

СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И МОДЕЛИРОВАНИЕ В ЭНЕРГЕТИКЕ

УДК 621.311

З. П. Кришан, д-р техн. наук,
Х. Я. Абрамова, канд. техн. наук,
М. А. Раговска, мл. науч. сотр.
(Физико-энергетический ин-т Латвийской АН, Рига)

Учет ограничений в процессе оптимизации развития основных сетей ОЭС в динамической постановке задачи

Описан метод учета ограничений при оптимизации развития основных сетей ОЭС в динамической постановке задачи, использованный в ПК ОРС 18. Анализируются результаты оптимизации развития конкретных ОЭС с помощью ОРС 18.

Постановка задачи. По способу отображения процесса развития электрической сети во времени оптимизационные модели можно подразделить на одноэтапные (статические) модели, с помощью которых решается задача выбора оптимальных параметров и структуры сети; многоэтапные (псеводинамические и динамические), которыми, кроме параметров и структуры, определяются оптимальные сроки реализации мероприятий для развития сети. В многоэтапных моделях используется суммарный за расчетный период критерий оптимальности. Псеводинамические модели отличаются от динамических тем, что на этапе рассматривается только одно исходное состояние. В динамических моделях на этапе анализируются и запоминаются все конкурентоспособные состояния.

В настоящее время оптимизация развития сетей при использовании статических и псеводинамических моделей развития может быть проведена различными методами. Для этой цели используются также универсальные программные пакеты [1, 2]. Однако область применения статических и псеводинамических моделей ограничена, в частности, они не могут быть применены, если необходимо решить вопрос о вводе

ЛЭП более высокого номинального напряжения (рис. 1). Предполагается, что в течение расчетного периода T происходит увеличение нагрузки и мощности электростанций. Для первого варианта с использованием нового, более высокого напряжения достаточно построить только одну ЛЭП со сроком ввода t_1 , для альтернативного варианта необходимо построить три ЛЭП на номинальном напряжении существующей сети со сроками ввода соответственно t_1 , t_2 и t_3 . В начале расчетного периода более выгодным является второй вариант, а при дальнейшем развитии сети — первый вариант (см. рис. 1). В этом случае объективное сопоставление вариантов возможно только при использовании динамических оптимизационных моделей. Если применяется псеводинамическая оптимизационная модель, то будет выбран второй вариант. Основной проблемой для динамических оптимизационных моделей является размерность, т. е. ограничение экспоненциального увеличения расчетного времени при увеличении числа переменных. Следует отметить, что в настоящее время эта проблема в общем виде не решена и для оптимизации развития электрической сети требуется создавать специализированные методы [3], в частности метод оптимальных исходных состояний [4], разработанный в ФЭИ Латвийской АН.

Учет ограничений при решении задач оптимизации развития электрических сетей в динамической постановке с дискретными переменными является весьма актуальным. Рассмотрим основные аспекты решения этого вопроса посредством нежестких ограничений [5] и конкретную реализацию в программно-вычислительном комплексе (ПВК) оптимизации развития сетей с номинальными напряжениями 220 кВ и выше.

Метод учета. Задача оптимизации развития электрической сети в динамической постановке заключается в выборе мероприятий для развития системы (строительство новых или реконструкция существующих линий электропередач (ЛЭП) и подстанций, снос существующих ЛЭП и перевод ЛЭП на более высокое номинальное

© З. П. КРИШАН, Х. Я. АБРАМОВА, М. А. РАГОВСКА, 1991.

напряжением) и определении сроков их реализации по критерию минимума приведенных затрат F за расчетный период T .

$$F = \sum_{t=1}^T (E_H K_{\Sigma}(t, e_t) + C(t, e_t)) \sigma_t \rightarrow \min. \quad (1)$$

Здесь e_t — состояние сети на этапе развития t , которое характеризуется множеством реализованных мероприятий за t этапов развития; σ_t — коэффициент, учитывающий продолжительность этапа развития и разновременность затрат; $K_{\Sigma}(t, e_t)$ — суммарные капиталовложения за t этапов; E_H — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений; $C(t, e_t)$ — эксплуатационные издержки на этапе t . Процесс развития сети моделируется последовательностью состояний сети $e_0, \dots, e_t, \dots, e_T$, где $e_0 \subseteq \dots \subseteq e_t \subseteq \dots \subseteq e_T$ означает возможность перехода из состояния e_{t-1} в e_t для любого t и характеризует связность процесса развития. Следовательно, динамическая оптимизация развития основной сети объединенных энергосистем сведена к многошаговой задаче с дискретными переменными и целевой функцией (1), которая обладает свойством аддитивности. Эта задача может быть решена с помощью следующего рекуррентного уравнения динамического программирования [3]:

$$f(t, e_t) = (E_H K_{\Sigma}(t, e_t) + C(t, e_t)) \sigma_t + \min_{\{e_{t-1} \in e_t\}} f(t-1, e_{t-1}). \quad (2)$$

