном случае совпадает с задачей оптимального планирования, эффективные алгоритмы их решения очевидно отличаются друг от друга. Поэтому исследования проблемы оптимального корректирования в такой постановке, проводимые во ВНИИЭ, СЭИ и в других организациях [1, 2, 9], представляют большой интерес.

Во втором случае следует задачу оптимального корректирования сформулировать так, чтобы те функции φ_i , которые являются более приближёнными, чем соответствующие функции $\hat{\varphi}_i$ в модели планирования, не являлись бы возмущающими воздействиями при определении оптимальной корректировки плана \hat{y} . Это достигается в случае, если задачу оптимального корректирования плана сформулировать в виде:

$$\min_{\hat{y}} \max_{\lambda_A} [\hat{\Phi}_A(\bar{y} + \hat{y}, \hat{w}, \lambda_A) - \quad (II)$$

$$- \left(\frac{\partial \hat{\Phi}_A(\bar{y}, \hat{w}, \lambda_A)}{\partial y} \right)^T \hat{y} - \left(\frac{\partial \hat{\Phi}_A(\bar{y}, \hat{w}, \lambda_A)}{\partial \lambda_A} \right)^T (\lambda_A - \lambda_A^*)]$$

при $\bar{y} + \hat{y} \in U$

или

$$\min_{\hat{y}''} \max_{\lambda_B \geq 0} [\hat{\Phi}_B(\bar{y}'' + \hat{y}'', \hat{w}, \lambda_B) - (\frac{\partial \hat{\Phi}_B(\bar{y}'', \hat{w}, \lambda_B^*)}{\partial y} \hat{y}'' - (\frac{\partial \hat{\Phi}_B(\bar{y}'', \hat{w}, \lambda_B^*)}{\partial \lambda})^T (\lambda_B - \lambda_B^*)] \quad (12)$$

при $\bar{y}'' + \hat{y}'' \in U''$.

Здесь $\hat{\Phi}_A, \hat{\Phi}_B$ - функции Лагранжа, причём

$$\hat{\Phi}_{A(B)} = \begin{cases} \hat{\Phi}_{A(B)}, & \text{если } \hat{\Phi}_{A(B)} \text{ является менее точной, чем } \hat{\Phi}_{A(B)}^* \\ \text{пустое отображение} & \text{- в остальных случаях.} \end{cases}$$

По сравнению с задачей (9), (10) можно (II), (12) называть модифицированной задачей корректирования. Нетрудно заметить, что при такой постановке задачи (II) и (12) отличаются от соответствующих задач оптимального корректирования только тогда, когда хотя одна функция $\hat{\Phi}_i$ является менее точной, чем соответствующая функция $\hat{\Phi}_i^*$.

Выписывая задачи (II) и (12) в развёрнутой форме, получим:

а) форма А:

$$\min_{\hat{y}} [\hat{\Phi}_0(\bar{y} + \hat{y}, \hat{w}) - \sum_{j=1}^n \alpha_j (\frac{\partial \hat{\Phi}_0(\bar{y}, \hat{w})}{\partial y_j} + \sum_{i=1}^r \lambda_i^* \frac{\partial \hat{\Phi}_i(\bar{y}, \hat{w})}{\partial y_j}) \hat{y}_j] \quad (13)$$

при ограничениях $\bar{y} + \hat{y} \in U$ и

$$\hat{\Phi}_i(\bar{y} + \hat{y}, \hat{w}) - \hat{\Phi}_i(\bar{y}, \hat{w}) \beta_i \begin{cases} = 0, & \text{если } i = 1, \dots, l; \\ \leq 0, & \text{если } i = l+1, \dots, r; \end{cases} \quad (14)$$

б) форма Б:

$$\min_{\hat{y}''} \left\{ \hat{\Phi}_0[\hat{y}'(\bar{y}'' + \hat{y}'', \hat{w}), \bar{y}'' + \hat{y}'', \hat{w}] - \sum_{j=1}^n \alpha_j \left[\frac{\partial \hat{\Phi}_0[y'(\bar{y}'', \hat{w}), \bar{y}'', \hat{w}]}{\partial y_j''} + \sum_{i=l+1}^r \lambda_i^* \frac{\partial \hat{\Phi}_i[y'(\bar{y}'', \hat{w}), \bar{y}'', \hat{w}]}{\partial y_j''} \right] \hat{y}_j'' \right\} \quad (15)$$

при ограничениях $\bar{y}'' + \hat{y}'' \in U$ и

$$\hat{\Phi}_i[\hat{y}'(\bar{y}'' + \hat{y}'', \hat{w}), \bar{y}'' + \hat{y}'', \hat{w}] - \hat{\Phi}_i[y'(\bar{y}'', \hat{w}), \bar{y}'', \hat{w}] \beta_i \leq 0, \quad (16)$$

$$i = l+1, \dots, r;$$

$$\alpha_j, \beta_i \begin{cases} = 0, \text{ если функции } \hat{\varphi}_0, \dots, \hat{\varphi}_n \text{ более точно описы-} \\ \text{ вают реальные условия системы, чем } \varphi_0^*, \dots, \varphi_n^* \text{ и} \\ = 1 - \text{ в остальных случаях.} \end{cases}$$

Здесь λ_i - значение множителя λ_i в модели оптимального планирования для ограничения i ; y_j - компонента вектора y ($y = \langle y_1, \dots, y_n \rangle = \bar{y} + \dot{y}$).

Выписывая условия оптимальности для задач (I3) - (I4) и (I5) - (I6), можно убедиться в том, что если ни одна функция $\hat{\varphi}_0, \dots, \hat{\varphi}_n$ не является более точной, чем соответствующие функции $\varphi_0^*, \dots, \varphi_n^*$, то при $\hat{W} = W^*$ оптимальная корректировка плана, определённая по задаче (I3) - (I4) или (I5) - (I6), равна нулю ($\dot{y} = 0$). Этим и достигается тот эффект, что возмущающими воздействиями для корректирования плана будут только отклонения неуправляемых переменных от значений, принятых основой определения предыдущего плана, и те функции $\hat{\varphi}_i$, которые более точно описывают реальные условия ЭЭС и цели её эксплуатации, чем соответствующие функции φ_i^* .

Формулировка задач оптимального корректирования в виде (I3) - (I4) или (I5) - (I6) позволяет упрощённо учитывать ограничивающие условия при корректировании, а также упростить при необходимости целевую функцию. Упрощение ограничивающих условий может состоять, например, в том, что при оптимальном корректировании не учитываются потери мощности в сетях и изменения напора ГЭС, хотя эти же факторы учитывались, например, при определении предыдущего плана.

Для примера приведём условия оптимального корректирования распределения активных мощностей между n ТЭС при учёте потерь в сетях, при условии, что потери учитывались при определении плана $\bar{P}_1, \dots, \bar{P}_n$:

$$b_i(\bar{P}_i + \dot{P}_i) - b_i(\bar{P}_i) = \mu, \quad i=1, \dots, n, \quad (I7)$$

$$\Delta P_n - \sum_{i=1}^n \dot{P}_i = 0, \quad (I8)$$

где b_i - относительный прирост затрат i -ой ТЭС;

μ - значение множителя Лагранжа;

ΔP_n - изменение прогноза суммарной нагрузки системы.

То есть условием оптимальности корректирования является равенство приращений относительных приростов затрат всех электростанций.

Задачи оптимального корректирования плана могут быть упрощены как путём упрощения ограничивающих условий, так и путём замены целевой функции задачи планирования.

В качестве специальных целевых функций для задачи оптимального корректирования нашли применение следующие:

1. Минимизация суммы абсолютных значений корректировок плана с весовыми коэффициентами [6]:

$$\min_{y_i} \sum_{i=1}^n \rho_i |\dot{y}_i|, \quad (19)$$

где ρ_i - весовой коэффициент.

При использовании критерия (19) электростанции участвуют в процессе корректирования по очереди, определенной весовыми коэффициентами ρ .

2. Минимизация суммы квадратов корректировок с весовыми коэффициентами [4]:

$$\min_{y_i} \sum_{i=1}^n \rho_i (\dot{y}_i)^2. \quad (20)$$

При этом корректирование производится одновременно всеми электростанциями. Выбором оптимальных весовых коэффициентов можно значительно повышать эффективность указанного критерия.

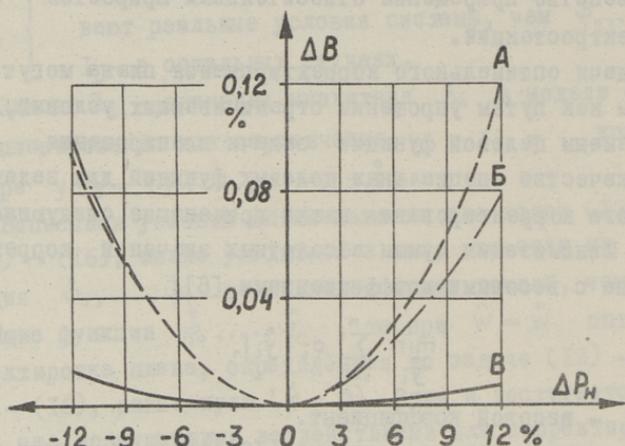
3. Минимизация суммы квадратов отклонений затрат от плановых затрат [4]:

$$\min_{\dot{y}} [\varphi_0(\bar{y} + \dot{y}) - \varphi_0(\bar{y})]^2. \quad (21)$$

Корректирование по критерию (21) производится по принципу равномерного отклонения затрат на топливо всех электростанций.

Упрощение задачи корректирования возможно также путём линеаризации функции затрат или путём её аппроксимации квадратичными зависимостями [10].

На фиг. 1 изложены зависимости перерасхода затрат разных методов корректирования по сравнению с вычислением но-



Фиг. 1. Зависимости перерасходов затрат ΔB от отклонения суммарной мощности потребления ΔP_n , обусловленных применением упрощенных методов корректирования: А - по критерию (20) при равных весовых коэффициентах, Б - по критерию (21), В - корректирование по модифицированной задаче.

вого плана режима с учётом потерь в сети в простой ЭЭС, состоящей из трёх ТЭС. При этом в упрощенных методах корректирования потери в сети не учитывались.

Из фигуры I видно, что критерии (20) и (21) обуславливают значительно большие перерасходы затрат, чем корректирование плана по обобщённой задаче без учёта потерь в сети.

Выводы

I. Наряду с точными методами корректирования плана и текущего режима большое практическое значение имеют упрощенные методы оптимального корректирования. При использовании упрощенной модели оптимизации для корректирования целесообразно задачу корректирования сформулировать в виде модифицированной задачи корректирования (I3) - (I4) или (I5) - (I6).

2. Сравнительный анализ приближенных методов корректирования показал, что при корректировании планов режима предстоящего периода обычно целесообразнее упрощать ограничивающие условия, чем упрощать целевую функцию. При текущем корректировании режима большое значение имеет точное обеспечение выполнения режимных ограничений. Поэтому задачу текущего корректирования обычно целесообразно наоборот упрощать в части целевой функции, а не в части ограничивающих условий.

3. Основными вопросами дальнейшего исследования являются:

а) сравнительный анализ приближенных методов корректирования плана;

б) разработка методов оптимального корректирования в условиях неполной информации;

в) разработка принципов выбора наиболее рациональных методов оптимального корректирования для данной ЭЭС.

Л и т е р а т у р а

1. В.М. Горнштейн, А.Г. Дровский. О решении задачи оперативной корректировки режима объединенной энергосистемы. - В кн.: Конф. по состоянию и перспективам разработок специального математического обеспечения для ЦЕМ БЭСМ-4 (М-220) и автоматизированных систем управления в энергетике (тезисы докладов). Ташкент, 1971, с. 204 - 206.
2. Ф.Д. Гольденберг, И.Г. Саркиджан. Вычислительное устройство для оптимизации текущих режимов энергосистем. - "Изв. вузов СССР. Энергетика", 1972, № 8, с. 112 - 114.
3. М.Д. Кучкин. Автоматическое регулирование режима работы крупных энергообъединений по частоте и активной мощности. - "Электричество", 1962, № 3, с. 21 - 24.
4. М.Х. Вальда. К оптимальному регулированию распределения нагрузок. - В кн.: Проблемы оптимизации в электроэнергетике. Респ. конф. ЭССР. Таллин, 1969, с. 13 - 15.

5. М.Ф. Ф е л ь д м а н. Использование расчетов на ЦМ суточных графиков нагрузки энергосистемы для оптимального распределения внеплановых отклонений потребления. - В кн.: [1], с. 230 - 233.
6. J.C. K a l t e n b a c h, L.P. H a j d a, Optimal corrective rescheduling for power system security. - "IEEE Trans.", vol. PAS-90, 1971, no.2, pp. 843 - 851.
7. Л.А. К р у м м. Градиентный метод оптимизации режима объединенных энергосистем. - "Электричество", 1963, № 5, с. 6 - 13.
8. Е.Г. Г о л ь ш т е й н. Выпуклое программирование. "Наука", М., 1970. 67 с.
9. А.З. Г а м м. Двойственность и ее использование при оптимизации режимов электроэнергетических систем. - "Труды Иркутского политехн. ин-та", 1971, вып. 72, с. 108 - 124.
10. А.З. Г а м м, Л.А. К р у м м. Методы оптимизации режима электроэнергетических систем при случайном характере исходной информации. - "Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт", 1972, № 1, с. 49 - 59.

M. Valdma, M. Keel

Über die Aufstellung der Aufgaben der optimalen Korrigierung der Regimepläne eines Elektroenergiesystems

Zusammenfassung

Es werden Möglichkeiten der optimalen Korrigierung der früher bestimmten Regimepläne betrachtet, wenn sich die erforderliche Information über das Elektroenergiesystem präzisiert. Es wird die Aufgabe der optimalen Korrigierung beim Vorhandensein determinierter Aufgangsinformation formuliert.

УДК 621.311.1

М.Э. Кээл

АЛГОРИТМ ОПТИМАЛЬНОГО КОРРЕКТИРОВАНИЯ ПЛАНОВ РЕЖИМА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Корректирование планов режима является важной частью процесса управления энергосистемами и их объединениями. В настоящее время более известным стал алгоритм корректирования текущего режима путем вычисления нового оптимального плана [1].

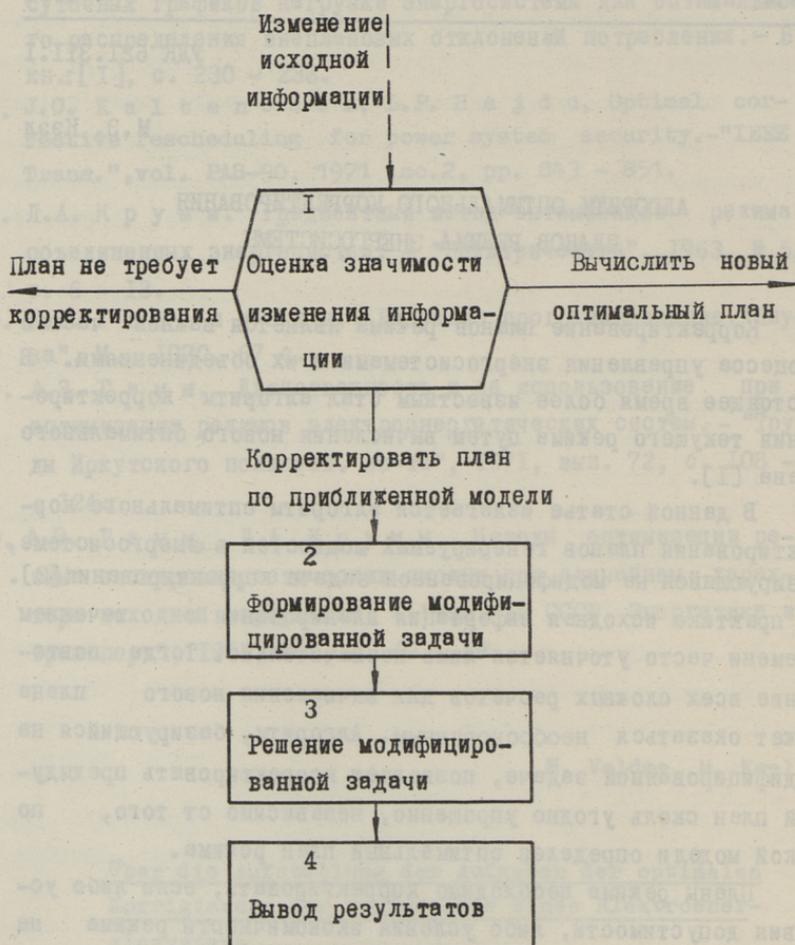
В данной статье излагается алгоритм оптимального корректирования планов генерируемых мощностей в энергосистеме, базирующийся на модифицированной задаче корректирования [2]. На практике исходная информация планирования с течением времени часто уточняется лишь незначительно. Тогда повторение всех сложных расчетов для вычисления нового плана может оказаться необоснованным. Алгоритм, базирующийся на модифицированной задаче, позволяет корректировать предыдущий план сколь угодно упрощенно, независимо от того, по какой модели определен оптимальный план режима.

