

Разработка алгоритма поиска эффективных средств регулирования напряжения с использованием данных о текущем электрическом режиме

К. С. Исмейкина, И.М. Кац, Д.С. Лоцман

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

В настоящее время процесс регулирования напряжения в сетях 110 кВ и выше осуществляется за счет поддержания уровней напряжения в контрольных пунктах (КП) внутри границ графика напряжения. Для этого оперативно-диспетчерский персонал принимает решение о необходимости изменения эксплуатационного состояния и режима работы средств регулирования напряжения (СРН) с целью обеспечения требуемого уровня напряжения [1]. При этом процесс регулирования носит итерационный характер, при котором диспетчер подбирает необходимый состав СРН путем последовательного управления ими и анализа изменения напряжений в КП.

Основанием для принятия решений по использованию тех или иных СРН являются сведения о эффективности СРН.

Согласно действующей методике, эффективность применения СРН должна определяться на четырёх характерных режимах: зима/лето, час минимума/час максимума нагрузки, а также с учётом фиксации величины реактивной мощности влияющих на регулирование напряжения генераторов, синхронных компенсаторов, УШР и СТК [3].

Таким образом, при оперативном управлении диспетчерский персонал не имеет однозначной информации о том, какой набор СРН необходимо применить для обеспечения требуемого уровня напряжения в текущей схемно-режимной ситуации. Также фактические значения эффективности СРН отличаются от расчетных из-за влияния на них параметров электрического режима и отсутствия фиксации вырабатываемой реактивной мощности регулируемых СРН.

Для решения указанных проблем, с которыми сталкивается диспетчерский персонал при управлении режимом работы ЭЭС разработан алгоритм, позволяющий получить актуальный набор СРН для текущего режима работы ЭЭС, с учетом их фактической эффективности и взаимного влияния друг на друга.

В качестве исходной информации о текущем электрическом режиме в алгоритме используются актуальные срезы оцененного режима ЭЭС, сформированные СМЗУ.

Взаимное влияние СРН при регулировании напряжения в рамках данной работы учитывается с помощью фактической эффективности СРН, которая определяется как отношение суммарного изменения реактивной мощности всех СРН, влияющих на напряжение в КП, к изменению напряжению в КП:

$$\mathcal{E}_{\text{СРН}} = \sum_i^N \Delta Q_i / \Delta U_{\text{КП}} \quad (1)$$

где ΔQ_i - изменение реактивной мощности i -го СРН; N - число влияющих СРН; $\Delta U_{\text{КП}}$ - изменение напряжение в КП, кВ.

Порядок использования СРН соответствует приоритетности отображения СРН в ПУР. В пределах одной группы выбор состава СРН и определение режима их работы осуществляется расчетным методом на основании значения фактической эффективности (1).

Работа алгоритма происходит в два этапа. Работа алгоритма представлена на рисунке 1.

Этап 1. Определение состава СРН.

1. Осуществляется выбор наиболее оптимального состава СРН первой группы путем перебора всех возможных сочетаний СРН данной группы посредством их разгрузки/загрузки на минимум/максимум потребления/выработки реактивной мощности к из n СРН, где $k = 1, 2, 3, \dots, n$; n - число СРН в группе.

При этом формируется целевая функция F_2 :

$$F_2 = k_v \Delta U \quad (2)$$

где k_v - весовой коэффициент напряжения в КП, принят 100;

$\Delta U = U - U_{3д}$, кВ; U - напряжение в КП, кВ; $U_{3д}$ - напряжение, задаваемое диспетчером, кВ;

В случае, если при k -ом количестве СРН в группе напряжение достигнет $U_{3д}$ с точностью T_U , алгоритм заканчивает свою работу. По целевым функциям определяется наилучший состав СРН данной группы.

2. Если по результатам выполнения п.1 не достигается значение напряжения в КП $U_{3д}$ с точностью T_U , то добавляются СРН другой группы аналогичным образом оцениваются уровни напряжения и значения целевой функции F_2 для возможных сочетаний СРН разных групп.

3. Аналогичным образом добавляются СРН последующих групп, в случае, если напряжения в КП меньше величины $U_{3д}$

4. При достижении напряжения в КП величины большей или равной величине $U_{зд}$ запускается алгоритм по определению режима работы СРН.

5. Если после перебора всех СРН напряжение в КП не достигает величины $U_{зд}$ с точностью T_U , то диспетчеру предлагается состав СРН, при котором значения целевой функции F_2 минимально.

Этап 2. Определение режима работы СРН.

На данном этапе работы алгоритма для выбранного числа СРН на этапе 1 определяется их режим работы. Для этого используется генетический алгоритм. Алгоритм случайным образом изменяет параметры СРН в составе, полученном на первом этапе.