С увеличением числа переменных число состояний возрастает по степенному закону. Поэтому необходимо применять специальные методы, ограничивающие число состояний, для которых вычисляются значения $f(t, e_t)$. Используем метод оптимальных исходных состояний, поиск которых для каждого шага оптимизации осуществляется в порядке возрастания числа реализованных мероприятий (m). Поскольку зависимость между $f(t, e_t)$ и m имеет форму кривой 1 (рис. 2), при поиске рассматриваются только те состояния, в которых число реализованных мероприятий не больше m^{opt} .

Обозначим $D_{h,t}$ множество состояний допустимых по h -му ограничению для t -го этапа развития. Оно содержит состояния e_t с числом реализованных мероприятий не меньше некоторого m^{hr} . Если $m^{hr} > m^{opt}$ (см. рис. 2), то поиск допустимых оптимальных исходных состояний нельзя осуществить описанным выше методом. Чтобы минимум целевой функции достигался на множестве допустимых состояний $D_{h,t}$, в целевую функцию вводятся дополнительные составляющие, которые характеризуют качество функционирования. В этом случае целевая функция принимает вид кривой 2 (рис. 2):

$$F = \sum_{t=1}^T (E_H K_{\Sigma}(t, e_t) + C(t, e_t) + \sum_{h=1}^H S_h(e_t | D_{h,t})) \sigma_t, \quad (3)$$

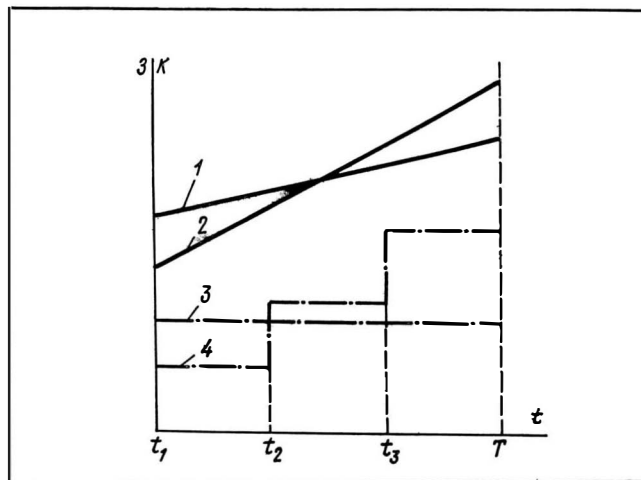


Рис. 1. Изменения во времени расчетных затрат Z (кривые 1, 2) и капиталовложений K (кривые 3, 4) для различных вариантов развития: 1, 3 — при вводе ЛЭП нового, более высокого номинального напряжения U_H ; 2, 4 — при развитии существующей сети с номинальным напряжением $U_C < U_H$.

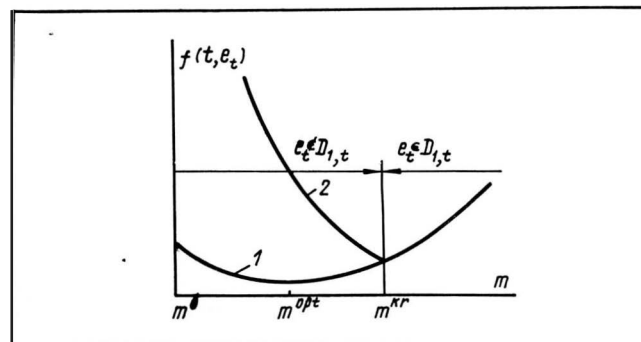


Рис. 2. Зависимость $f(t, e_t)$ от числа реализованных мероприятий m .

где $S_h(e_t | D_{h,t})$ — значение критерия, характеризующего качество состояния сети e_t по h -му ограничению. Если $e_t \in D_{h,t}$, то $S_h(e_t | D_{h,t}) = 0$.

Реализация метода. Целевая функция (3) применяется в новом программном комплексе (ПК) ОРС 18, который заменяет ранее использовавшиеся ОРС 17 и ОРССУ [6] и предназначены для оптимизации развития объединенных энергосистем. Использовались следующие предельные параметры задач, решаемых с помощью ОРС 18: 150 узлов, 280 ветвей, 15 этапов развития (шагов оптимизации), 30 комплектов нагрузок, характеризующих нормальные и послеаварийные расчетные условия, 32 альтернативных мероприятий по развитию сети (переменных).