Планы режима необходимо корректировать, если либо условия допустимости, либо условия экономичности режима не выполняются. Выбор момента корректирования может произойти:

- а) интуитивно (по предусмотрению диспетчера);
- б) по заранее составленному плану;
- в) с помощью критериев значимости изменения информации.

В условиях АСДУ целесообразно использовать последний способ. При этом частота корректирования ограничена сверху техническими возможностями расчета и реализацией решений на практике, а также темпом обновления информации о системе.

Общая схема корректирования планов режима приведена на фиг. 1.



Фиг. 1. Общая схема корректирования планов режима.

Блок I сравнивает действительное изменение исходной информации с уровнями значимости и принимает решения, указанные на фиг. 1.

Исследование разных постановок задач оптимизации режима показало, что в качестве приближенной модели корректирования целесообразно брать модель со следующими допущениями:

а) корректируются только планы активных и реактивных генерируемых мощностей в планируемом периоде;

б) потери активной мощности учитываются по формуле потерь;

в) потери реактивной мощности и изменение верхних бьефов ГЭС не учитываются. В указанную модель, конечно, можно дополнительно ввести еще ряд упрощений, как, например, неучет потерь активной мощности, корректирование только планов активных мощностей, линеаризацию характеристик и др.

Для формирования модифицированной задачи корректирования (блок 2) необходимо иметь корректируемый план и информацию о всех неуправляемых переменных и зависимостях, входящих в данную модель, а также информацию о том, какая зависимость в модели корректирования является более точной или менее точной, чем соответствующая зависимость в модели планирования.

При вышеуказанных допущениях модифицированная задача имеет следующий вид:

$$\min_{\bar{P}, \hat{P}, \bar{Q}, \hat{Q}} \sum_{k=l}^s \left\{ \sum_{i=1}^n [B_{ik}(\bar{P}_{ik} + \hat{P}_{ik}) - \Delta'_{ik} \hat{P}_{ik}] - \sum_{i=n+1}^m \Delta''_{ik} \hat{P}_{ik} - \sum_{i=1}^m \Delta'''_{ik} \hat{Q}_{ik} \right\} \quad (I)$$

при ограничениях

$$L_k + P_k - \sum_{i=1}^m (\bar{P}_{ik} + \hat{P}_{ik}) + \Delta_k^{IV} = 0 \quad (2)$$

$$R_k - \sum_{i=1}^m (\bar{Q}_{ik} + \hat{Q}_{ik}) - \Delta_k^V = 0 \quad (3)$$

$$\sum_{k=l}^s G_{ik} (\bar{P}_{ik} + \hat{P}_{ik}) - W_{l-s} - \Delta_i^{VI} = 0; \quad i = n+1, \dots, m; \quad (4)$$

$$\bar{P}_{ik} \leq \bar{P}_{ik} + \hat{P}_{ik} \leq P_{ik}^+ \quad (5)$$

$$\bar{Q}_{ik} \leq \bar{Q}_{ik} + \hat{Q}_{ik} \leq Q_{ik}^+ \quad (6)$$

где $\Delta'_{ik} = b_{ik}(\bar{P}_{ik}) - \mu_k^* (1 - \bar{\sigma}_{ik}); \quad (7)$

$$\Delta''_{ik} = \lambda_{ik}^* g_{ik}(\bar{P}_{ik}) - \mu_k^* (1 - \bar{\sigma}_{ik}); \quad (8)$$

$$\Delta'''_{ik} = \mu_k^* \frac{\partial P_k}{\partial Q_{ik}} - \gamma_k^*; \quad (9)$$

$$\Delta_k^{IV} = \bar{L}_k + \Pi_k(\bar{P}_k, \bar{Q}_k) - \sum_{i=1}^m \bar{P}_{ik}; \quad (10)$$

$$\Delta_k^V = \bar{R}_k - \sum_{i=1}^m \bar{Q}_{ik}; \quad (11)$$

$$\Delta_i^{VI} = \sum_{k=l}^s G_{ik}(\bar{P}_{ik}, \bar{H}_{ik}) - \bar{W}_{l-s}. \quad (12)$$

Здесь Π - количество ТЭС; $m - \Pi$ - количество ГЭС или ТЭС с ограниченным запасом топлива; l - номер первого корректируемого интервала времени; B, G - расходы топлива ТЭС и воды ГЭС; H - напор ГЭС; Π - суммарные потери активной мощности; L, R - суммарное потребление активной и реактивной мощностей; $\bar{P}, \bar{Q}, \bar{P}, \bar{Q}$ - плановые значения и корректировки генерируемых активных и реактивных мощностей; P^-, Q^-, P^+, Q^+ - значения допустимых минимальных и максимальных мощностей; W_{l-s} - заданный суммарный расход воды ГЭС в течение интервалов времени от l до s ; $\sigma_i = \partial \Pi / \partial P_i$; $b_i = \partial B_i / \partial P_i$; $g_i = \partial G_i / \partial P_i$; μ, ν, λ - множители Лагранжа, * - обозначает определенное значение множителя Лагранжа.

Применяя метод Лагранжа, получим условия оптимальности в следующем виде:

$$\mu_k = \frac{b_{ik}(\bar{P}_{ik} + \dot{P}_{ik}) - \Delta'_{ik}}{1 - \sigma_{ik}} = \dots = \frac{\lambda_{n+1,k} g_{n+1,k}(\bar{P}_{n+1,k} + \dot{P}_{n+1,k}) - \Delta''_{n+1,k}}{1 - \sigma_{n+1,k}} = \dots; \quad k = l, \dots, s; \quad (13)$$

$$\nu_k = \mu_k \frac{\partial \Pi_k}{\partial Q_{ik}} - \Delta'''_{ik}; \quad i = 1, \dots, m; \quad k = l, \dots, s. \quad (14)$$

Условия допустимости определяются выражениями (2) - (6).

Процесс решения модифицированной задачи будет следующий:

- а) вычисление значений коэффициентов Δ ;
- б) при наличии фиксированных планов мощностей производится корректирование коэффициентов Δ ;
- в) решение задачи градиентным методом с учетом ограничений (2) - (6).

После этого при необходимости производится корректирование текущего режима или режима в ближайшем интервале времени точными моделями корректирования с учетом, например, уравнений стационарного режима электрической сети.

В ы в о д ы

1. Изложенный алгоритм оптимального корректирования позволяет автоматически выбрать моменты корректирования, а также построить подходящую модель для вычисления корректировок плана. Для этого учитывается характер уточнений информации о системе и о влияющих на нее факторах.

2. Возмущающими воздействиями для определения корректировок плана являются только изменения исходной информации планирования, а не введенные в модель допущения.

Л и т е р а т у р а

1. А.Г. Д р о в с к и Й. Суточное планирование и оперативное корректирование режимов объединенных энергосистем с мощными гидроэлектростанциями. Автореф. дис. на соиск. ученой степени канд. техн. наук. М., 1972. 28 с. (Московский энерг. ин-т).
2. М.Х. В а л д м а, М.Э. К э э л. О постановке задач оптимального корректирования планов режима электроэнергетической системы. См. наст. сб., с. 3 - 12.

M. Keel

Ein Algorithmus der optimalen Korrigierung
der Regimepläne eines Energiesystems

Zusammenfassung

Es wird ein Algorithmus der optimalen Korrigierung der Regimepläne vorgelegt. Der Algorithmus ermöglicht den Verteilungsplänen der Wirk- und Blindleistungen eines Energiesystems optimale Korrekturen zu bestimmen, wobei die Korrekturwerte aus dem Planungsmodell unabhängig sind.

М.Х. Валдма, Х.Э. Лелумээс

РАСЧЕТ И АППРОКСИМАЦИЯ ПЛАНОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК
 ЭЛЕМЕНТОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В ВЕРОЯТНОСТНО-ОПРЕДЕ-
 ЛЕННЫХ УСЛОВИЯХ

I. Введение. Существенными случайными факторами при оптимальном планировании краткосрочных режимов энергосистем (ЭС) и их объединений являются отклонения активных генерируемых мощностей элементов ЭС от своих планированных значений. Отклонения активных мощностей ξ являются сложными случайными процессами, но упрощенно можно их в каждом расчетном интервале представить в виде случайных функций планированного значения мощности \bar{P} :

$$\tilde{\xi} = \tilde{\xi}(\bar{P}), \quad (I.1)$$

где \sim обозначает случайный характер переменной и функции.

Тогда фактические значения генерируемых мощностей определяются зависимостью:

$$\tilde{P} = \bar{P} + \tilde{\xi}(\bar{P}). \quad (I.2)$$

В настоящее время режимы ЭС планируются на основе т.н. детерминистических задач оптимизации, в которых считается, что $P = \bar{P}$. В [1] показано, что учет отклонений мощностей по выражению (I.2) сводится к решению детерминистических задач, только допустимые предельные значения планируемых мощностей должны быть определены с учетом выражений (I.2) и характеристики элементов ЭС, используемые при планировании в настоящее время, должны быть заменены т.н. плановыми характеристиками.

Пусть $B(P)$ - расходная характеристика (РХ) элемента ЭС^I). Тогда плановая РХ представляет собой зависимость математического ожидания расхода топлива (воды) от планированного значения мощности элемента:

$$\bar{B}(\bar{P}) = M B(\bar{P} + \tilde{\xi}(\bar{P})), \quad (1.3)$$

где M - символ математического ожидания.

Плановой характеристикой относительных приростов (плановой ХОП) элемента называется зависимость:

$$\bar{b}(\bar{P}) = \frac{\partial M B}{\partial M P}. \quad (1.4)$$

Вопросы расчета плановых характеристик электростанций в случае, когда ξ является случайной величиной, рассматриваются в [2, 3]. Ниже описываются алгоритм и программа расчета и аппроксимации плановых характеристик в случае, когда отклонения мощностей являются случайной функцией планированной мощности элемента ЭС.

2. Расчет плановых характеристик. Для вычисления плановых характеристик должны быть заданы исходные характеристики и плотность распределения (гистограмма) отклонений мощностей в виде функции \bar{P} .

На ЭЦМ плановые характеристики вычисляются в табличной форме.

Каждая точка плановой РХ определяется формулой

$$M B = \int_{\xi^-(\bar{P})}^{\xi^+(\bar{P})} B(\bar{P} + \xi) f(\xi, \bar{P}) d\xi \quad (2.1)$$

или

$$M B = \int_{\xi^-(\bar{P})}^{\xi^+(\bar{P})} \left[\int_{P^-}^{\bar{P} + \xi} b(P) dP + B_0 \right] f(\xi, \bar{P}) d\xi. \quad (2.2)$$

Здесь $\xi^+(\bar{P})$ и $\xi^-(\bar{P})$ - минимальные и максимальные возможные значения отклонений мощностей; $f(\xi, \bar{P})$ - плотность (гистограмма) распределения отклонений мощностей;

I) В качестве элемента ЭС могут быть рассмотрены ТЭС, ГЭС при постоянном напоре, а также целая энергосистема и объединение ЭС.

B_0 - расход топлива при минимальной допустимой мощности элемента P^- ; $B(P)$ и $b(P)$ - исходные РХ и ХОП.

Точки плановой ХОП (I.4) целесообразно вычислить методом конечных приращений:

$$\bar{b}(\bar{P}) = \frac{MB(\bar{P}+D) - MB(\bar{P}-D)}{MP(\bar{P}+D) - MP(\bar{P}-D)}, \quad (2.3)$$

где D - шаг дифференцирования.

Математическое ожидание мощности в (2,3) можно определить по формуле

$$MP(\bar{P}) = \int_{\xi^-(\bar{P})}^{\xi^+(\bar{P})} (\bar{P} + \xi) f(\xi, \bar{P}) d\xi. \quad (2.4)$$

Ограничение

$$\bar{P} \leq \bar{P} + \xi(\bar{P}) \leq P^+$$

(P^+ - максимальная допустимая мощность элемента) может быть учтено путем усечения гистограмм отклонений.

3. Аппроксимация плановых характеристик. Для сглаживания результатов расчета плановых характеристик и для сокращения таблиц характеристик целесообразно программу расчета характеристик элементов ЭС снабжать подпрограммами аппроксимации.

Ниже описывается алгоритм кусочно-линейной аппроксимации плановых характеристик методом наименьших квадратов.

Задача аппроксимации состоит в следующем: определить координаты узловых точек аппроксимирующей характеристики $\hat{b}_1, \dots, \hat{b}_n, \hat{P}_2, \dots, \hat{P}_{n-1}$, обеспечивающие минимум функционала:

$$K = \int_{P^-}^{P^+} [\bar{b}(P) - \hat{b}(P)]^2 dP, \quad (3.1)$$

где $\bar{b}(P)$ и $\hat{b}(P)$ - соответственно плановая и аппроксимирующая характеристики (РХ или ХОП).

Минимальное число узловых точек n выбирается из условия:

$$\frac{K_{\min}}{K_0} = \varepsilon, \quad (3.2)$$

где

$$K_0 = \int_{P^-}^{P^+} [b(P) - \bar{b}(P)]^2 dP. \quad (3.3)$$

Здесь ε - число, характеризующее перерасход топлива, обусловленный аппроксимацией плановой характеристики. Если, например, $\varepsilon < 1$, то применение аппроксимированной ХОП выгоднее по сравнению с исходной ХОП. Значение ε задается.

При минимизации функционала (3.1) применяется метод последовательных приближений:

1) принимается $n = 2$, $\hat{P}_1 = P^-$, $\hat{P}_n = P^+$;

2) минимизируется (3.1) по координатам $\hat{b}_1, \dots, \hat{b}_n$.

Применяется классический метод оптимизации. При этом полученные условия оптимальности координат решаются методом Гаусса;

3) минимизируется функционал (3.1) отдельно по каждой переменной \hat{P}_j ; ($j = 2, \dots, n-1$) методом Фибоначчи [4];

4) повторяются шаги 2 и 3 до тех пор, пока не достигнется минимум функционала (3.1) при выбранном n ;

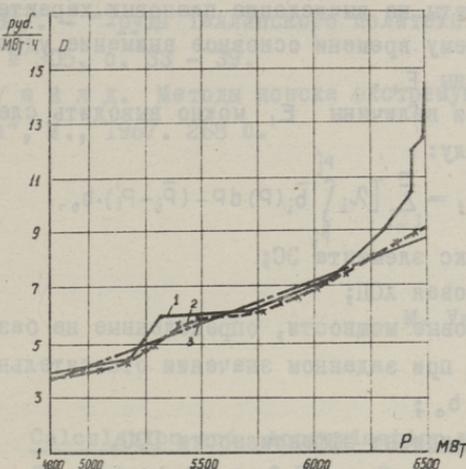
5) проверяется условие (3.2). Если это условие не выполняется, то принимается $n = n+1$ и повторяются шаги 2 - 5 до тех пор пока не выполнится условие (3.2).