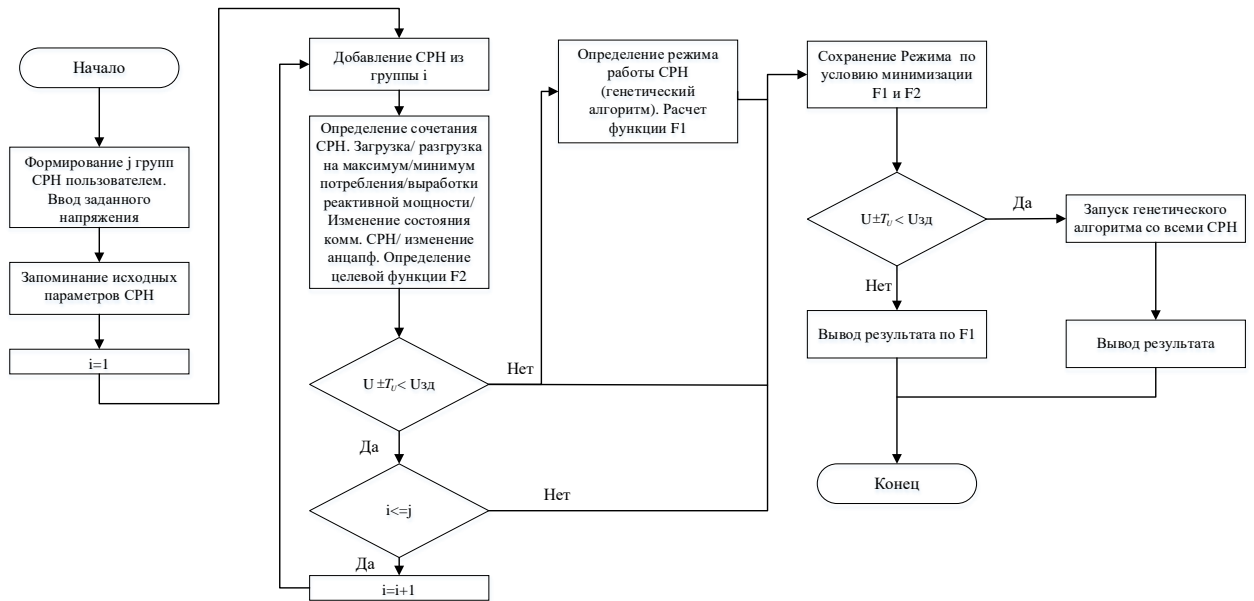


Рисунок 1 – Блок-схема алгоритма

Целевая функция:

$$\min F_1 = k_q \sum_i^N \Delta Q_i / \Delta U_{КП} + k_v \Delta U + k_{\Delta v} + k_{\Delta p} P_l$$

(3)

где ΔQ_i - изменение реактивной мощности i-го СРН; N -число влияющих СРН; $\Delta U_{КП}$ - изменение напряжение в КП, В; k_q - весовой коэффициент эффективности использования СРН, принят 1; k_v - весовой коэффициент напряжения в КП, принят 100; $k_{\Delta p}$ - весовой коэффициент потерь активной мощности в районе, принят 0,005; $k_{\Delta v}$ - весовой коэффициент превышения $U_{раб.маx}$ в узлах 110 кВ и выше, принят 0 (при выполнении условия превышения напряжения

достигает значения 10 000); $\Delta U = U - U_{3Д}$, кВ; U - полученное напряжение в КП, кВ; $U_{3Д}$ - напряжение, задаваемое диспетчером, кВ; P_l - потери активной мощности в районе, МВт.

Системные ограничения:

- Фактический диапазон изменения уставки по напряжению и реактивной мощности средств регулирования напряжения:

$$V_{G_i}^{min} \leq V_{G_i} \leq V_{G_i}^{max}, i = 1, 2, \dots, N \quad (4)$$

$$Q_{G_i}^{min} \leq Q_{G_i} \leq Q_{G_i}^{max}, i = 1, 2, \dots, N \quad (5)$$

$$Q_c^{min} \leq Q_c \leq Q_c^{max}, c = 1, 2, \dots, C \quad (6)$$

где $V_{G_i}^{min} / V_{G_i}^{max}$ - минимальное/максимальное значение заданного напряжение i -ого генератора; $Q_{G_i}^{min} / Q_{G_i}^{max}$ - минимальное/максимальное значение реактивной мощности i -ого генератора; Q_c^{min} / Q_c^{max} - минимальное/максимальное значение реактивной мощности c -ого СКРМ.

- Значения напряжения в смежных КП по напряжению (нахождение напряжение внутри графика напряжений)

Рассмотрим применение разработанного в данной работе алгоритма на примере регулирования напряжения в контрольном пункте ПС 500 кВ Барабинская, СШ 500 кВ. Исследуемый режим - Нормальная схема, напряжение на шинах ПС Барабинская ниже нижней границы графика напряжений.