При оптимизации учитываются ограничения на капиталовложения и четыре дополнительных ограничения.

Первое относится к балансу активной мощно-

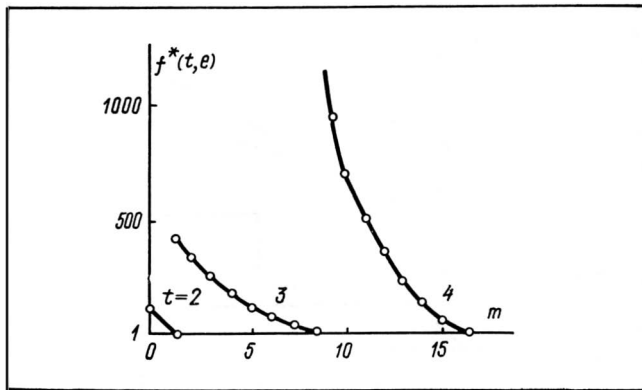


Рис. 3. Изменение функционала в процессе поиска оптимального варианта: $f^*(t, e) = f(t, e) / \min f(t, e)$ — относительное значение функционала на t -м этапе; m — число реализованных мероприятий.

сти в связных компонентах схемы:

$$S_1(e_t | D_{1,t}) = \sum_{r \in R_t} \sum_{q \in Q_t} a_{1,r} P_{нб}^1(r, q), \quad (4)$$

где R_t и Q_t — множества соответственно расчетных условий и связных компонент сети, при которых нарушается баланс мощности; $P_{нб}(r, q)$ — величина небаланса активной мощности q -й связной компоненты при r -х расчетных условиях. С помощью этого дополнительного критерия обеспечивается нахождение оптимального способа присоединения новых потребителей к сети или объединения автономно работающих энергосистем, а также размещение новых генераторных мощностей.

Второе ограничение относится к потокам активной мощности в ЛЭП, трансформаторах и генераторах:

$$S_2(e_t | D_{2,t}) = \sum_{r \in R_t} \sum_{l \in L_r} a_{2,r} (P(l, r) - \pi(l, r))^{c_2}, \quad (5)$$

где $P(l, r)$ — поток мощности по ветви l при расчетных условиях r ; $\pi(l, r)$ — допустимый поток мощности для ветви l при расчетных условиях r ; L_r — множество ветвей, для которых $P(l, r) > \pi(l, r)$; a_2, r, c_2 — коэффициенты, с помощью которых можно регулировать процесс оптимизации.

Третье и четвертое ограничения относятся к учету условий соблюдения статической устойчивости по методике [7, 8], согласно которой устойчивость системы оценивается с помощью показателей структурных максимумов генераторов и структурных максимумов межгрупповых связей (сечений). Выдача активной мощности в i -м узле $P(i, r)$ ограничивается структурным максимумом этого узла $\pi_r(i, r)$ [8], а дополнительная составляющая функционала, учитывающая это обстоятельство, имеет вид

$$S_3(e_t | D_{3,t}) = \sum_{r \in R_t} \sum_{i \in I} a_{3,r} (P(i, r) - \pi_r(i, r))^{c_3}, \quad (6)$$

где I — множество узлов электростанций, для которых $P(i, r) > \pi_r(i, r)$.

Следующее ограничение относится к перетоку мощности между отдельными частями схемы, а именно, суммарный поток мощности по всем ветвям некоторого сечения λ — $P(\lambda, r)$ не должен превышать рассчитанного по методике [3] структурного максимума сечения $\pi_\lambda(i, r)$:

$$S_4(e_t | D_{4,t}) = \sum_{r \in R_t} \sum_{\lambda \in \Lambda} a_{4,r} (P(\lambda, r) - \pi_\lambda(i, r))^{c_4},$$

где Λ — множество сечений λ , для которых $P(\lambda, r) > \pi_\lambda(i, r)$. Дополнительные составляющие $S_2 \times (e_t | D_{2,t})$, $S_3(e_t | D_{3,t})$, $S_4(e_t | D_{4,t})$ используются также в качестве показателя для оценки надежности электроснабжения в состоянии e_t . В этом случае они определяются в послеаварийных расчетных условиях.

Примеры. С помощью ПВК ОРС 18 решены следующие задачи для реально существующих ОЭС.

Расчет 1. Решалась задача размещения генерирующей мощности, состоящей из 16 блоков на 7 возможных площадках ОЭС, расчетная схема которой содержала 160 ветвей ЛЭП, 22 подстанций. Оптимизационная задача решалась на период 15 лет, который был разбит на 4 этапа, во время которых рассматривалась возможность реализации 27 мероприятий по развитию системы.