4. Программа ПЛАНХОП-2. По выше описанным алгоритмам разработана программа расчета и аппроксимации плановых характеристик ПЛАНХОП-2. Программа написана на машинном коде ЭЦМ типа М-20. Плановые характеристики вычисляются в виде таблиц, состоящих из 30 точек. Программа вместе с исходными данными занимает около 1000 ячеек оперативной памяти ЭЦМ. Время расчета одной плановой ХОП вместе с аппроксимацией не превышает 30 секунд. Время расчета зависит от заданного значения ε .

Для получения необходимой вероятностной информации об отклонениях мощности в ТПИ разработана программа СТАТАН-2.¹⁾ Программа ПЛАНХОП принята к внедрению в ЦДУ ЭЭС СССР.

На фиг. 1 приведены исходная, плановая и аппроксимированная плановая ХОП одной ОЭС, рассчитанные данной программой. При этом среднеквадратичное отклонение генерируемой мощности принято $\sigma_{\xi} = 3\%$.

1) Авторы программы Т.А. Вийра и Х.Э.-И. Таммоа.



Фиг. 1. Характеристики относительных приростов одной энергосистемы:

- 1 - исходная ХОП; 3 - аппроксимированная ХОП,
2 - плановая ХОП;

5. Об экономическом эффекте учета вероятностно-определенных отклонений мощности при планировании режимов ЭС.

Экономический эффект E_L учета отклонений мощностей на этапе управления складывается из 4 слагаемых:

$$E_L = (E_1 + E_2) \cdot \alpha_1 + E_3 - E_4, \quad (5.1)$$

где E_1 - уменьшение математического ожидания затрат в системе, обусловленное более точным выполнением условий оптимальности при воспользовании плановых ХОП вместо фактических;

E_2 - уменьшение математического ожидания затрат в системе, вызванное в среднем более точным выполнением ограничивающих условий при использовании плановых РХ вместо фактических и при учете зависимости (1.2),

α_1 - коэффициент 1-го этапа управления ($0 \leq \alpha_1 \leq 1$);

E_3 - уменьшение затрат на вычисление оптимального плана, обусловленное пологим характером плановых характеристик;

E_4 - затраты на вычисление плановых характеристик.

К настоящему времени основное внимание уделено определению величины E_4 .

Для оценки величины E_4 можно выводить следующую упрощенную формулу:

$$E_4 = \sum_{i=1}^n [\lambda_i \int_{\bar{P}_i}^{P_i'} \bar{b}_i(P) dP - (\bar{P}_i - P_i') \cdot b_0], \quad (5.2)$$

где i - индекс элемента ЭС;

$\bar{b}_i(P)$ - плановая ХОП;

\bar{P}_i и P_i' - плановые мощности, определенные на базе плановых и исходных ХОП при заданном значении относительного прироста системы b_0 ;

λ_i - коэффициент эффективности ГЭС.

Для остальных элементов ЭС $\lambda_i = 1$. Средняя погрешность формулы (5.2) примерно 20 %.

Анализ величины по формуле (5.2), проведенный при суточном планировании режимов в ЕЭС, позволяет повышать эффективность оптимизации в среднем на 10 - 30 %. При этом выяснилось, что плановые ХОП большинства элементов ЭС можно аппроксимировать одним или двумя отрезками прямой. Это сокращает время работы основной программы оптимизации.

В заключение необходимо отметить, что метод плановых характеристик является весьма эффективным, так как затраты на вычисление плановых характеристик (E_4 в (5.1)) незначительны.

Л и т е р а т у р а

1. М.Х. В а л д м а. Учет случайного характера режима при оптимальном планировании распределения активных нагрузок в энергетической системе. - "Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт", 1969, № 6, с. 36 - 43.
2. М.Х. В а л д м а, Т.А. В и й р а. Определение плановых характеристик электростанций на ЦВМ. - В кн.: Проблемы оптимизации в электроэнергетике. Респ. конф. ЭССР. Таллин, 1969, с. 10 - 12.
3. Х.Э. Л е л у м е э с, О.Р. Т е р н о. Решение задач вероятностного оптимального распределения активной на-

грузки энергосистемы на аналоговой вычислительной машине (АВМ). - "Труды Таллинского политехн. ин-та. Сер. А", 1971, № 305, с. 33 - 39.

4. Д. Ж. У а й л д. Методы поиска экстремума. Пер. с англ. "Наука", М., 1967. 268 с.

В. Мельников, Э.А. Таллимаги
АПРОКСИМАЦИЯ ЗАКОНА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗКИ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ
M. Valdma, H. Lelumees

Calculation and Approximation of Planning
Characteristics of Power Systems Elements
under the Risk-taking Situations

Summary

The optimal plan of the operation of power systems under the risk-taking situations may be evaluated on the basis of the planning characteristics of elements.

The algorithms of the calculation and the approximation of the planning characteristics are presented.

М.В. Мельдорф, Э.А. Тийгимяги

АППРОКСИМАЦИЯ ЗАКОНА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗКИ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Развитие теории стохастического планирования режимов энергетических систем и необходимость учета случайных явлений при их проектировании требуют определения вероятностных характеристик ряда случайных величин, прежде всего нагрузки энергетической системы и ее отдельных узлов. Интерес к вероятностному анализу нагрузок вызван и в связи с внедрением ЦВМ для их прогнозирования. В настоящей статье рассматривается один возможный путь приближенной оценки (аппроксимации) закона распределения нагрузок энергетической системы.

Нагрузка энергетической системы представляет, с математической точки зрения, некоторый нестационарный случайный процесс, оценка закона распределения которого усложняется в связи с тем, что имеющиеся статистические данные о нагрузке (графики нагрузки) представляют только одну реализацию этого процесса. Поэтому необходимо предварительно задаваться аналитической формой закона распределения нагрузки (математической моделью нагрузки) и по имеющейся ее реализации оценить соответствующие параметры.

Простейшая математическая модель нагрузки может быть записана в виде [1,2]:

$$P(t) = \theta(t)R(t) + S(t), \quad (I)$$

где $P(t)$ - нагрузка системы;

$\theta(t)$ - нормированный стационарный случайный процесс;

$R(t)$ и $S(t)$ - неслучайные функции времени, представляющие соответственно среднее квадратичное отклонение и математическое ожидание (м.о.) нагрузки.

Модель (I) может описывать действительную вероятностную природу нагрузки лишь весьма приближенно. Другими словами, случайный процесс $\theta(t)$, определенный по (I) при заданных $P(t)$, $R(t)$ и $S(t)$, может считаться стационарным лишь в порядке грубого приближения. Действительно, рассмотрим корреляционную функцию процесса $P(t)$, которая согласно (I) будет выражаться в виде

$$K_p(t_1, t_2) = K(\tau) R(t_1) R(t_2), \quad (2)$$

где $K(\tau)$ - корреляционная функция стационарного процесса $\theta(t)$ при $\tau = t_1 - t_2$.

Предположим, что корреляционные коэффициенты между нагрузками рабочих дней будут иметь большие значения по сравнению с корреляционными коэффициентами между нагрузками рабочих и выходных дней (как это наблюдается на самом деле). Вследствие этого прогноз нагрузки, основанный на модели (I), получается неточным, особенно для выходных дней.

В целях усовершенствования математической модели (I) необходимо снять допущение о стационарности процесса $\theta(t)$, т.е. найти для описания этого процесса более точную математическую модель. При этом необходимо иметь в виду, что нагрузка (следовательно, и ее корреляционная функция и м.о.) терпит значительное изменение во времени. К учету подлежат, прежде всего, изменение нагрузки в течение суток, зависимость нагрузки от типа суток (обычные дни недели, праздничные дни, рабочие субботы и пр.), сезонное изменение нагрузки и ежегодный прирост (тренд) нагрузки.

Представим случайный нестационарный процесс $\theta(t)$ в виде разложения

$$\theta(t) = \sum_{i=1}^n \theta_i(t) F_i(t), \quad (3)$$

где $\theta_i(t)$ - стационарные нормированные, взаимно некоррелированные случайные процессы;

$F_i(t)$ – некоторые неслучайные функции.

Согласно (3) корреляционная функция $\theta(t)$ выражается в виде

$$K(t_1, t_2) = \sum_{i=1}^n K_i(\tau) F_i(t_1) F_i(t_2). \quad (4)$$

Нетрудно убедиться, что при соответствующем выборе функций $F_i(t)$ корреляционная функция вида (4) свободна от вышеуказанного недостатка. Действительно, пусть при $n = 2$ $F_1(t)$ имеет относительно большие значения в моменты времени t , соответствующие рабочим дням, и малые значения для выходных дней, а функция $F_2(t)$ – наоборот. Тогда первая слагающая корреляционной функции нагрузки будет иметь большие значения, если моменты времени t_1 и t_2 соответствуют рабочим дням, а вторая слагающая при t_1 и t_2 – соответствующим выходным дням. Если же t_1 соответствует рабочему, а t_2 выходному дню или наоборот, то обе слагающие выражения (4), а вместе с тем и корреляционный момент, будут малы, что и соответствует действительности. Для более точного описания корреляционной функции нагрузки, очевидно, нужно выбрать $n > 2$.

Неслучайные функции $F_i(t)$, помимо описания изменения характера нагрузки в зависимости от времени и типа суток должны учитывать еще и сезонные изменения корреляционной функции нагрузки. Поэтому будем искать $F_i(t)$ в виде

$$F_i(t) = R_i(t) G_i(t), \quad (5)$$

где $R_i(t)$ – функция с годичным периодом, учитывающая сезонные изменения характера нагрузки;

$G_i(t)$ – функция, учитывающая зависимость корреляционной функции нагрузки от времени и типа суток.

Если рассматривать только обычные дни недели, то $G_i(t)$ будет иметь недельную периодичность.

Подставив (5) в (3) и обозначив

$$\Omega_i(t) = \theta_i(t) R_i(t),$$

получим

$$\theta(t) = \sum_{i=1}^n \Omega_i(t) G_i(t). \quad (6)$$

Таким образом, приведенная нагрузка системы $\theta(t)$ (сложный случайный нестационарный процесс) окажется разложенным по относительно простым, независимым от времени и типа суток составляющим (случайным нестационарным процессам) $\Omega_i(t)$. Функции $G_i(t)$ определяют, какая доля каждой из составляющих содержится в нагрузке рассматриваемого момента времени. Иначе, $G_i(t)$ являются весовыми функциями. С математической точки зрения можно $\Omega_i(t)$ рассматривать как базисные векторы (координатные функции) некоторого пространства. Тогда $G_i(t)$ — описывает некоторую кривую в этом пространстве. Можно ожидать, что при изменении характера нагрузки (например, переход на пятидневную рабочую неделю или рассмотрение нагрузок различных энергетических систем) не обязательно требуется изменение функций $\Omega_i(t)$. Достаточным может оказаться определение новых значений для $G_i(t)$.

Определение $\Omega_i(t)$ может проводиться формальными математическими методами, задаваясь критерием близости между наблюдаемыми и расчетными значениями $\theta(t)$, однако, не исключается и физическое истолкование $\Omega_i(t)$, как составляющих нагрузки.

Остановимся на вопросе описания м.о. $S(t)$ и среднеквадратичного отклонения $R(t)$ нагрузки.

Дисперсия нагрузки по (I) с учетом (3) выражается как

$$D[P(t)] = R^2(t) \sum_{i=1}^n F_i(t).$$

Если учет изменения дисперсии во времени, как и всей корреляционной функции, отнести к функциям $F_i(t)$, то $R(t)$ приобретает только роль масштаба. С тем, чтобы иметь возможность сравнения функций $F_i(t)$ нагрузок разных лет или разных энергетических систем (нормировать функции $F_i(t)$) берем $R(t)$ равным среднегодовому среднеквадратичному отклонению нагрузки

$$R(t) \equiv R. \quad (7)$$

Сложнее обстоит дело с оценкой м.о. $S(t)$ нагрузки. Поскольку имеющиеся статистические данные представляют лишь одну реализацию нагрузки, оценка м.о. методом усреднения неприменима.

Если учитывать только обычные дни недели, то $S(t)$ будет иметь периодичный характер, с периодом, равным одной неделе. Зафиксируем некоторый момент времени (фазу) t_j этого периода и выделим из годового графика нагрузки одного года соответствующие значения нагрузки $P_j(t)$. Будем иметь временной ряд значений нагрузки с интервалом времени, равным одной неделе. Математические ожидания $P_j(t)$ изменятся во времени ввиду сезонного изменения и тренда нагрузки системы, однако, по физическим соображениям ясно, что эти изменения представимы относительно гладкой кривой. Следовательно, если сглаживать выделенный временной ряд $P_j(t)$, например, степенным многочленом невысокого порядка, то последнее представляет оценку м.о. $S_j(t)$ для этих значений нагрузки. Аналогично можно сглаживать остальные значения нагрузки. Если интервал регистрации нагрузки равен одному часу, то в итоге имеем $7 \times 24 = 168$ кривых $S_j(t)$, представляющих в совокупности м.о. нагрузки $S(t)$. Однако ввиду малого количества статистических данных, приходящих на одну кривую $S_j(t)$, достоверность последних получается невысокой. Вообще нельзя оценить таким способом м.о. нагрузки исключительных дней (государственные праздники и пр.). Поэтому необходимо составить более полную математическую модель м.о.

Зададим форму модели м.о. аналогичную модели приведенной нагрузки (3):

$$S(t) = R \sum_{i=1}^n S_i(t) G_i'(t) + S, \quad (8)$$

где $S_i(t)$ - составляющая м.о. нагрузки;

$G_i'(t)$ - весовая функция м.о.;

R и S - соответственно среднеквадратичное отклонение и среднее значение нагрузки за год. Величины S и R представляют в сущности начало отсчета и масштаб нагрузки. Они выделены с целью нормирования функций $S_i(t)$ и $G_i'(t)$.

В модели (8), аналогично модели приведенных нагрузок, функции $S_i(t)$ могут быть рассмотрены как базисные векторы пространства, где функции $G_i'(t)$ описывают некоторую кривую. В частности, при фиксированных моментах времени не-

дели t_j ($j=1, \dots, m$) из (8) получаются математические ожидания описанных выше временных рядов.

Весовые функции м.о. $G_i(t)$, имеющие недельную периодичность, аналогично весовым функциям $G_i(t)$ приведенной нагрузки, указывают, какая доля составляющих м.о. $S_i(t)$ участвует в м.о. нагрузки в момент времени t . Предположим, что подобное разбиение на составляющие возможно не только для приведенной нагрузки и м.о. в отдельности, но и для нагрузки в целом. Тогда $G_i(t)$ и $G_i'(t)$ должны совпадать. В итоге получим по формулам (1), (3), (5), (7) и (8) модель нагрузки в виде:

$$P(t) = R \sum_{i=1}^n [\Theta_i(t) R_i(t) + S_i(t)] G_i(t) + S. \quad (9)$$

Оценив закон распределения стационарных случайных процессов $\Theta_i(t)$, можно по (9) найти закон распределения нагрузки $P(t)$ в целом. В частности, основные числовые характеристики - м.о., дисперсия и корреляционная функция нагрузки по (9) будут иметь вид:

$$M[P(t)] = R \sum_{i=1}^n S_i(t) G_i(t) + S,$$

$$D[P(t)] = R^2 \sum_{i=1}^n R_i^2(t) G_i^2(t),$$

$$K_p(t_1, t_2) = R^2 \sum_{i=1}^n K_i(\tau) R_i(t_1) R_i(t_2) G_i(t_1) G_i(t_2).$$

Полученная модель отражает основные тенденции изменения нагрузки во времени и может служить основой моделирования и прогнозирования нагрузок энергетических систем.