Результаты регулирования, путем последовательного подбора состава СРН и управления ими, основываясь на показателях эффективности, приведенные в ПУР согласно таблице 1 показаны в таблице 2.

Таблица 1 - Эффективность СРН в КП ПС 500 кВ Барабинская

Название СРН	Эффективность, МВАр/кВ
Р-532 на ПС 500 кВ Барабинская	10
УШР-1-500 на ПС 500 кВ Восход	35
2Р-500 на ПС 500 кВ Таврическая	55
СТК-1 ПС 500 кВ Заря	75
Генераторы Новосибирской области	169
НТЭЦ2	
НТЭЦ3	
НТЭЦ4	
НТЭЦ5	
НГЭС	

БТЭЦ	
Генераторы Омской области	184
ТЭЦ3	
ТЭЦ4	
ТЭЦ5	

По результатам последовательного перебора, основанного на показателях эффективности, приведенного в ПУР, представленных в таблице 2, лучшим вариантом с точки зрения минимизации целевой функции и минимизации числа диспетчерских команд оказался расчет №1.

Результаты регулирования с помощью применения разработанного алгоритма приведены в таблице 3.

С помощью применения алгоритма удалось уменьшить число задействованных СРН, сохраняя приоритетность групп СРН, указанную в [3].

Таблица 2 – Регулирование напряжение в КП ПС 500 кВ Барабинская по ПУР

№ рас-чета	Название СРН	U_i СРН, кВ	U КП, кВ	$\mathcal{E}_{СРН}$, МВар/кВ	ΔU , кВ	F_1
1	СТК-1 ПС 500 кВ Заря	16,04	500	10,373	0	19,23
	ТЭЦ3	6,2				
	ТГ 4-6 ТЭЦ4	6,53				
	ТГ 5 ТЭЦ5	124,8				
2	СТК-1 ПС 500 кВ Заря	16,04	500,072	10,846	0,072	26,69
	ТЭЦ3	6,55				
	ТГ 4-6 ТЭЦ4	6,58				
	ТГ 5 ТЭЦ5	122,8				
3	СТК-1 ПС 500 кВ Заря	16,04	500,010	13,704	0,010	23,55
	ТГ 13-14 НТЭЦ3	10,8				
	ТГ 11-12 НТЭЦ3	10,6				
	НТЭЦ4	122				
	ТГ 3-5 НТЭЦ5	16,3				
	ТГ 1-2 НТЭЦ5	15,6				
4	СТК-1 ПС 500 кВ Заря	16,04	500,110	10,75	0,110	30,60
	ТГ 13-14 НТЭЦ3	11,025				
	НТЭЦ4	123				
	ТЭЦ3	6,55				
	ТГ 4-6 ТЭЦ4	6,58				

В данной работе рассмотрен отличный от действующего подход к определению перечня СРН для КП, основанный на итеративном подборе перечня СРН с использованием элементов комбинаторики и генетическом алгоритма в реальном времени на основе оцененного текущего режима ЭЭС, сформированные сервером СМЗУ.

Применение рассматриваемого метода позволит определять актуальный и наиболее оптимальный состав СРН на момент принятия решения о выборе диспетчерской команды оперативно-диспетчерским персоналом в рамках ведения режима по напряжению и реактивной мощности.

Работоспособность предлагаемого алгоритма была проверена на 2-х КП по напряжению класса 500 кВ.

Таблица 3– Регулирование напряжения КП ПС 500 кВ Барабинская

№ рас-чета	Название СРН	U СРН, кВ	U КП, кВ	$\mathcal{E}_{СРН}$, МВар/кВ	ΔU , кВ	F_1
1	СТК-1 ПС 500 кВ Заря	16,59	500,004	10,785	0,004	20,05
	ТГ 4-6 ТЭЦ4	6,518				
	ТГ 5 ТЭЦ5	125,422				
2	СТК-1 ПС 500 кВ Заря	16,59	500,019	10,399	0,019	21,16
	ТГ 4-6 ТЭЦ4	6,518				
	ТГ 5 ТЭЦ5	125,422				

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утверждённые Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854 (в редакции Постановления Правительства Российской Федерации от 08.12.2018 № 1496).
2. СТО 59012820.29.240.007-2008 Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. – Утверждён и введён в действие: распоряжением ОАО "СО ЕЭС" от 24.09.2008 N 114р взамен СТО ОАО "СО - ЦДУ ЕЭС" 59012820.29.240.003-2005. – 2008. – 49 с.
3. Указания по службе электрических режимов «Методика определения эффективности средств регулирования напряжения в контрольных пунктах» 2019 г.

Научный руководитель: И.М. Кац, к.т.н., доцент ОЭЭ ИШЭ ТПУ