Дефицит мощности по этапам расчетного периода составлял на втором — 2 блока, на третьем — 6 блоков, на четвертом — 8 блоков. На рис. 3 показано изменение функционала в процессе поиска оптимального решения на втором, третьем и четвертом этапах в зависимости от числа реализованных мероприятий (m). В оптимальном варианте за расчетный период реализовано 16 мероприятий: на втором этапе — 1, на третьем — 7, на четвертом — 8. Пустыми кружочками показаны значения функционала для несбалансированных схем, заполненными — для схем с балансом мощности. Как следует из рис. 3, использование критерия $S_1(e_t/D_{1,t})$ обеспечивает целенаправленный поиск оптимального варианта, поскольку расчет значений целевой функции проводился также для состояний системы без баланса мощности.

Расчет 2. Рассматривалась задача оптимизации развития сетей ОЭС 750 и 500 кВ. Расчетная схема содержала 84 узла, 100 ЛЭП, 13

Номер расчета	Значение коэффициента $a_{2,r}$	Число реализованных мероприятий по этапам развития		
		1	2	3
1	0	2	7	10
2	10	2	8	12

подстанций, 14 генераторов. Расчетный период 10 лет разбит на три этапа. Исходная схема несбалансирована только на третьем этапе, на котором требовалось размещение одной электростанции на одной из двух возможных площадок. Было рассмотрено два возможных альтернативных мероприятия по развитию электростанций и 26 по развитию сети. Задача решалась: 1) без учета ограничений по пропускным способностям ветвей ($a_{2,r}=0$); 2) с учетом ограничений по пропускным способностям ветвей ($a_{2,r}=10$). Соответствующие результаты изменения числа реализованных мероприятий в оптимальных вариантах для обоих случаев приведены в таблице. Анализ результатов показывает, что учет ограничений влияет на число и состав реализованных мероприятий, т. е. без использования критерия S_2 ($a_2=0$) полученный в результате оптимизации вариант не удовлетворяет ограничениям по пропускным способностям ЛЭП и трансформаторов.

Полученные результаты оптимизационных расчетов с помощью ПК ОРС 18 подтверждают целесообразность применения используемой методики учета ограничений по функционированию в самом процессе оптимизации развития. Использование этой методики позволяет расширить круг задач, решаемых с помощью динамических моделей оптимизации.

1. *Youssrf H. K., Hackam R.* New Transmission Planning Model // IEEE Transactions on Power Systems.— 1989 — 4, N 1.— P. 9—17.
2. *Kim K. J., Park Y. M., Lee K. Y.* Optimal Long-Term Transmission Expansion Planning Based on Maximum Principle // Ibid.— 1988.— 3, N 4.— P. 1494—1501.

3. *Хедли Д.* Нелинейное и динамическое программирование.— М.: Мир, 1967.— С. 506.
4. *Дале В. А., Кришан З. П., Пазгале О. Г.* Динамическая оптимизация электрических сетей.— Рига: Зинатне, 1990.— 248 с.
5. *Кришан З. П.* Вопросы теории динамической оптимизации развития в многокритериальной постановке // Изв. АН ЛатвССР. Сер. физ. и техн. наук.— 1981.— № 3.— С. 87—93.
6. *Кузнецова О. Н., Спевакова И. М., Хабачев Л. Д.* Анализ опыта применения комплекса моделей для технико-экономического обоснования развития основных электрических сетей // Там же.— 1988.— № 5.— С. 72—76.
7. *Абраменкова Н. А., Заславская Т. Б.* Критерии оценки главных свойств энергосистемы при анализе устойчивости // Методы исследования устойчивости сложных электрических систем и их использование — М.: Энергоатомиздат, 1985.— С. 20—27.
8. *Оптимизация развития основных сетей энергосистем с учетом условий статической устойчивости* / З. П. Кришан, Х. Я. Абрамова, Т. Б. Заславская и др. // Вопросы надежности при эксплуатации и управлении развитием энергосистем.— Сб. научн. тр. НИИПТ.— Л.: Энергоатомиздат, 1986.— С. 21—24.

Поступила 25.01.90;
после доработки 16.04.90

Z. P. Krishan, Kh. Ya. Abramova, M. A. Ragovska

DYNAMIC MATHEMATICAL MODEL
WITH RESTRICTIONS FOR LONG-TERM
TRANSMISSION NETWORKS EXPANSION
OPTIMIZATION

Physical Power-Engineering Institute
of the Latvian SSR Academy of Sciences, Riga

The article deals with the method of taking into account restrictions of operation in the process of optimization. Method is realized in the programm-computing complex ORS 18. Results of the real networks set expansion optimization with ORS 18 are also analyzed.