Л и т е р а т у р а

1. М.В. М е л ь д о р ф, Э.А. Т и й г и м я г и. Прогнозирование графиков нагрузки энергетической системы. - "Труды Таллинского политехн. ин-та. Сер. А", 1965, № 225, с. 3 - 13.
2. Д.С. К о н о в а л о в, Л.А. К р у м м, И.Б. К у г е л е в и ч у с. Обработка информации при оптимизации процессов в сложных электроэнергетических системах. - "Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт", № 5, 1970, с. 60 - 67.

Approximation of the Load Distribution
Function of a Power System

Э.А. ТИГИМАГИ

ОБ ОПТИМАЛЬНОМ УПРАВЛЕНИИ НОРМАЛЬНЫМ РЕЖИМОМ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКОГО
АНАЛИЗА ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ

Summary

A mathematical model for the approximation of the power system load distribution function is described in this paper.

Непосредственное централизованное оптимальное управление нормальным режимом распределительной сети требуется при оперативной телепередаче большого количества совокупной и распределительной информации в сравнительно сложного управляемого устройства. В условиях отсутствия такой телепередачи управление нормальным режимом распределительной сети может быть осуществлено локальными автоматическими регуляторами.

Рассмотрим последние постановку задачи управления как более реальную в настоящее время. В таком случае задача оптимального управления нормальным режимом распределительной сети заключается в определении оптимальных мест размещения распределительных сетей, в выборе оптимальных ответвлений и моментов переключения ответвлений распределительных трансформаторов, в выборе оптимальных элементов регуляторов локальных автоматических регуляторов и их параметров и в выборе оптимальных моментов включения этих устройств.

Результат такой задачи минимизацией автоматического определения критерия оптимальности является весьма сложной математической задачей.

УДК 621.316.1

Э.А. Тийгимаги

ОБ ОПТИМАЛЬНОМ УПРАВЛЕНИИ НОРМАЛЬНЫМ РЕЖИМОМ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКОГО
АНАЛИЗА ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ

Оптимизация уровня автоматизации управления нормальным режимом распределительной сети является весьма сложной технико-экономической задачей.

Непосредственное централизованное оптимальное управление нормальным режимом распределительной сети требовало бы оперативной телепередачи большого количества осведомительной и распорядительной информации и сравнительно сложного управляющего устройства. В условиях отсутствия такой телепередачи управление нормальным режимом распределительной сети может быть осуществлено локальными автоматическими регуляторами.

Рассмотрим последнюю постановку задачи управления как более реальную в настоящее время. В таком случае задача оптимального управления нормальным режимом распределительной сети заключается в определении оптимальных мест размыкания распределительных сетей, в выборе оптимальных ответвлений и моментов переключения ответвлений распределительных трансформаторов, в выборе оптимальных законов регулирования локальных автоматических регуляторов и их уставок и в выборе оптимальных моментов изменения этих уставок.

Решение такой задачи минимизацией математического ожидания критерия оптимальности является весьма сложной математической задачей.

Для значительного упрощения задачи могут быть применены идеи функционального кибернетического моделирования [1, 2]. Отвлекаясь от внутренне-следственных связей управляемой сети можем искать законы регулирования несвязанно работающих автоматических регуляторов как операторы функциональных кибернетических моделей, где "входами" являются векторы измеряемых на месте установки соответствующих регуляторов режимных переменных (в том числе и времени), а "выходом" — оптимальные значения переменных управления.

Для упрощения изложения такого подхода считаем точки размыкания респределятельной сети и ответвления распределительных трансформаторов заданными. Тогда задача сводится только к определению оптимальных законов автоматических регуляторов.

Пусть оптимальный нормальный режим распределительной сети описан моделью

$$Z = F(X), \quad (1)$$

где Z — вектор оптимальных значений переменных управления (например, напряжения в центре питания распределительной сети и мощностей нагрузок регулируемых компенсирующих устройств);

X — вектор исходных неуправляемых переменных (например, мощностей нагрузок потребителей);

F — оператор оптимального функционирования распределительной сети.

Такая модель должна содержать все ограничения и учитывать связь с питающей сетью.

На самом деле реализуется нормальный режим независимо работающими автоматическими регуляторами в среднем с законами регулирования

$$Z_i = F_i(X_i), \quad (2)$$

где Z_i — регулируемая i -ым регулятором переменная;

X_i — вектор исходных нерегулируемых переменных, измеряемых в месте установки i -го автоматического регулятора;

F_i — закон регулирования i -го автоматического регулятора.

Оптимальное управление нормальным режимом распределительной сети сводится тогда к выбору функций F_i и координат векторов X_i таким образом, чтобы система уравнений (2) была приближенно эквивалентной модели (1).

Исходя из модели (1) зависимости вида (2) в принципе являются стохастическими, но должны быть реализованы на сравнительно простых автоматических регуляторах в виде функциональных законов регулирования.

Уравнения (2) могут быть приближенно определены как статистические оценки уравнений регрессии между соответствующими переменными в модели (1). На основании "эксперимента", заключающегося в вычислении по (1) оптимальных режимов соответствующих заранее измеренным исходным неуправляемым переменным X , могут быть определены методами регрессионно-дисперсионного анализа общие формы и оценки коэффициентов уравнений регрессии.

Полученные законы регулирования должны быть сравнительно простыми функциями ограниченного количества переменных.

Таким образом, задача выбора законов регулирования должна решаться на основе статистического анализа предыдущих оптимальных режимов, вычисленных по модели (1). При этом требует решения вопрос планирования эксперимента, заключающийся в наиболее экономном выборе необходимой информации о предыстории значений нагрузок распределительной сети. Такой информацией могут быть, например, суточные графики соответственно экстраполированных нагрузок наиболее характерных суток. Чисто случайный отбор исходных данных оказывается на практике трудно реализуемым.

Изложенный подход позволяет исследовать тесноту связи между измеряемыми и регулируемым параметрами при оптимальном режиме и дать оценку разным методам и законам автоматического регулирования в распределительных сетях.

При заданном количестве измеряемых исходных переменных могут быть выбраны наиболее существенные из всех возможных. В существующих регуляторах количество таких переменных обычно равно единице, например, ток нагрузки при

регуляторе типа БАУРПН. В качестве существенного переменного может быть и время суток (программное регулирование).

После проведения подобных исследований может быть уже при заданных законах регулирования более строго поставлена задача оптимизации установок автоматических регуляторов с минимизацией математического ожидания целевой функции.

Некоторые вопросы и примеры рассмотренного подхода изложены более подробно в работах [3 - 5].

Л и т е р а т у р а

1. И.Б. Н о в и к. О моделировании сложных систем. "Мысль", М., 1965. 335 с.
2. З.Б. Г о л е м б о, Г.В. В е н и к о в. Информационные аспекты построения сложных управляющих систем. - В кн.: Итоги науки и техники. Техническая кибернетика, 1968. Серия автоматики и радиоэлектроники. М., 1970. (ВИНИТИ).
3. Р.А. С и р к е л ь, Э.А. Т и й г и м я г и. Исследование централизованного регулирования напряжения на основе статистического анализа оптимальных режимов распределительной сети. См. наст. сб., с. 41 - 46.
4. Г.А. С е й е р, Э.А. Т и й г и м я г и. Математическая модель оптимизации нормального режима распределительной сети. См. наст. сб., с. 47 - 52.
5. Г.А. С е й е р. Анализ оптимальных нормальных режимов распределительных сетей. См. наст. сб., с. 53 - 58.

On the Optimal Distribution Network Operation
on the Basis of the Statistical Analyses of
Optimal States

Summary

There is a possibility of optimal operation under the regime of the distribution network state by automatic regulators using the statistical analyses of the optimal states.

$$\min F(V, Y, S)$$

$$V \in V_0$$

где V_0 - множество допустимых, относительно отклонения напряжений на месте установки регулирующего устройства;

$Y = (Y_1, \dots, Y_n)$ - вектор зависимых переменных, компоненты которого являются относительно отклонения напряжений у потребителей;

$S = (S_1, \dots, S_m, Q_1, \dots, Q_n)$ - вектор заданных параметров нагрузки потребителей;

F - критерий регулирования, зависящий от суммарных потерь отклонения напряжений и отклонения напряжений у потребителей в единицу времени;

Р.А. Сиркель, Э.А. Тийгмяги

ИССЛЕДОВАНИЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ
НАПРЯЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА
ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Задачей оптимального централизованного регулирования напряжения в распределительных сетях является повышение технико-экономической эффективности работы всей системы электроснабжения с учетом сети, потребителей и связанных с ними механизмов при соблюдении у потребителей допустимых отклонений напряжений.

Считая внутреннюю структуру сети неизменной, математическая модель оптимального централизованного регулирования напряжения будет иметь вид

$$\min F(V_0, V, S) \quad (I)$$

$$V_0$$

$$V \in V_{\text{дон}}$$

где V_0 - независимая переменная, относительное отклонение напряжения на месте установки регулирующего устройства;

$V = \langle V_1, \dots, V_n \rangle$ - вектор зависимых переменных, компонентами которого являются относительные отклонения напряжений у потребителей;

$S = \langle p_1, \dots, p_n, q_1, \dots, q_n \rangle$ - вектор задающих мощностей на грузовых потребителей;

F - критерий регулирования, являющийся суммой ущерба от изменения потерь энергии и отклонения напряжения у потребителей в единицу времени;

$V_{доп}$ - множество допустимых значений отклонений напряжений у потребителей.

Реализация условия (I) требовала бы постоянной оперативной телепередачи информации об изменении векторов S и V и сравнительно сложного регулятора напряжения.

В существующих распределительных сетях для этого телеканалы отсутствуют. С другой стороны, точное выполнение условия (I) невозможно ввиду ступенчатости и ограниченного количества переключений трансформаторов с регулированием под нагрузкой, а также ввиду погрешности автоматических регуляторов.

Поэтому наиболее целесообразным в существующих условиях будет постановка задачи оптимального централизованного регулирования напряжения на основе подхода, предлагаемого в работе [1]. В таком случае для решения поставленной задачи следует искать закон регулирования напряжения как оператор функциональной модели

$$V_o = V_o^{ЭК}(G_o), \quad (2)$$

$$V_o^-(G_o) \leq V_o \leq V_o^+(G_o),$$

где G_o - вектор параметров, измеряемых на месте установок регулирующего устройства, в том числе и времени.

Искомые операторы $V_o^{ЭК}$, V_o^- и V_o^+ могут быть определены методом регрессионного анализа, проведенного на основании расчета оптимальных режимов напряжений по условию (I), соответствующих заранее зарегистрированным значениям нагрузок потребителей [2].

Погрешность предлагаемого решения зависит от характера сети и потребителей и изменения их нагрузок во времени. Более детальные модели нагрузок позволяют получить более точные модели регулирования, но требуют большого объема информации о нагрузках потребителей и определения зависимостей (2) для разных характерных интервалов времени. Наиболее простая, но и менее точная модель получается при рассмотрении нагрузок случайной величиной.

В целях применения более простых регуляторов искомые операторы должны быть сравнительно простыми явными функция-

ми незначительного количества переменных. Исходя из теоретических соображений и конструкций существующих регуляторов, для определения оптимальной модели регулирования могут рассматриваться следующие возможные модели

$$V_0^-(I_0) \leq V_0(I_0) \leq V_0^+(I_0), \quad (3)$$

$$V_0^-(I_{0д}, I_{0р}) \leq V_0(I_{0д}, I_{0р}) \leq V_0^+(I_{0д}, I_{0р}), \quad (4)$$

$$V_0^-(S_0) \leq V_0(S_0) \leq V_0^+(S_0), \quad (5)$$

$$V_0^-(P_0) \leq V_0(P_0) \leq V_0^+(P_0), \quad (6)$$

$$V_0^-(P_0, Q_0) \leq V_0(P_0, Q_0) \leq V_0^+(P_0, Q_0). \quad (7)$$

Здесь P_0 , Q_0 , S_0 и $I_{0д}$, $I_{0р}$, I_0 соответственно активные, реактивные и полные мощности и токи на месте установки регулирующего устройства.

Оптимальная модель регулирования может быть определена методом дисперсионного анализа на основе сравнения дисперсий остаточных величин S_z^2 предлагаемых моделей. Перебор начинается с модели по полному току, как наименее точной и на практике более просто реализуемой.

Критерием для определения оптимальной модели характеристики регулирования может служить также зона нечувствительности регулирования. Анализируя в настоящее время наиболее распространенные технические средства регулирования (трансформаторы с РПН и автоматические регуляторы типа БАУРПН), можно для допустимой погрешности регулирования принять стандартную ошибку оценки напряжения (s_g), равную 1,2%. Теперь при переборе будет приниматься первая наиболее простая модель, у которой s_z меньше s_g .

При определении операторов граничных условий (V_0^-, V_0^+) как уравнений регрессий у потребителей не будут обеспечены допустимые отклонения напряжений с вероятностью 0,95, предусмотренной ГОСТ-ом. Для выполнения этого требования следует на основе вероятностного анализа погрешностей окончательной модели регулирования и срабатывания регулятора напряжения определить поправки к коэффициентам уравнений регрессии.

Предложенную методику определения оптимального централизованного регулирования можно применить и в случае оценки качества напряжения по критерию неодинаковости.

Ввиду большой протяженности современных распределительных сетей должны быть для решения задачи централизованного регулирования напряжения заранее определены эквивалентные экономические характеристики распределительных подстанций [3].

Составлены алгоритм и программа для ЭЦМ "Минск-22" на алгоритмическом языке ФОРТРАН для определения оптимальной модели централизованного регулирования напряжения в распределительной сети.

Проведенные расчеты городских, промышленных и сельских распределительных сетей напряжением 6 - 35 кВ с разнородными потребителями и графиками нагрузок и коэффициентами удельного экономического ущерба потребителей [4] позволяют сделать следующие выводы:

1. В случае, если коэффициенты корреляции нагрузок отдельных потребителей с суммарной нагрузкой узла с регулирующим устройством будут больше 0,5, можно при решении задачи оптимального централизованного регулирования напряжения представить нагрузку моделью, не зависящей от времени.

2. Применение более точных моделей регулирования (5) - (7) не вносит значимого уточнения по сравнению с более простыми моделями (3) и (4).

3. В городских и сельских сетях регулирование можно произвести по наиболее простой модели - по полному току (3). В то же время в промышленных сетях во многих случаях статистически обоснован переход на регулирование по активной и реактивной составляющим тока (4).

4. Стандартная ошибка оценки напряжения по предложенной методике в рассматриваемых случаях не превышала допустимой ($\sigma_{\text{г}} \approx 1,2\%$), определенной по условиям работы существующих технических средств регулирования напряжения.

Л и т е р а т у р а

1. Э.А. Т и й г и м я г и. Об оптимальном управлении нормальным режимом распределительной сети на основе статистического анализа оптимальных режимов. См. наст. сб., с. 35 - 39.
2. Э.А. Т и й г и м я г и, Р.А. С и р к е л ь. Оптимальный закон централизованного регулирования напряжения в распределительной сети. - В кн.: Тезисы докл. респ.научн.-техн. конф. "Состояние и проблемы электрификации сельского хозяйства Эстонской ССР в 1971 - 1975 гг.". Таллин, 1971, с. 96 - 97.
3. Р.А. С и р к е л ь, Э.А. Т и й г и м я г и. Об эквивалентных экономических характеристиках узлов нагрузок. - "Труды Таллинского политехн. ин-та" Сер. А, 1971, № 305, с. 61 - 65.
4. Р.А. С и р к е л ь. Приближенное определение коэффициентов экономических характеристик электроприемников. См. наст. сб., с. 59 - 63.

A Study of Central Voltage Regulation Based
on the Statistical Analyses of the Optimal
States in the Distribution Network

Summary

The central voltage regulation in the distribution network without telecasting the information is described.

УДК 621.316.1

Г.А. Сейер, Э.А. Тийгимаги

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОПТИМИЗАЦИИ НОРМАЛЬНОГО
РЕЖИМА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

В постановке, приведенной в [1], могут быть усредненные оптимальные законы регулирования автоматических регуляторов в распределительной сети получены на основе статистического анализа оптимальных режимов.

Рассмотрим составление математической модели оптимального нормального режима разомкнутой распределительной сети среднего напряжения.

Оптимизируемыми параметрами являются напряжение в центре питания и емкость установленных на распределительных подстанциях (РП) регулируемых батарей конденсаторов (БК). Последние могут быть как на стороне высокого, так и на стороне низкого напряжения. Предполагаем, что питающий трансформатор с РПН в центре питания (ЦП) распределительной сети имеет достаточно большой регулировочный диапазон, что делает напряжения питающей и распределительной сетей независимыми. Также считаем коэффициенты распределительных трансформаторов (РТ) с ПБВ заданными, что позволяет свести задачу к оптимизации нормального режима в соответствующие моменты времени (без интегральной функции цели).

Заданными считаются эквивалентные экономические характеристики РП [2] и суммарные активная и реактивная нагрузки РП на стороне низкого напряжения при номинальном напряжении. Активная нагрузка считается независимой от напряжения, а реактивная нагрузка определяется по линейной статической характеристике

$$q_{\gamma}(V') = (1 + K_{\text{ст}} V') q_{\gamma n}, \quad (1)$$

где V' - отклонение напряжения от номинального в относительных единицах на стороне низкого напряжения;

$K_{\text{ст}}$ - коэффициент статической характеристики реактивной нагрузки;

$q_{\gamma n}$ - реактивная нагрузка потребителей при номинальном напряжении.

Реактивная нагрузка БК на стороне низкого напряжения определяется как

$$q_{\gamma k}(V', C'_k) = [(1 + V') U'_n]^2 \omega C'_k, \quad (2)$$

где U'_n - номинальное напряжение низковольтной сети;

C'_k - емкость низковольтной БК.

Для оптимизации целесообразно складывать сопротивления РТ с сопротивлениями питающих их линий и приводить все параметры к ступени напряжения распределительной сети.

Тогда отклонения напряжения на вторичной и первичной сторонах РТ связаны по формуле

$$V' = V + E_{\tau}, \quad (3)$$

где E_{τ} - относительная добавка напряжения в РТ.

Подставляя (3) в (1) и (2), получим зависимости реактивных нагрузок от отклонения напряжения в распределительной сети соответственно

$$q_{\gamma}(V) = [1 + K_{\text{ст}}(V + E_{\tau})] q_{\gamma n}, \quad (4)$$

$$q_{\gamma k}(V, C'_k) = [(1 + V + E_{\tau}) U'_n]^2 \omega C'_k. \quad (5)$$

Мощность нагрузки конденсаторов, установленных на стороне высшего напряжения, определяется как

$$q_{\gamma k}(V, C_k) = [(1 + V) U_n]^2 \omega C_k, \quad (6)$$

где U_n - номинальное напряжение распределительной сети;

C_k - емкость БК в распределительной сети.

При оптимизации режима распределительной сети необходимо учитывать и связь с питающей сетью по передаваемой реактивной мощности. Передаваемая из питающей в распределительную сеть реактивная мощность Q_0 может быть в принципе определена решением задачи оптимизации на более высоком

уровне иерархии. При этом для оптимизации режима по реактивным мощностям в питающей сети должны быть заранее определены эквивалентные экономические характеристики распределительных сетей в предположении, что режим внутри распределительной сети оптимизирован. По-видимому, можно на основе статистического анализа оптимальных режимов аппроксимировать усредненную функциональную зависимость передаваемой в распределительную сеть реактивной мощности в функции от активной мощности, а может быть и времени.

$$Q_o = Q_o(P_o, t).$$

В таком случае Q_o является для задачи оптимального режима распределительной сети заданной величиной, отклонение от которого должно быть "оштрафовано" в ходе оптимизации. Так как оптимальное значение Q_o получается сравнительно малым [3], то большая точность при определении его не требуется. Весьма грубо может быть определен ущерб от передачи реактивной мощности в распределительную сеть и по формуле

$$y_n = b_n \frac{Q_o^2}{U_{нп}^2} R_3, \quad (7)$$

где b_n - стоимость единицы потерь энергии в питающей сети;

$U_{нп}$ - номинальное напряжение питающей сети;

R_3 - эквивалентное активное сопротивление питающей сети от центра питания рассматриваемой распределительной сети до ближайшего достаточно мощного источника реактивной мощности в питающей сети.

Ущерб от потерь активной мощности в распределительной сети является функцией режима

$$Y_p = b_p \Delta P_p (V_o, C, p, q), \quad (8)$$

где b_p - стоимость единицы потерь энергии в распределительной сети;

ΔP_p - потери мощности в распределительной сети;

C - вектор емкостей регулируемых БК (считается для упрощения непрерывным параметром);

p, q - векторы активных и реактивных нагрузок РП распределительной сети.

Ущерб от отклонения напряжения на РП определяется эквивалентными экономическими характеристиками

$$Y_{v,i} = Y_{v,i}(V_i, p_i, q_i), \quad (9)$$

где V_i - отклонение напряжения на i -ой РП;
 p_i, q_i - активная и реактивная нагрузки i -ой РП.

Суммарный ущерб в более общем виде получается суммированием выражений (7) - (9)

$$Y(V_0, C, p, q) = Y_n + Y_p + \sum_{i=1}^n Y_{v,i},$$

где n - количество ТП.

Математическая модель оптимизации нормального режима распределительной сети без приведения связей в виде равенств между переменными примет тогда вид

$$\begin{aligned} \min Y(V_0, C, p, q), \\ V_0, C \\ V_0 \in V_{огон}, \\ C \in C_{огон}, \\ V \in V_{огон}, \end{aligned}$$

где V - вектор отклонений напряжения на РП;
 $V_{огон}, C_{огон}, V_{огон}$ - множества соответствующих допустимых значений.

Ввиду большой размерности модели и сложности целевой функции более перспективными являются здесь методы случайного поиска экстремума. Они менее чувствительны к гребням и оврагам на поверхности отклика определенной целевой функцией.

Методика учета допустимых отклонений напряжения приведена в [4]. Учет ограничений оптимизируемых переменных не представляет труда.

Рассчитанные по приведенной модели оптимальные режимы служат основой для статистического анализа оптимальной зависимости между измеряемыми и регулируемым переменными у автоматических регуляторов в распределительной сети.

Л и т е р а т у р а

1. Э.А. Т и й г и м я г и. Об оптимальном управлении нормальным режимом распределительной сети на основе статистического анализа оптимальных режимов. См. наст.сб., с. 35 - 39.
2. Р.А. С и р к е л ь, Э.А. Т и й г и м я г и. Об эквивалентных экономических характеристиках узлов нагрузки. - "Труды Таллинского политехнического ин-та. Сер. А", 1971, № 305, с. 61 - 65.
3. Н.А. М е л ь н и к о в. Электрические сети и системы. "Энергия", М., 1969. 456 с.
4. П.Х. Р а э с а а р, Г.А. С е й е р. К учету допустимых отклонений напряжения при оптимизации нормальных режимов распределительных сетей. См. наст. сб., с. 65 - 69.

G. Seier, E. Tiigimägi

The Mathematical Model to Optimize the Normal
States of Distribution Networks

Summary

The problems of modelling the optimal normal states of the distribution networks are considered here.

УДК 621.316.1

Г.А. Сейер

АНАЛИЗ ОПТИМАЛЬНЫХ НОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Изложенный в [1] подход позволяет проводить предварительное исследование законов регулирования автоматических регуляторов (АР) в распределительной сети (РС) на основе статистического анализа оптимальных нормальных режимов. Полученные при помощи математической модели [2] оптимальные значения управляемых параметров режима служат статистическим материалом для определения законов регулирования для АР.

Законы регулирования напряжения в центре питания РС и мощностей нагрузок компенсирующих устройств (КУ) у потребителей зависят от схемы распределительной сети, ее параметров, от места установки и располагаемой мощности КУ.

При заданных схеме РС, параметрах ее элементов, мест установки и располагаемых мощностей КУ основной задачей является выявление характера и силы связи между измеряемыми и управляемыми параметрами режима. В общем случае зависимости между измеряемыми и управляемыми параметрами режима можно представить в виде

$$Z_i = F_i(X_i), \quad (I)$$

где Z_i - i -ый управляемый параметр режима;
 X_i - вектор исходных измеряемых параметров режима;
 F_i - закон регулирования i -го АР, который реализует связь между Z_i и X_i .

В зависимости от места установки КУ могут быть измерены и исследованы разные параметры режима.

У потребителей, питающихся от тупиковых линий РС, могут быть измерены напряжения, полный ток, активная и реактивная составляющие тока нагрузки потребителей, ток нагрузки КУ, а также и соответствующие мощности. У потребителей, питающихся от магистральных линий, можно измерять дополнительно токи и потоки мощности в приходящей и отходящей линиях. Эти параметры несут некоторую информацию о состоянии потребителей и действий регуляторов, расположенных дальше от данного потребителя.

Для регулирования напряжения в центре питания РС могут быть измерены полный ток, проникающий через питающий трансформатор, составляющие тока, а также соответствующие мощности.

Выписывая возможные компоненты вектора X_i в (1) регулирования для напряжения центра питания в общем виде

$$V_o = f_o(P_o, Q_o, S_o, I_{ao}, I_{po}, I_o), \quad (2)$$

где V_o - отклонение напряжения центра питания РС от номинального;

f_o - закон регулирования, вид и параметры которого подлежат определению;

P_o, Q_o - суммарная активная и реактивная мощности нагрузки РС;

S_o - полная мощность суммарной нагрузки РС;

I_{ao}, I_{po} - активная и реактивная составляющие суммарного тока РС;

I_o - ток нагрузки РС.

Аналогично можем искать законы регулирования для КУ, установленных у тупиковых потребителей, в общем виде

$$I_{ci} = f_i(p_i, q_i, s_i, U_i, I_{ai}, I_{pi}, I_i), \quad (3)$$

где I_{ci} - ток нагрузки КУ;

p_i, q_i - активная и реактивная мощности нагрузки потребителя;

s_i - полная мощность потребителя;

- U_i - напряжение потребителя;
 I_{ai}, I_{pi} - активная и реактивная составляющие тока нагрузки потребителя;
 I_i - полный ток потребителя.

Для КУ, установленных у потребителей, питающихся от магистральных линий, кроме приведенных в (3) параметров, прибавляются еще токи и мощности в линиях. Законы регулирования (2) и (3) аппроксимируются регрессионными уравнениями по перечисленным параметрам.

При статистическом анализе данных, полученных при вычислениях по [2] целесообразно исключить из рассмотрения данные, соответствующие предельным значениям регулируемых параметров V_0 и I_{ci} в (2) и (3). "Очищенные" таким образом данные позволяют получить оценку закона регулирования V_0 и I_{ci} в возможном диапазоне изменения регулируемых параметров.

Регрессионные уравнения (2) и (3) предполагаются линейными по их коэффициентам. При этом параметры, представляющие собой нелинейные комбинации некоторых других параметров, рассматриваются как самостоятельные.

Коэффициенты регрессионных уравнений (2) и (3) определяются при помощи шаговой регрессии. На каждом шаге в регрессионное уравнение добавляется из невходящих в регрессию параметров тот, который дает максимальное уменьшение остаточной дисперсии. Вычисления прекращаются, если уменьшение остаточной дисперсии от добавления очередного параметра оказывается незначимым по критерию Фишера [3].

Погрешность аппроксимации может быть определена по формуле

$$\delta = \frac{\sigma_{\text{ост}}}{p^+ - p^-} 100 [\%], \quad (4)$$

где $\sigma_{\text{ост}}$ - остаточная дисперсия при аппроксимации;
 p^+, p^- - соответственно максимальное и минимальное значения регулируемого параметра.

На основе проведенных расчетов в большинстве случаев получено уравнение для оптимального регулирования напряжения центра питания РС в виде

$$V_0 = c + kI_0. \quad (5)$$

Добавочно в (2) был рассмотрен вариант

$$V_0 = f(P_0, Q_0). \quad (6)$$

При анализе получено, что закон регулирования содержит в этом случае только P_0 :

$$V_0 = c_1 + k_1 P_0. \quad (7)$$

При этом сравнение остаточных дисперсий уравнений (5) и (7) по критерию Фишера не дает оснований предпочитать один закон регулирования другому. В обоих случаях погрешность δ не превышает 10 %.

Для КУ как у тупиковых, так и у магистральных потребителей, относительно близких к центру питания РС, подходящим видом закона КУ является уравнение

$$I_{ci} = c_2 + k_2 I_{pi}. \quad (8)$$

Для КУ, установленных у отдаленных потребителей, подходящим видом закона регулирования получается

$$I_{ci} = c_3 + k_3 I_i. \quad (9)$$

В обоих случаях $\delta < 15$ %.

У потребителей с асинхронной нагрузкой близких к центру питания РС напряжения в большинстве случаев близки к оптимальным их значениям, и большой экономический эффект может быть получен от уменьшения потерь активной мощности. У отдаленных же потребителей напряжения обычно ниже оптимальных, и больший эффект получается от уменьшения потерь напряжения в питающих линиях.

Этим, по-видимому, и объясняется зависимость вида закона регулирования от электрического расстояния КУ от центра питания.

Оптимальные законы регулирования напряжения в центре питания РС и КУ выводятся предполагая их непрерывное регулирование. Необходимое количество ступеней регулирования может быть в принципе определено на основе гипотезы о равенстве остаточных дисперсий.

Проведенные расчеты показали, что при учете экономических характеристик потребителей оптимальное регулирование КУ по напряжению в допустимых пределах последнего не может быть осуществлено.

Получение исходной информации для проведения статистического анализа режимов РС среднего напряжения представляет значительные трудности. Большинство распределительных подстанций (РП) работает без постоянного дежурного персонала, запись графиков нагрузки не производится. Данных "Энергообита" по замерам суточных графиков зимнего максимума и летнего минимума недостаточно для исследования и осуществления оптимального регулирования. Необходимость в получении более детальной информации о нагрузках должна быть обоснована на базе оценки экономической эффективности рассмотренного способа регулирования.

Л и т е р а т у р а

1. Э.А. Т и й г и м я г и. Об оптимальном управлении нормальным режимом распределительной сети на основе статистического анализа оптимальных режимов. См. наст. сб., с. 35 - 39.
2. Г.А. С е й е р, Э.А. Т и й г и м я г и. Математическая модель оптимизации нормального режима распределительной сети. См. наст. сб., с. 47 - 52.
3. Программы для ЭЦМ "Минск-2". Вып. 2. Таллин, 1966. (Институт кибернетики АН ЭССР).

G. Seier

On the Analyses of the Optimal Normal States
of the Distribution Network

Summary

The method to determine the optimal law-governed regulating process of the power capacitors and voltage in distribution networks is given. Regulating process is based on the local parameters of the regime measured in the allocation place of power capacitors on voltage regulators.

УДК 621.316.1

Р.А. Сиркель

ПРИБЛИЖЕННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЭКОНОМИЧЕСКИХ
ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ

Для оптимального управления режимами распределительных сетей необходимо знать числовые значения экономических характеристик электроприемников (ЭП) или их соединений - электропотребителей. До настоящего времени в литературе опубликовано еще слишком мало данных о них.

Наиболее точным будет экспериментальное определение экономических характеристик. Но такой подход имеет свои существенные недостатки. Требуемые натурные эксперименты дорого стоящие, и проведение их не всегда может быть экономически обосновано. Полученные результаты можно применять только для частных случаев. Поэтому представляет интерес аналитический подход как более общий, хотя и менее точный. Результаты, полученные экспериментальным путем, должны служить для проверки аналитических.

В настоящей статье рассматривается приближенное определение аналитическим путем коэффициентов удельных экономических характеристик электроприемников, которые можно аппроксимировать полиномом второй степени [1,2]

$$y = \alpha V^2 + \beta V, \quad (I)$$

где y - удельный экономический ущерб от отклонения напряжения, отнесенный к единице мощности, руб/кВт.ч;

V - относительное отклонение напряжения у ЭП;

α, β - коэффициенты удельного экономического ущерба ЭП, 10^{-3} , руб/кВт.ч.

Значения коэффициентов α и β зависят от трудно учитываемых местных условий работы ЭП. Эти местные условия можно приближенно характеризовать некоторыми обобщенными факторами. Такими будут номинальная мощность и стоимость ЭП, стоимость продукции, вырабатываемой с ЭП связанными механизмами, уровень освещенности, поддерживаемым источником освещения, загрузка при асинхронных двигателях и т.п.

Представляется целесообразным для различных видов ЭП определить зависимости коэффициентов α и β от этих факторов Z функциями

$$\alpha = F_1(Z), \quad (2)$$

$$\beta = F_2(Z). \quad (3)$$

С помощью полученных моделей можно приближенно дать для каждого конкретного случая коэффициенты удельного экономического ущерба ЭП.

Зависимости (2) и (3) являются стохастическими. Для определения их переменных следует задаваться различными значениями Z (различными параметрами и режимами ЭП) и на основании формулы (1) рассчитать коэффициенты α и β . Искомые функции могут быть определены методом регрессионного анализа.

Составлены программы для расчета моделей (2) и (3) для асинхронной и осветительной нагрузок на алгоритмическом языке ФОРТРАН. Изменение напряжения у ЭП рассматривается в пределах $\pm 10\%$ от номинального напряжения. Расчет ущерба производится по методике, предложенной в [3], применением общеизвестных аналитических формул зависимостей технических показателей ЭП от напряжения.

Результаты исследования асинхронной нагрузки показывают, что наиболее сильно влияющими факторами на величину коэффициентов α и β являются номинальные параметры двигателей, их загрузка и величина удельного ущерба от недовыработки продукции. При этом наиболее сложны зависимости коэффициентов ущерба от номинальных параметров двигателей (например, от номинальной мощности).

Т а б л и ц а 1

P_n [кВт]	Аналитические выражения зависимостей	
I	$\alpha = 80 m^2 + (100 m^3 + 200 m^2 + 50 m) y_n$	
	$\beta = -7 m^2 - 120 m y_n$	
2,8	$\alpha = 38 m^2 + (100 m^3 + 200 m^2 + 20 m) y_n$	
	$\beta = -4 m^2 - 96 m y_n$	
7(10)	$\alpha = 19 m^2 + (80 m^3 + 180 m^2) y_n$	
	$\beta = -2 m^2 - 82 m y_n$	
20	$\alpha = 11 m^2 + (40 m^3 + 150 m^2) y_n$	
	$\beta = -m^2 - 62 m y_n$	
40(75)	$\alpha = 9 m^2 + (30 m^3 + 130 m^2) y_n$	
	$\beta = -m^2 - 53 m y_n$	
100	$\alpha = 7 m^2 + (20 m^3 + 100 m^2) y_n$	
	$\beta = -m^2 - 33 m y_n$	

В таблице 1 приведены полученные приближенные аналитические зависимости α и β от загрузки m и удельного ущерба от недовыработки продукции y_n для двигателей серии А номинальной мощностью от 1 кВт до 100 кВт. Изменение m рассматривалось в пределах 0,5 - 1,0 и y_n - 0 - 0,6 руб/кВт.ч.

В случае осветительной нагрузки наиболее сильно влияющими факторами будут стоимость ламп, удельный ущерб от недовыработки продукции и уровень освещенности.

В таблице 2 приведены для осветительных приборов зависимости α и β от их стоимости c и y_n при двух уровнях освещенности E .

Т а б л и ц а 2

Вид ЭП	Аналитические выражения зависимостей	
	$E = 60$ лк	$E = 750$ лк
Лампы накаливания	$\alpha = 6 + 100c + 700 y_n$	$\alpha = 6 + 100c + 245 y_n$
	$\beta = 16 + 20c - 140 y_n$	$\beta = 16 + 20c - 240 y_n$
Люминесцент- ные лампы	$\alpha = 28 - 0,27c + 600 y_n$	$\alpha = 28 - 0,27c + 120 y_n$
	$\beta = 18 + 0,27c - 160 y_n$	$\beta = 18 + 0,27c - 230 y_n$

Стоимость ламп накаливания рассматривалась в пределах 0,5 - 3,0 руб/кВт и люминесцентных ламп - 30 - 75 руб/кВт. Люминесцентные лампы принимались включенными по схеме с расщепленной фазой.

Л и т е р а т у р а

1. Л.А. С о л д а т к и н а. К вопросу определения экономических характеристик одиночного асинхронного двигателя.- "Труды Московского энерг. ин-та", 1964, вып. 54, с. 317-337.
2. А.В. Б у р б а. Вопросы количественной оценки качества напряжения и оптимизации его режимов в городских электрических сетях. Автореф. дис. на соиск. ученой степени канд. техн. наук. Каунас, 1970.
3. Б.А. К о н с т а н т и н о в, Г.З. З а й ц е в. Определение народнохозяйственного ущерба в промышленности при отклонениях напряжения. - "Электричество", 1966, № 5, с. 1 - 4.

The Approximate Determination of the Economical
Characteristics Coefficients of Electrical Con-
sumers

К ВОПРОСУ ДОПУСТИМЫХ ОТКЛОНЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ
ИЛИ ОПТИМИЗАЦИИ НОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ
ПРЕДСТАВЛЯЕМЫХ СЕТЕЙ

Summary

The determination of the coefficients of economical characteristics of electrical consumers as functions of some generalized factors is estimated.

При оптимизации нормального режима распределительной сети были бы более обоснованной значимой информацией для потребителей экономическими характеристиками, связанными с зависимостью ущерба от отклонения напряжения. Такие характеристики в настоящее время разрабатываются. Эти характеристики, обычно второй степени, могут быть использованы при расчетах, не выходящих за "допустимые пределы". Ввод жестких ограничений на отклонения напряжений приводит формулы к экспоненциальному увеличению ущерба на пределах допустимой области до бесконечности. Это может быть рассмотрено как модель аппроксимации недостаточной изученных частей экономической характеристики.

Ввод жестких ограничений в процессе оптимизации приводит к несовместности, если режим в допустимых пределах не существует. Также требуется постоянная проверка допустимости режима в процессе оптимизации.

П.Х. Раазаар, Г.А. Сейер

К УЧЕТУ ДОПУСТИМЫХ ОТКЛОНЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ
ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ НОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАС-
ПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

При оптимизации нормального режима распределительной сети [1] должны быть соблюдены технические ограничения на переменные состояния. Допустимые отклонения напряжения у электроприемников установлены ГОСТом 13109-67. Ограничения на отклонения напряжения установлены главным образом потому, что рассматривается только часть модели системы электроснабжения и разорванные связи с приемниками заменяются ограничениями.

При оптимизации нормального режима распределительной сети была бы более обоснованной замена приемников или потребителей экономическими характеристиками, отражающими зависимость ущерба от отклонения напряжения. Такие характеристики в настоящее время разрабатываются. Эти характеристики, обычно второй степени, могут быть использованы при напряжениях, не выходящих за "допустимые пределы". Ввод жестких ограничений на отклонение напряжения приводит формально к скачкообразному увеличению ущерба на пределах допустимой области до бесконечности. Это может быть рассмотрено как некая аппроксимация недостаточно изученных частей экономической характеристики.

Ввод жестких ограничений в задачу оптимизации приводит к несовместимости, если режим в допустимых пределах не существует. Также требуется постоянная проверка допустимости режима в процессе оптимизации.

Предлагается заменить экономически строго необоснованные жесткие ограничения штрафной функцией вида

$$\psi(V) = \frac{K}{d^N} (V - V_{cp})^N, \quad (I)$$

где V - относительное отклонение напряжения ($V = (U - U_n) / U_n$);

V_{cp} - среднее значение допустимой области относительных отклонений напряжения ($V = (V^+ + V^-) / 2$);

d - половина допустимой области относительных отклонений напряжения ($d = (V^+ - V^-) / 2 = V^+ - V_{cp} = V_{cp} - V^-$);

N - большое по величине положительное целое четное число;

K - положительная константа.

Удельная экономическая характеристика приемника

$$f(V) = aV + bV^2, \quad (2)$$

где a, b - коэффициенты характеристики, примет после ввода штрафной функции (I) вид

$$F(V) = aV + bV^2 + \frac{K}{d^N} (V - V_{cp})^N. \quad (3)$$

Чем больше N и K , тем больше приближается $\psi(V)$ к жестким ограничениям.

Ввод штрафной функции вида (I) приводит к некоторому искажению удельной экономической характеристики в "допустимых пределах". Искажение тем меньше, чем меньше K и чем больше N . Допуская на границах относительную погрешность g так, чтобы

$$\frac{\psi(V^+)}{|f(V^+)|} \leq g; \quad \frac{\psi(V^-)}{|f(V^-)|} \leq g,$$

получим, зная что $\psi(V^+) = \psi(V^-) = K$, условия для определения константы K в виде

$$K \leq g|f(V^+)|; \quad K \leq g|f(V^-)|.$$

Нижняя оценка положительного целого четного числа N может быть определена из условия, чтобы отклонение напряжения, соответствующее минимуму функции (3), находилось в "допускаемых пределах"

$$V^- \leq V_{opt} \leq V^+;$$

где $V_{\text{олт}}$ определяется из условия

$$\frac{\partial F(V)}{\partial V} = 0.$$

Об удачности выбора K можно после проведения расчетов оптимального режима судить по вероятности выхода отклонения напряжения у потребителей за установленные ГОСТом пределы.

Некоторые расчеты показывают, что удовлетворительные результаты можно получить во многих случаях уже при $N = 8$.

При отсутствии экономических характеристик потребителей можно считать $a = b = 0$ и функция (3) будет содержать только штрафную функцию для учета ограничений:

$$F(V) = \frac{K}{d^N} (V - V_{\text{ср}})^N.$$

Если задана эквивалентная экономическая характеристика распределительной подстанции, то ущерб от отклонения напряжения может быть определен как

$$F(V, P, Q) = f(V, P, Q) + \psi(V, P, Q),$$

где $f(V, P, Q)$ - эквивалентная экономическая характеристика без ограничений [2];

P, Q - соответственно суммарные активная и реактивная нагрузки подстанции.

Если допустимые пределы напряжения на распределительной подстанции определены приближенно через суммарные активные мощности нагрузки, как

$$V^+ = c^+ + g^+ P; \quad V^- = c^- + g^- P,$$

где c^+, c^-, g^+ и g^- - константы, то подставляя их в (1), получим

$$\psi(V, P) = KP \left[\frac{2V - (c^+ + c^-) - (g^+ + g^-)P}{(c^+ - c^-) + (g^+ - g^-)P} \right]^N.$$

При применении характеристик ущерба вида (3) отпадают ограничения в виде неравенств и оптимальный режим всегда существует без дополнительных критериев.

Л и т е р а т у р а

1. Г.А. Сейер, Э.А. Тийгимяги. Математическая модель оптимизации нормального режима распределительной сети. См. наст. сб., с. 47 - 52.
2. Р.А. Сиркель, Э.А. Тийгимяги. Об эквивалентных экономических характеристиках узлов нагрузки. - "Труды Таллинского политехнического института. Сер. А", 1971, № 305, с. 61 - 65.

On the Derivation of Penalty Functions Used in
Optimizing the Normal States of Networks

Summary

The derivation of penalty functions which consider the economic characteristics of the electric power consumers is given. Some possibilities of using the penalty functions in optimizing the normal regime of the distribution network are shown.

М.В. Мельдорф, П.Х. Разсаар, Г.А. Сейер,
Э.А. Тийгимяги, Т.Р. Дсс

ПРОГРАММЫ ОПТИМИЗАЦИИ КОНФИГУРАЦИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СЕТЕЙ 35 - 330 кВ

Комплексная оптимизация полной схемы сложной электрической сети (с выбором номинальных напряжений, мест расположения подстанций и их коммутационных схем, конфигураций сетей разных номинальных напряжений, с учетом требований надежности и т.п.) в прямом виде на современных ЦВМ пока еще нереальна ввиду чрезвычайной громоздкости этой задачи. Поэтому она должна быть решена по частям.

На кафедре электрических систем ТПИ по заказу "Эстонглавэнерго" разработаны программы поиска оптимальных конфигураций электрических сетей 35 - 330 кВ на ЦВМ "Минск-22" при заданных номинальных напряжениях сетей, мест расположения подстанций, их основных параметров и нагрузок потребителей.

При разработке программ за основу принята методика, приведенная в [1] с некоторыми дополнениями и изменениями.

Требования надежности сети учитываются элементарным путем задания минимально необходимого количества питающих линий для каждого узла.

Задача оптимизации конфигурации сети сводится к такому выбору количества линий, их соединений, соответствующего потокораспределения и марок проводов, при котором выполнены заданные элементарные требования надежности и критерий оптимальности

$$\min \sum_{i=1}^N Z_i L_i,$$

где N - количество ветвей (линий, трансформаторов);

Z_i - приведенные удельные затраты i -ой ветви;

L_i - длина i -ой ветви.

Для трансформаторов принимается т.н. фиктивная длина, полученная путем деления реактивного сопротивления трансформатора на среднее погонное реактивное сопротивление воздушных линий.

Удельные приведенные затраты ветвей рассматриваются как квадратичные функции протекающей в ветви мощности.

В связи с нецелесообразностью перебора всех возможных конфигураций сложной сети заданы три конфигурации:

- фиксированная, состоящая из существующих или строящихся ветвей, безусловно входящих в состав оптимизируемой сети;

- максимальная, состоящая из фиксированных и всех интуитивно выбранных возможных ветвей;

- исходная - некоторая интуитивно выбранная сравнительно рациональная схема, соответствующая заданным требованиям надежности.

Задание фиксированной конфигурации освобождает ЦМ от варьирования соответствующих ветвей. Задание максимальной конфигурации позволяет из числа сравниваемых вариантов исключить явно нецелесообразные.

Для дальнейшего уменьшения сравниваемых вариантов производится поиск оптимальной конфигурации путем направленного перебора вариантов, соседних друг с другом. Последние получаются из предшествующей схемы с помощью одной из следующих операций:

1) прибавления одной линии; 2) убавления одной линии; 3) замены одной линии другой. Замена происходит соответственно значению т.н. радиуса замены R . При $R = 1$ заменяется линия, соединенные с одним и тем же узлом. При $R = 2$ возможна дополнительно замена линий, соединенных с соседними узлами и т.д.

Если при переборе встречается вариант с меньшими расчетными затратами по сравнению с исходной, то происходит

его запоминание для последующего сравнения. Такие расчеты ведутся до тех пор, пока результирующий вариант после очередного полного цикла перебора по всем узлам сети не совпадет с исходным для данного цикла.

Повторяя перебор вариантов при различных исходных конфигурациях или изменяя порядок составления соседних вариантов (с помощью ключей на пульте ЦВМ) получается с достаточной вероятностью глобальный или близкий к нему локальный оптимум.

Описанный алгоритм реализован в виде двух отдельных программ:

- программа ТОКОР для оптимизации конфигураций сетей с номинальными напряжениями 110 - 330 кВ, работающих обычно замкнуто;

- программа ЯКОР для оптимизации конфигураций разомкнутых сетей с номинальным напряжением 35 кВ.

Программа ТОКОР позволяет выполнить поиск оптимума в сети с максимальным количеством узлов, равным 96, и ветвей в максимальной конфигурации, равным 192. Число контуров в каждом сравниваемом варианте не должно превышать 37.

Для увеличения скорости расчета приняты допущения, позволяющие свести задачу потокораспределения к решению упрощенных контурных уравнений [2].

Программа ЯКОР позволяет оптимизировать разомкнутую сеть с максимальным количеством узлов, равным 330, и ветвей в максимальной конфигурации, равным 530.

Полное потокораспределение определяется только один раз. После образования очередного соседнего варианта корректируется первоначальное потокораспределение методом наложения.

Удельные приведенные затраты ветвей могут быть представлены 94 различными характеристиками в программе ТОКОР и 126 характеристиками в программе ЯКОР.

В качестве конечных результатов выдаются на печать в виде соответствующих таблиц оптимальная конфигурация, пото-

ки мощностей в ветвях и приведенные затраты для каждой ветви. Программа ТОКОР может выдать по желанию до 18 наилучших вариантов. Программа ЯКОР выводит на печать наилучший вариант после каждого цикла обхода всех узлов.

Кроме отмеченных программ составлена на алгоритмическом языке FORTRAN вспомогательная программа для составления характеристик удельных приведенных затрат ветвей, которая печатает коэффициенты характеристик, значения мощностей, при которых целесообразен переход от одноцепной ветви к двухцепной и экономичные интервалы мощностей для различных марок проводов и трансформаторов.

Указанные программы практически опробованы и могут использоваться для получения нескольких вариантов сетей, подлежащих более детальному обследованию в процессе проектирования в целях учета требований по надежности, допустимых отклонений напряжений и т.п.

Практические расчеты выполнялись на ЦМ "Минск-32". Время расчета одного варианта составляло программой ТОКОР при количестве узлов 60 - 96 в среднем 10 - 20 сек, программой ЯКОР при количестве узлов 100 - 300 в среднем 0,5 - 3 сек. Расчет сходился в большинстве случаев после третьего полного цикла перебора вариантов. Общее количество сопоставленных вариантов составляло в зависимости от количества узлов и ветвей от нескольких сотен до нескольких тысяч.

Общее время расчета при оптимизации перспективной конфигурации электрических сетей 35-300 кВ Эстонской энергосистемы составляло 8 часов.

Основное уменьшение приведенных затрат получается после первого цикла (90 - 98 % от общего уменьшения). После второго цикла получается 2 - 9 %, а после третьего лишь 0,3 - 1 % от общего уменьшения. Это позволяет при необходимости ограничиваться только двумя первыми циклами.

Л и т е р а т у р а

И. Н г у е н М а й, О.В. Щ е р б а ч е в. Алгоритмы и программы для определения оптимальных конфигураций электрических сетей с учетом бесперебойности электроснабжения

T. Juss, M. Meldorf, P. Raesaar,
G. Seier, E. Tiigimägi

Computer Programs for Designing the Optimal
Networks

Summary

The programs for the computer "Minsk-22" used for designing the optimal networks (35 - 330 kV) are described in this paper.

А.Я. Аннус, О.И. Гроссман, Т.Л. Метусала,
Р.А. Ойдрам, О.О. Таупере

ИССЛЕДОВАНИЕ СХЕМЫ КОНТРОЛЯ СТЕКЛЯННЫХ ИЗОЛЯТОРОВ
В НЕПРЕРЫВНОМ ПОТОКЕ ИСКР

Стандарты и технические условия на высоковольтные изоляторы требуют, чтобы все изоляторы прошли испытание в непрерывном потоке искр. Предусматривается, что схема испытательной установки и приложенное напряжение должны обеспечивать на изоляторе искровые разряды, не переходящие в дугу. Параметры элементов схемы и напряжение стандартами не оговариваются.

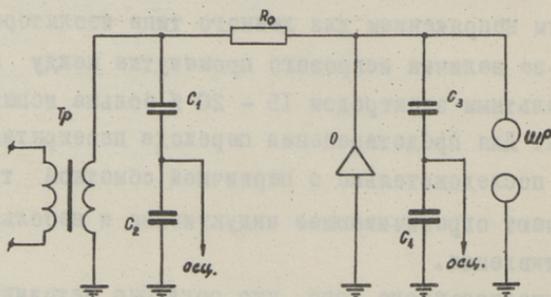
В [1] указывается, что напряжение, которое необходимо получить от испытательного трансформатора определяется испытательным напряжением для данного типа изолятора и выбирается из-за наличия искрового промежутка между изолятором и высоковольтным электродом 15 - 20 % больше испытательного напряжения. Для предотвращения перехода перекрытия изолятора в дугу последовательно с первичной обмоткой трансформатора включают ограничивающее индуктивное и небольшое активное сопротивление.

Из вышесказанного ясно, что согласно методике [1] на изоляторы подается напряжение, приблизительно равное сухо-разрядному напряжению испытываемых изоляторов. При этом очевидно, что при каждой полуволне приложенное напряжение по-

вышается до сухоразрядного, после чего происходит искровое перекрытие изолятора, которое прекращается не позже прохождения напряжения через нуль. Отсюда следует, что в потоке искр отбракуются изоляторы, пробивное напряжение которых равно или меньше сухоразрядного напряжения. Одновременно проверяется, по-видимому, и тепловая устойчивость изоляторов.

Изоляторы, у которых пробивное напряжение равно или ниже сухоразрядного, следует отнести к изоляторам с грубыми производственными дефектами. Качественными являются изоляторы, у которых пробивное напряжение не менее чем в 1,6 раза превышает выдерживаемое напряжение в сухом состоянии (требование ГОСТа И5И6-68). Следовательно, при контроле изоляторов в потоке искр по методике [1] в поставляемых партиях могут встречаться изоляторы, пробивное напряжение которых ниже допустимого.

Целью настоящей работы явилось исследование возможности повышения напряжения на изоляторах во время испытания в потоке искр до минимально допустимого пробивного напряжения для данного типа изоляторов. Исследования проводились применительно к стеклянным изоляторам ШЖ-ЮС, выпускаемым комбинатом "Ярваканди Техасед".



Фиг. 1. Схема испытательной установки.

Испытательная установка. В качестве источника питания использовался каскад из двух трансформаторов ИОМ-100/25. К каскаду подключалась схема, показанная на фиг. 1 (на фигуре источник питания показан упрощенно в виде одного трансформатора Тр).

В данной работе вместо включения токоограничивающего сопротивления последовательно с первичными обмотками трансформаторов каскада был использован второй известный метод - включение ограничивающего сопротивления R_0 последовательно с испытуемым объектом O . Величину R_0 меняли при этом в пределах от 3 до 35 МОм. Для получения необходимых величин R_0 пользовались как водяными сопротивлениями, так и набором резисторов КЭВ-40 (10 МОм). С целью осциллографирования напряжения параллельно к источнику питания, а также к испытуемому изолятору подключились емкостные делители напряжения C_1C_2 и C_3C_4 . Емкости конденсаторов C_1 и C_3 выбирались примерно равными 1 - 2 пФ, конденсаторов C_2 и C_4 0,1 и 0,01 мкФ соответственно. Напряжение от делителей напряжения подавалось к двухлучевому осциллографу СИ-18.

Амплитудное значение падающего на изолятор напряжения измерялось шаровым разрядником ШР с диаметром шаров 10 см.

Результаты исследований. Стандарты и технические условия требуют существования на поверхности изолятора непрерывного потока искр. Поэтому первой задачей было определение зависимости напряжения возникновения непрерывного потока искр от величины ограничивающего сопротивления R_0 . Так как форма разряда на изоляторе зависит при постоянном R_0 от приложенного напряжения, то сначала сформулировали четыре стадии разряда:

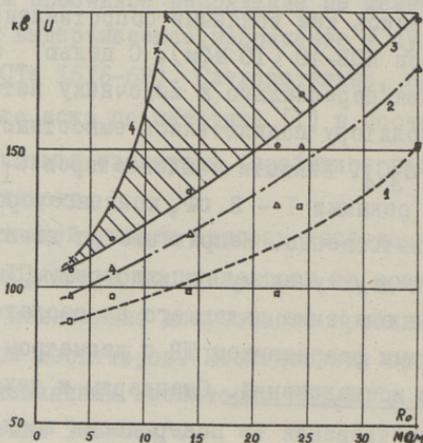
а) разряды под обкой изолятора - первые разряды, которые появляются при плавном подъеме напряжения. На верхней поверхности изолятора разряды отсутствуют;

б) единичные искровые перекрытия - полные перекрытия изоляторов. Интервалы между отдельными перекрытиями можно различить глазом;

в) непрерывный поток искр - полные перекрытия изоляторов. Промежутка между отдельными разрядами глазом невозможно различить;

г) дуговое перекрытие изолятора.

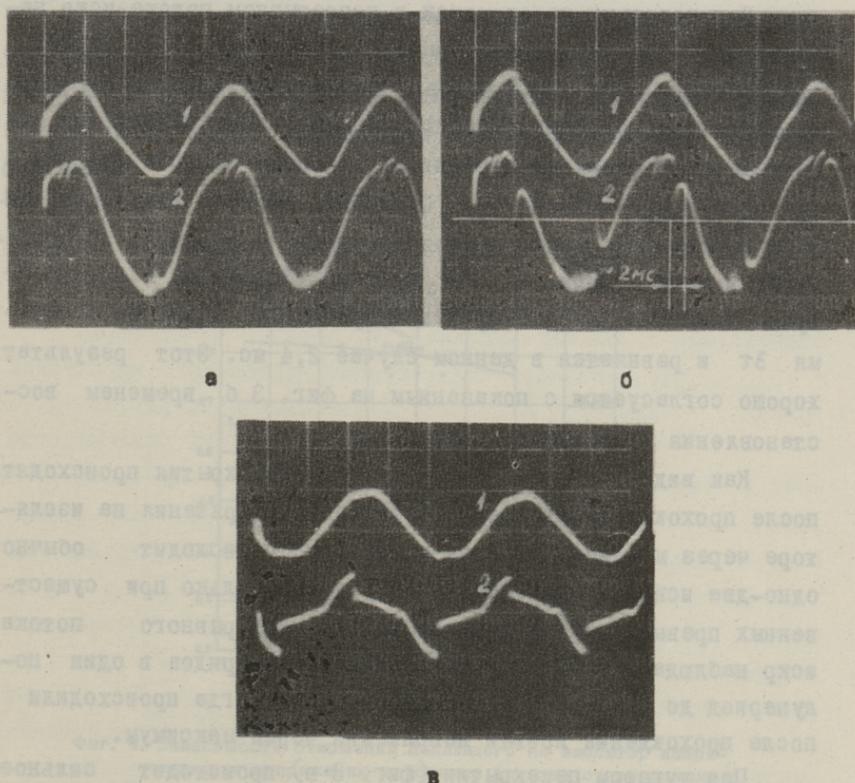
На фиг. 2 показаны зависимости напряжения начала различных стадий разряда на изоляторе ШЖБ-10С от величины ограничивающего сопротивления R_0 . Кривая 1 соответствует началу разрядов под юбкой изолятора, кривая 2 - началу единичных искровых перекрытий, кривая 3 - началу непрерывного потока искр и кривая 4 - возникновению дугового перекрытия. На фигуре заштрихована область приложенного напряжения, при которой на поверхности изолятора существует непрерывный поток искр.



Фиг. 2. Зависимости напряжения начала различных стадий разряда на изоляторе ШЖБ-10С от величины ограничивающего сопротивления.

Как следует из фигуры, с ростом величины ограничивающего сопротивления область напряжений, при которой образуется непрерывный поток искр, расширяется. Также можно отметить, что с увеличением R_0 напряжение возникновения дугового перекрытия резко повышается. Это означает, что при больших ограничивающих сопротивлениях уменьшается возможность перехода потока искр в дуговое перекрытие от случайных изменений приложенного напряжения и величины R_0 . Специально поставленные опыты показали, что в пробитых изоля-

торах при этом по каналу пробоя все же протекает дуговой разряд. Следовательно, при больших предварительных сопротивлениях сохраняется возможность четкой отбраковки дефектных изоляторов.



Фиг. 3. Осциллограммы напряжения источника питания (1) и падающего на изолятор напряжения (2) при различных стадиях разряда на изоляторе.

На фиг. 3 показаны осциллограммы напряжения источника (1) и падающего на изолятор напряжения (2) при различных стадиях разряда на изоляторе. Осциллограмма 3 а получена при разрядах под юбкой изолятора ($U = 125$ кВ, $R_0 = 20$ МОм), осциллограмма 3 б - при непрерывном потоке искр ($U = 160$ кВ, $R_0 = 20$ МОм) и осциллограмма 3 в - при дуговом перекрытии изолятора ($U = 130$ кВ, $R_0 = 7$ МОм).

Приведенные осциллограммы показывают, что при разрядах под юбкой изолятора возникают около амплитудного значения падающего на изолятор напряжения небольшие скачки. Ввиду малой мощности этих разрядов скачки оказываются небольшими и напряжение восстанавливается быстро.

При искровых перекрытиях в непрерывном потоке искр напряжение на изоляторе падает практически до нуля, вследствие чего перекрытие прекращается и напряжение на изоляторе восстанавливается. Скорость восстановления определяется постоянной времени τ зарядки емкости изолятора $C_{\text{и}}$ через сопротивление R_0 . Суммарная емкость изолятора ШЖБ-10С и соединительного провода составляла примерно 40 пФ, поэтому в нашем случае $\tau = R_0 C_{\text{и}} \approx 20 \cdot 10^6 \cdot 40 \cdot 10^{-12} = 8 \cdot 10^{-4}$ с. Время восстановления напряжения происходит примерно за время 3τ и равняется в данном случае 2,4 мс. Этот результат хорошо согласуется с показанным на фиг. 3 б временем восстановления напряжения.

Как видно из фиг. 3 б, искровые перекрытия происходят после прохождения мгновенного значения напряжения на изоляторе через максимум. В один полупериод происходит обычно одно-два искровых перекрытия изолятора. Только при существенных превышениях напряжения начала непрерывного потока искр наблюдалось увеличение количества разрядов в один полупериод до 5 - 6. При этом перекрытия всегда происходили после прохождения кривой напряжения через максимум.

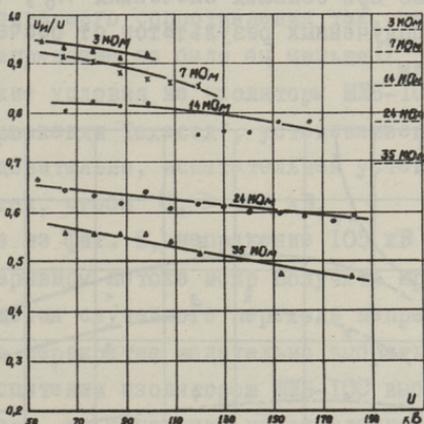
При дуговом перекрытии (фиг. 3 в) происходит сильное искажение синусоидальной формы напряжения на изоляторе.

На основе показанных осциллограмм выясняется также, что форма кривой напряжения источника питания (кривые I на фиг. 3) искажается только при дуговом разряде.

Из полученных осциллограмм можно сделать вывод о том, что при использовании ограничивающих сопротивлений 3-35 МОм всегда сохраняется амплитудное значение синусоидального напряжения на изоляторе. Это позволяет сделать важный вывод о том, что регулированием напряжения на изоляторах воз-

можно проверить их на отсутствие пробоя по требуемому в стандартах уровню.

Определение падающего на изолятор напряжения U_i производили шаровым разрядником. Полученные амплитудные значения пересчитали на эквивалентные им действующие значения синусоидального напряжения. Поскольку провалы от искровых разрядов в кривой напряжения относительно небольшие, то погрешности от такого эквивалентирования оказываются несущественными.

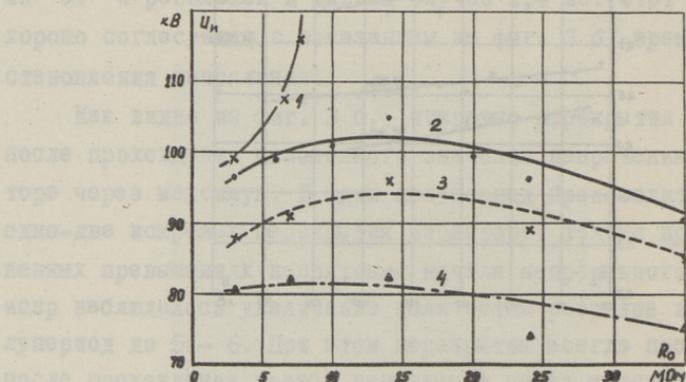


Фиг. 4. Зависимости отношения падающего на изолятор напряжения к напряжению источника питания от напряжения источника питания при различных значениях ограничивающего сопротивления.

На фиг. 4 представлены зависимости отношения падающего на изолятор напряжения U_i к напряжению источника питания U от напряжения U при различных значениях ограничивающего сопротивления R_0 . На этой фигуре штриховыми линиями представлены также расчетные зависимости $U_i/U = f(U)$, которые вычислялись с учетом распределения напряжения между ограничивающим сопротивлением R_0 и изолятором с емкостью $C_{и}$.

Как следует из фигуры, расчетное и действительное распределения напряжения согласуются хорошо только при малых значениях R_0 и при небольших напряжениях U . В остальных случаях, особенно при больших R_0 , можно отметить существенное расхождение между расчетным и действительным распределениями.

Это явление объясняется возникновением коронного разряда на проводе, соединяющем изолятор с предварительным сопротивлением. От тока короны появляется на ограничивающем сопротивлении дополнительное падение напряжения, которое особенно заметно при больших значениях R_0 , что и приводит к расхождению полученных результатов от расчета.



Фиг. 5. Зависимости падающего на изолятор напряжения от величины ограничивающего сопротивления при начале различных стадий разряда.

На фиг. 5 приведены зависимости напряжения начала различных стадий разрядов на изоляторе от величины ограничивающего сопротивления. Кривая 1 соответствует образованию дугового разряда на изоляторе, кривая 2 — возникновения непрерывного потока искр, кривая 3 — началу единичных искровых перекрытий и кривая 4 — появлению разрядов под облой изолятора.

Из фигуры следует, что от ограничивающего сопротивления зависит сильно только напряжение дугового перекрытия, остальные зависимости оказываются небольшими.

Выбор параметров схемы. Полученные результаты позволяют обоснованно выбирать основные параметры установки испытания изоляторов в непрерывном потоке искр — напряжение источника питания и величину ограничивающего сопротивления.

За основу выбора следует положить минимально допустимое пробивное напряжение $U_{\text{мин.доп}}$, которое устанавливается стандартом или техническими условиями на изолятор. После этого необходимо выбрать напряжение источника питания и величину ограничивающего сопротивления так, чтобы падающее на изолятор напряжение не было бы меньше $U_{\text{мин.доп}}$.

Технические условия на изоляторы ШЖБ-ИОС, выпускаемые комбинатом "Ярваканди Техасед", устанавливают $U_{\text{мин.доп}} = 105$ кВ. Следовательно, испытательная установка должна быть выбрана так, чтобы $U_{\text{и}} \geq 105$ кВ.

Как видно из фиг. 5, напряжение 105 кВ удается на изоляторе в непрерывном потоке искр получить при $R_0 \geq 6$ МОм. Для предотвращения случайного перехода непрерывного потока искр в дуговое перекрытие желательно выбрать $R_0 \geq 10$ МОм. Поэтому при испытании изоляторов ШЖБ-ИОС выберем $R_0 = 10 - 13$ МОм. Теперь, на основании установленной R_0 и требуемой $U_{\text{и}}$, найдем из фигуры 4 расчетом необходимое напряжение источника питания $U \approx 130$ кВ.

Проверочные опыты показали, что при выбранных параметрах установки на поверхности изоляторов создается устойчивый поток искр, не переходящих в дугу. Пробитые изоляторы при этом выделяются четко по возникновению дугового разряда сквозь каналы пробоя.

В ы в о д ы

1. Существующий метод контроля изоляторов в непрерывном потоке искр требует усовершенствования.

2. Для удаления из поставляемых партий изоляторов, у которых пробивное напряжение равно или ниже установленного в стандартах и технических условиях минимально допустимого $U_{\text{мин.доп}}$, необходимо их контролировать в условиях, при

которых напряжение, падающее на изолятор, равняется $U_{\text{мин.доп}}$.

3. Изоляторы ШЖБ-ИОС желательно проверить приложением напряжения 130 кВ через ограничивающее сопротивление 10 - 13 МОм.

Л и т е р а т у р а

1. В.Н. С и н я в с к и й. Расчет, конструирование и испытания изоляторов высокого напряжения. "Энергия", М.-Л., 1965, 168 с.

A. Annus, O. Grossman,
T. Metusala, R. Oidram,
O. Tapupere

Investigation of Glass Pin Insulator's Electrical Test Circuit (by flow of sparks)

Summary

Optimal parameters of glass pin insulator's electrical test circuit are discussed. Testing high voltage glass pin insulators by flow of sparks a series high resistance resistor is connected into the circuit. For the insulators SZhB-10 S the optimal value of the series resistance is 10 - 13 M Ω by testing voltage 130 kV.

С о д е р ж а н и е

1. М.Х. Валдма, М.Э. Кээл. О постановке задач оптимального корректирования планов режима электроэнергетической системы	3
2. М.Э. Кээл. Алгоритмы оптимального корректирования планов режима энергосистемы	13
3. М.Х. Валдма, Х.Э. Лелумеэс. Расчет и аппроксимация плановых характеристик элементов энергосистемы в вероятностно-определенных условиях..	19
4. М.В. Мельдорф, Э.А. Тийгимяги. Аппроксимация закона распределения нагрузки энергетической системы	27
5. Э.А. Тийгимяги. Об оптимальном управлении нормальным режимом распределительной сети на основе статистического анализа оптимальных режимов	35
6. Р.А. Сиркель, Э.А. Тийгимяги. Исследование централизованного регулирования напряжения на основе статистического анализа оптимальных режимов распределительной сети	41
7. Г.А. Сейер, Э.А. Тийгимяги. Математическая модель оптимизации нормального режима распределительной сети	47
8. Г.А. Сейер. Анализ оптимальных нормальных режимов распределительных сетей	53
9. Р.А. Сиркель. Приближенное определение коэффициентов экономических характеристик электроприемников	59

10. П.Х. Разсаар, Г.А. Сейер. К учету допустимых отклонений напряжения при оптимизации нормальных режимов распределительных сетей	65
11. М.В. Мельдорф, П.Х. Разсаар, Г.А. Сейер, Э.А. Тийгимяги, Т.Р. Дсс. Программы оптимизации конфигураций электрических сетей 35 - 330 кВ.....	71
12. А.Я. Аннус, О.И. Гроссман, Т.Л. Метусала, Р.А. Ойдрам, О.О. Тапупере. Исследование схемы контроля стеклянных изоляторов в непрерывном потоке искр	77

СБОРНИК СТАТЕЙ У

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Таллинский политехнический институт

Редактор К. М э л л е р

Технический редактор В. Р а н н и к

Сборник утвержден коллегией Трудов ТПИ 15/Ш 1974

Подписано к печати 28 авг. 1974 г.

Бумага 60x90/16. Печ. л. 5,5 + 0,5 прил. Уч.-изд. л. 3,9.

Тираж 350. МВ-05259. Зак. № 528 .

Ротапринт ТПИ, Таллин, ул. Коскла, 2/9.

Цена 39 коп.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ
СБОРНИК СТАТЕЙ

У

УДК 621.311.1

О постановке задач оптимального корректирования планов режима электроэнергетической системы. Валдма М.Х., Кээл М.Э. "Труды Таллинского политехнического института". 1974, № 364, с. 3-12.

Рассматривается проблема оптимального корректирования ранее определённых планов при уточнении исходной информации в детерминированной постановке. Предложен принцип согласования задач корректирования с задачами планирования, позволяющий корректировать планы режима упрощёнными методами. Излагаются некоторые результаты анализа эффективности приближённых методов корректирования.

Фигур 1, библиографий 10.

УДК 621.311.1.

Алгоритм оптимального корректирования планов режима энергосистемы. Кээл М.Э. "Труды Таллинского политехнического института". 1974, № 364, с.13-18.

Рассматривается алгоритм, позволяющий найти оптимальные корректировки к предыдущему плану режима сколь угодно упрощенно, независимо от того, по какой модели определен оптимальный план. Приведены общая схема и условия оптимальности корректирования.

Фигур 1, библиографий 2.

УДК 621.311.1

Расчет и аппроксимация плановых характеристик элементов энергосистемы в вероятностно-определенных условиях. Валдма М.Х., Лелумеэс Х.Э. "Труды Таллинского политехнического института". 1974, № 364, с.19-25.

Рассматривается метод плановых характеристик для учета случайных отклонений мощностей элементов энергосистемы (ЭС) при планировании режимов ЭС. Дается алгоритм расчета и программа расчета и аппроксимации плановых характеристик. Плановая характеристика относительных приростов вычисляется методом конечных приращений. Аппроксимация плановых характеристик производится методом наименьших квадратов. Программа ("ПЛАНХОП") составлена на машинном коде ЭЦМ типа М-20. Программа принята к внедрению в ЦДУ ЕЭС СССР. В статье приводятся также методика определения и анализ экономического эффекта учета случайных отклонений мощностей. Указывается, что учет случайных отклонений при суточном планировании позволяет повышать эффективность оптимизации в среднем на 10 - 30 %.

Фигур 1, библиографий 4.

УДК. 621.311.1.

Аппроксимация закона распределения нагрузки энергетической системы. Мельдорф М.В., Тийгимяги Э.А. "Труды Таллинского политехнического института". 1974, № 364, с. 27-33.

Описывается математическая модель нагрузки энергетической системы как нестационарного случайного процесса. Библиографий 2.

УДК.621.311.1

Об оптимальном управлении нормальным режимом распределительной сети на основе статистического анализа оптимальных режимов. Тийгимяги Э.А. "Труды Таллинского политехнического института". 1974, № 364, с. 35-39.

Рассматривается возможность оптимального управления режимом распределительной сети выбором законов регулирования для автоматических регуляторов на основе статистического анализа оптимальных режимов.

Библиографий 5.

УДК.621.311.1

Исследование централизованного регулирования напряжения на основе статистического анализа оптимальных режимов распределительной сети. Сиркель Р.А., Тийгимяги Э.А. "Труды Таллинского политехнического института". 1974, № 364, с. 41-46.

Рассматривается задача оптимального централизованного регулирования напряжения в распределительных сетях без оперативной телепередачи информации. Оптимальный закон регулирования напряжения определяется как оператор функциональной модели, где "входами" являются параметры режима, измеряемые в центре питания, и "выходом" — оптимальное напряжение. Расчеты показали применимость для оптимального регулирования напряжения существующих автоматических регуляторов, работающих по току.

Библиографий 4.

УДК 621.311.1

Математическая модель оптимизации нормального режима распределительной сети. Сейер Г.А., Тийгимяги Э.А. "Труды Таллинского политехнического института". 1974., № 364, с. 47-52.

Рассматриваются вопросы составления математической модели для определения оптимального режима распределительной сети с учетом потерь активной мощности и качества напряжения у потребителей.

Библиографий 4.

УДК 621.311.1

Анализ оптимальных нормальных режимов распределительных сетей. Сейер Г.А. "Труды Таллинского политехнического института". 1974, № 364, с. 53-58.

Рассматриваются некоторые вопросы определения оптимальных законов регулирования напряжения центра питания распределительной сети и мощности компенсирующих устройств у потребителей на основе статистической информации.

Библиографий 3.

УДК.621.311.1

Приближенное определение коэффициентов экономических характеристик электроприемников. Сиркель Р.А. "Труды Таллинского политехнического института". 1974, № 364, с. 59-63.

Рассматривается определение коэффициентов экономических характеристик электроприемников функцией от некоторых обобщенных факторов, с помощью которых можно приближенно характеризовать местные условия их работы. Искомые функции определены методом регрессионного анализа. Приведены результаты для асинхронной и осветительной нагрузок.

Библиографий 3.

УДК 621.311.1

К учету допустимых отклонений напряжения при оптимизации нормальных режимов распределительных сетей. Раэсаар П.Х., Сейер Г.А. "Труды Таллинского политехнического института", 1974, № 364, с. 65-69.

Предлагается заменить жесткие ограничения на допустимые отклонения напряжения у потребителей штрафной функцией, учитывающей экономическую характеристику потребителей.

Библиографий 2.

УДК 621.311.1

Программы оптимизации конфигураций электрических сетей 35 - 330 кВ. Мельдорф М.В., Раэсаар П.Х., Сейер Г.А., Тийгимяги Э.А., Дсс Т.Р. "Труды Таллинского политехнического института". 1974, № 364, с. 71-76.

Описываются программы поиска оптимальных конфигураций электрических сетей для ЦЕМ "Минск-22" при заданных номинальных напряжениях и мест расположения подстанций. Требования надежности учитываются заданием минимально необходимого количества линий, связанных с соответствующими узлами.

Библиографий 2.

УДК 621.315.620

Исследование схемы контроля стеклянных изоляторов в непрерывном потоке искр. Аннус А.Я, Гроссман О.И., Метусала Т.Л., Ойдрам Р.А., Таупере О.О. "Труды Таллинского политехнического института". 1974, № 364, с. 77-86.

По стандартам и техническим условиям все изоляторы должны проходить испытание в непрерывном потоке искр. Параметры элементов схемы и напряжение не оговариваются.

В работе показано, что выбором приложенного напряжения и ограничивающего сопротивления между источником питания и испытываемым изолятором возможно повышение напряжения на изоляторе до установленного в технических условиях минимально допустимого пробивного напряжения. Для изоляторов ШЛБ-10С, выпускаемых комбинатом "Ярваканди Техасед", предлагается произвести испытания в непрерывном потоке искр при напряжении источника питания 130 кВ и ограничивающем сопротивлении 10 - 13 МОм.

Фигур 5, библиографий 1.

Sp.6.7

EPI

620

Pointed

F 364

1974

Ep.6.7

TPI

620

Toimetised

N 364

1974

Hind 39 kop.